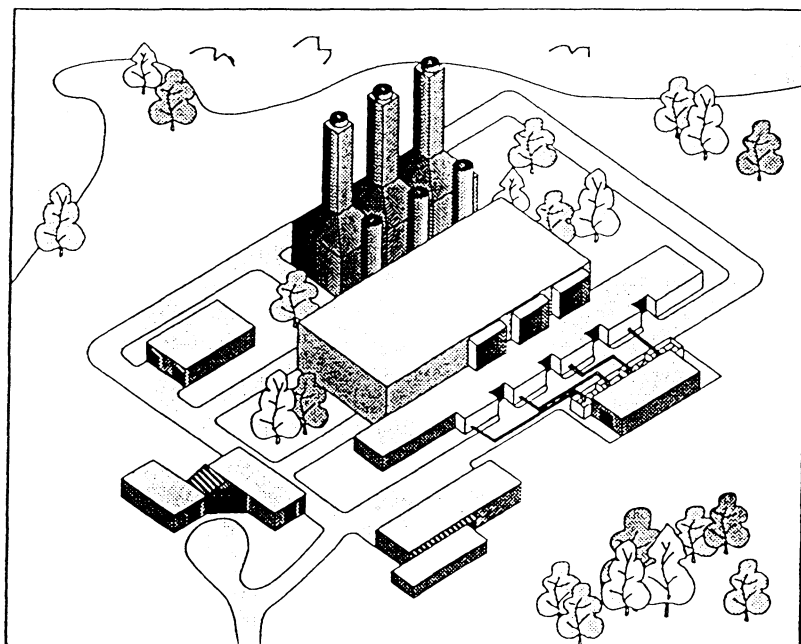


NVE
NORGES VASSDRAGS-
OG ENERGIVERK
Energiavdelingen

Gasskraft i Norge



Rapport til Nærings- og energidepartementet
22. februar 1995

INNHOLDSFORTEGNELSE**SIDE**

0.	FORORD	4
1.0	INNLEDNING	5
1.1	Mål for energioppdekningen	7
2.0	ENERGIMARKEDET	8
2.1	Utvikling i innenlandsk eletterspørsel og leveringsforpliktelser overfor utlandet	8
2.1.1	Mulig utvikling mot år 2010	9
2.2	Sikret krafttilgang	11
2.3	Resulterende energi- og effektbalanse	13
3.0	GASSKRAFT	20
3.1	Gasskraftteknologi	20
3.2	Effekter og virkningsgrader	21
3.2.1	Planleggings- og driftsforhold	22
3.2.2	Dellastegenskaper og reguleringsevne	25
3.2.3	Start og stopp	26
3.3	Degradering	28
3.4	Utslipp	28
3.5	Renseteknologi	30
3.6	Økonomi	31
3.8	Kjølevannsutnyttelse	35
3.9	Utviklingstrender	36
4.0	ALTERNATIVER FOR KRAFTUTBYGGING	38
4.1	Vannkraft	38
4.1.1	Gjenværende potensial	38
4.1.2	Tidsperspektiv	39
4.1.3	Kostnader	39
4.2	Gasskraft	41
4.2.1	Lokaliseringsalternativer	41
4.2.2	Tidsperspektiv	42
4.2.3	Kostnader relativt vannkraft; gasspris og CO ₂ -avgifter	43
5.0	SYSTEM- OG MARKEDSMESSIGE VURDERINGER	45
5.1	Strategier for innpassing av gasskraft i Norge	45
5.3	Systemmessige vurderinger	48
5.3.1	Forutsetninger	48
5.3.2	Gasskraft i samspill med vannkraft	52
6.0	MILJØMESSIGE VURDERINGER	58
6.1	Innledning	58
6.2	Tekniske forutsetninger og data for gasskraftverket	58
6.3	Utslippskomponentene	59
6.4	Miljøvirkninger av de ulike utslipp	61

6.5 Miljøvirkninger av kraftutveksling og -eksport	66
7.0 SAMMENFATNING OG KONKLUSJONER	70
8.0 REFERANSER	73
9.0 DEFINISJONER	74

0. FORORD

NVE legger med denne rapporten fram et underlag for Nærings- og energidepartementets arbeid med Stortingsmelding om bruk av gass i Norge. Rapporten er et svar på departementets anmodning i brev av 23. september 1994 om bistand i utredningsspørsmål knyttet til eventuell bygging av gasskraftverk i Norge.

Rapporten behandler kraftbalansen i Norge med hovedvekt på stadium 2000-2010. Forholdene vurderes i lys av økt innenlandsk kraftetterspørsel og de kraftutvekslingsavtaler som er inngått mellom Norge-Danmark, Norge-Tyskland og Norge-Nederland. Selv om situasjonen peker mot økt kraftetterspørsel i de nærmeste år, har Norge fortsatt valgfrihet i energioppdekningen. Hvis gasskraft tas med som produksjonsalternativ, gir det økt valgfrihet for oppdekning av elkraft og nye muligheter for verdiskapning i Norge ved krafteksport.

Dagens gasskraftteknologi er beskrevet i en utredning fra SINTEF Varmeteknikk /2/. Rapportens kapittel 3 gir et utdrag av denne utredning, hvor det er vurdert rene gassturbinverk og såkalte kombikraftverk med og uten avtapning av damp til varmeformål. En inngående økonomisk analyse er gjennomført for disse typer gasskraftverk. Utslipp og renseteknologi for avgasser er også berørt.

Rapporten omhandler for øvrig system- og markedsmessige vurderinger for innpassing av gasskraft i det norske vannkraftsystemet (kapittel 5) og miljømessige vurderinger av ulike gasskraftdisponeringer (kapittel 6).

Rapportens hovedkonklusjoner er samlet i kapittel 7, med synspunkter på spørsmålet om utbygging av gasskraft i løpet av den omhandlede analyseperiode.

1.0 INNLEDNING

Planer om introduksjon av gasskraft i Norge ble lansert allerede i 70-årene. Mer konkrete planer forelå imidlertid først i 1986. Den gang var det Statkraft som tenkte seg et gasskraftverk plassert ved Kårstø-terminalen. Kraftproduksjonen fra anlegget skulle dekke opp et forventet underskudd i den innenlandske fastkraftbalansen. Konsesjonssøknad for gasskraftverket ble levert i 1987 /8/. Omtrent samtidig søkte Norsk Hydro om tillatelse til bygging av gasskraftverk på Karmøy. I årene som fulgte ble en rekke gasskraftplaner lansert, og de fleste større kraftselskaper var engasjert i konstellasjoner som planla gasskraftverk. Flere prosjekter var knyttet opp mot forutsetningen om at Sverige (og Finland) ville kjøpe norsk gass i slike mengder at en gassrørledning mot Sverige ville bli bygget. Dette ville muliggjøre bygging av gasskraftverk nær tunge forbrukssentra i Østlands-området for å dekke norsk kraft- etterspørsel.

Ettersom noen beslutning om snarlig utfasing av kjernekraft i Sverige ikke ble fattet, bortfalt også planene om storstilte svenske gasskjøp fra Norge. I 1989 vedtok Stortinget at Norges CO₂-utslipp skulle stabiliseres på 1989-nivå innen år 2000. Disse forhold, sammen med rikelig nedbør og dermed stor vannkraftproduksjon, utflating i forbruket samt innføring av energiloven med fokusering på markedsatferd og effektivisering, bevirket at grunnlaget gikk ut for de norske gasskraftplanene. I de senere år har gasskraft nærmest bare fungert som en bakgrunnsreferanse.

I EU-området var det fram til 1990 lite aktuelt å nytte naturgass til storskala elproduksjon. Etter at den selvpålagte restriksjonen om ikke å bruke naturgass til kraftproduksjonen ble opphevet, har interessen for gasskraft i England og på Kontinentet tatt seg sterkt opp, og gasskraft er på full fart inn i disse land. Med sine begrensede forurensende utslipp har miljøhensyn vært en sterkt drivende faktor for bygging av gasskraftverk. Bedret teknologi med økning i virkningsgrad og reduksjon i byggekostnader har virket i samme retning.

Bygging av gasskraftverk i Norge er igjen aktualisert. Momentene bak dette kan oppsummeres slik:

- Norske gassressurser er meget store og det er ønskelig å utvikle nye markeder
- Varierende muligheter for salg av gassen ut fra produksjons- og transportkapasitet
- Et betalingsvillig utenlandsmarked for elkraft
- Egne kraftbehov
- Det norske vannkraftsystemet har reguleringssegenskaper som gjør samspill med varmekraft attraktivt

I tillegg har næringspolitiske målsettinger om innenlandsk foredling av norske ressurser og etablering av arbeidsplasser samt videreutvikling av den industrielle basisen i landet aktualisert innenlandsk gassutnyttelse.

Gjenværende oppdagede gassressurser på norsk kontinentalsokkel er rundt 2.800 mrd. Sm^3 , svarende til over 100 ganger dagens årlige produksjonsnivå. Vi har imidlertid inngått leveringsforpliktelser som vil innebære at årsproduksjonen av gass må dobles til over 50 mrd Sm^3 innen få år. Dette er gass som vil bli levert til mottakerlandene gjennom rørledninger lagt på havbunnen. To ilandføringssteder (Karmøy/Kårstø og Kollsnes) for gass på Vestlandet er tilknyttet dette leverings-systemet, og framstår i dag som aktuelle lokaliseringer for landbaserte gasskraftverk. Ved begge disse stedsvalgene vil gass til innenlandsk gasskraftproduksjon måtte prises i relasjon til hva salg til andre anvendelser kan gi.

Gassprisen kan svinge over året, og vil bl.a. avhenge av kapasitetsutnyttelsen i produksjons- og rørledningssystemet. Dette gir muligheter for i alle fall periodevis rimelige gassuttak til et kraftverk.

Ved det tredje ilandføringsstedet for gass i Norge, Tjeldbergodden på Mørkekysten, er det ingen gassmessig tilknytning til utlandet. Her dreier det seg om ilandføring av såkalt assosiert gass, som i utgangspunktet må tas opp sammen med oljen på feltet. Feltutbyggingen på Haltenbanken har i hovedsak vært økonomisk begrunnet ut fra oljeforekomstene, og gassen framtrer her foreløpig som et biprodukt. Ettersom gassen ikke tillates brent på feltet, blir alternativene enten reinjisering av gassen eller en eller annen mulig innenlandsk anvendelse. Den planlagte metanolfabrikken på Tjeldbergodden representerer et slikt alternativ. Gassrørledningen inn til land har kapasitet utover metanolfabrikkens behov, og forholdene ligger således her til rette for at et gasskraftverk kan nytte gass som har lav alternativ verdi.

Bygging av gasskraftverk i Norge for rene eksportløsninger vil kostnadmessig bl.a. konkurrere med plassering av gasskraftverket i mottakerlandet. Gasskraft i samspill med det norske vannkraftsystemet bør imidlertid gi muligheter for gunstige "pakkeløsninger". Med eksisterende og nye overføringsforbindelser til utlandet er de fysiske forhold også lagt til rette for at Norge kan sikres import i tørrår.

Det har i de senere år vært en utbredt oppfatning at vi har et energioverskudd i det norske kraftsystemet. Forbruksveksten har vært lav og tilsigene til kraftmagasinene rikelige. Interessen for nye kraftutbygginger har vært liten. Med den sterke forbruksveksten i alminnelig forsyning som vi har sett i 1994, 4,5% temperaturkorrigert på årsbasis, foreligger muligheten for at de tradisjonelle fastkraftanvendelsene innenlands allerede om noen år kan overstige vannkraftproduksjonen i normale vannår. På toppen av dette har vi allerede i dag et tilfeldigkraftmarked til elektrokjeler på ca 9 TWh på årsbasis. For perioden fram til år 2000 vil inngåtte eksportforpliktelser gjøre kraftbalansen ytterligere anstrengt. Innenlandske elpriser forventes da å overstige utbyggingskostnad for ny vannkraft. Avhengig av realiseringstid for nye kraftanlegg, tilsigsforhold, tilpasning hos sluttbrukere og importmuligheter, kan vi få en helt annen forsyningssituasjon og pristilpasning enn hva vi har vært vant til de siste årene.

Med de få klarlagte vannkraftprosjektene vi pr i dag har, vil vi, på grunn av de lange planleggings- og byggetider for vannkraftanlegg, kunne få vanskeligheter med å

dekke opp den innenlandske etterspørselsutviklingen med egne vannkraftutbygginger. Gasskraft vil da på grunn av atskillig kortere ledetider, kunne framtre som et svært gunstig alternativ for dekning av innenlandsk kraftetterspørsel.

1.1 Mål for energioppdekningen

Det skal tilstrebes en samfunnsøkonomisk god tilpasning mellom tilgang og etterspørsel etter elektrisitet innenfor de krav samfunnet setter til leveringskvalitet, sikkerhet og miljø.

Aktuelle rammebetingelser for energioppdekningen:

- Elforsyningen skal være landsdekkende og kunne gi et likeverdig tilbud til alle.
- Vannkraftutbygging skal skje innenfor de rammer Samlet plan og verneplanene setter.
- Kjernekraft er ikke aktuell i norsk energiforsyning.
- Det er ikke ønskelig å åpne for eksport av norsk kraft som resulterer i økt press på utbygging av vassdrag, eller produksjon av elektrisitet som kommer i konflikt med norsk miljøpolitikk.

Rammevilkår og frihetsgradene i energioppdekningen vil kunne endre seg over tid, men hovedmålene antas å ligge fast. En del viktige spørsmål må omprøves og avklares i takt med tiden. Spørsmål med spesiell relevans til eventuell innpassing av gasskraft i det norske produksjonssystemet vil være:

- Hvordan skal nasjonale målsettinger i miljøpolitikken avveies mot regionale og globale målsettinger og økt energietterspørsel?
- Hvordan og i hvilken grad skal miljøkostnader forbundet med energiproduksjon og bruk belastes aktørene?

2.0 ENERGIMARKEDET

2.1 Utvikling i innenlandsk eletterspørsel og leveringsforpliktelser overfor utlandet

Tabell 2.1-1: Produksjon og forbruk av elkraft i perioden 1990-1994. Alle tall i TWh.

År	1990	1991	1992	1993*	1994*
Vannkraftproduksjon	121,4	110,6	117,1	119,5	113,0
+ Varmekraftproduksjon	0,5	0,4	0,4	0,5	0,6
= Total produksjon	121,8	111,0	117,5	120,0	113,6
+ Import	0,3	3,3	1,4	0,8	5,4
÷ Eksport	16,2	6,0	10,1	8,6	5,6
= Brutto totalforbruk	105,9	108,2	108,8	112,2	113,5
÷ Elektrokjeler inkl. tap	7,1	7,9	8,4	9,2	6,0
÷ Pumpekraft inkl. tap	0,4	0,7	0,6	0,6	1,6
÷ Tap på eksport	1,1	0,4	0,7	0,6	0,4
= Brutto fastkraftforbruk	97,3	99,2	99,1	101,8	105,5
Herav: Kraftintensiv industri	30,5	29,3	28,3	28,5	29,1
Alminnelig forsyning	66,8	70,0	70,8	73,3	76,4
Alminnelig forsyning, temperaturkorrigert	70,2	71,1	72,4	73,6	76,9
Prosentvis vekst fra året før	2,0	1,2	1,8	1,7	4,5

*) Foreløpige tall for disse årene.

Første del av 90-årene har vært preget av nedbørrike år og en vannkraftproduksjon som med unntak for 1991 har ligget langt over middelproduksjonsevn.

Vintrene har i varierende grad vært mildere enn normalt. Dette har gitt grunnlag for til dels betydelig nettoeksport av kraft. Som en følge av lave priser i kraftmarkedet har også leveransene til elektrokjelene vært store, helt opp mot kapasitetsgrensen for disse. Året 1994 representerer på mange måter et brudd med denne utviklingen. Mens produksjonen gikk ned, hadde vi en betydelig vekst i det innenlandske forbruket. Sett over året balanserte forbruket med produksjonen av elektrisitet. Kraftutvekslingen mot utlandet ble således nær energinøytral, dvs. eksporten ble omtrent lik importen. Norge har i de senere år vært en til dels betydelig nettoeksportør av elektrisitet. Vi må tilbake til 1986 for å finne siste gang importen oversteg eksporten. Mest bemerkelsesverdig har veksten vært innen alminnelig forsyning. Temperaturkorrigert er forbruksveksten beregnet til 4,5% fra 1993. Veksten kan delvis forklares med vekst i økonomien og realprisnedgang for elektrisitet - for større næringslivskunder har prisnedgangen fra 1993 vært på over 10%. Men ellers må vi tilbake til første halvdel av 1980-årene for å finne sammenliknbar forbruksvekst.

Elektrokjelmarkedet lar seg dele i to omtrent like store segmenter, med henholdsvis lett- og tungolje som fyringsalternativ. Lettoljekjelene vil, med eksisterende ordning med fritak for elavgift og lav overføringsavgift pga. at det dreier seg om uprioriterte overføringer, ha en høy betalingsvillighet for elektrisitet. I størrelsesorden dreier det seg med den råoljeprisforutsetning som ligger til grunn (130 NOK/fat), om 20-25 øre/kWh referert kraftstasjons vegg (avhengig av kjelvirkningsgrad). Dette er en betalingsvillighet på linje med forventet likevektspris i kraftmarkedet.

Ved utgangen av 1994 er middelproduksjonsevnen for kraftsystemet beregnet til 112,5 TWh. Dette er bare ubetydelig mer enn forbruket til de tradisjonelle fastkraft-anvendelser, kraftintensiv industri og alminnelig forsyning, med tillegg av lettoljekjelmarkedet.

2.1.1 Mulig utvikling mot år 2010

Som basisalternativ for den innenlandske etterspørselsutviklingen legges følgende til grunn:

Alminnelig forsyning

Bruttoforbruket i alminnelig forsyning øker med 1,5% pr år med utgangspunkt i det temperaturkorrigerede forbruket i 1994. Det er herunder forutsatt en elprisutvikling som tilsvarer antatt balansepris i kraftmarkedet, i størrelsesorden 20-25 øre/kWh, referert kraftstasjon.

Forbruksutviklingen i alminnelig forsyning er her ikke angitt som resultat av prognoseberegninger, og er mer å betrakte som en illustrasjon av et mulig forløp. Det er stor usikkerhet knyttet til framskrivning av forbruket i alminnelig forsyning.

Kraftintensiv industri

Forbruket i industrien forutsettes å være 29 TWh netto, eller 29,9 TWh brutto pr år, i alle år fram til 2010.

Troll-terminalen på Kollsnes

Gassbehandlingsanlegget på Kollsnes kommer i drift fra 1997, med et årlig kraftbehov på 1,6 TWh (200 MW, 8.000 timer). Kraftforbruket forutsettes å øke til 3,2 TWh (385 MW) i 2006.

Elektrokjelmarkedet

Dagens elektrokjelmarked på 9 TWh referert bruker antas å øke til 10 TWh i år 2000, for deretter å flate ut. Med markedet menes her årsforbruket dersom kjelene er innkoplet hele tiden. Markedet er likelig fordelt mellom kjeler som har henholdsvis lett- eller tungolje som fyringsalternativ.

Leveringsforpliktelser overfor utlandet

Norge har inngått en rekke avtaler om kraftsalg til utlandet, der vi er forpliktet til å levere energi på dagtid når belastningen er høyest, men der vi har mulighet til å kjøpe energien tilbake i lavlastperioder.

a) Avtale mellom Norsk Krafteksport AS og N.V.Samenwerkende Elektriciteits-produktiebedrijven (SEP)

Avtalen gjelder for 25 år og er knyttet opp mot legging av 600 MW kabel mot Nederland som kommer i drift i 2001. Norsk Krafteksport AS er forpliktet til å levere 2,16 TWh/år til Nederland. Dette tilsvarer en brukstid på 3.600 timer ved et uttak på 600 MW. Kraften antas levert på dagtid, 10 timer pr døgn. Avtalen gir de norske avtalepartnere opsjon til å importere et mindre kvantum, 0,6 TWh pr år, til en fast pris. Ledig kabelkapasitet kan nyttes til kraftutveksling på kommersielle vilkår.

b) Avtale mellom Statkraft SF og PreussenElektra AG

Avtalen er for 25 år og begynner å gjelde fra 1998 da Statkraft skal levere 400 MW på dagtid over 2.000 timer i året (6 timer pr dag) via Skagerrak-kabelen gjennom Danmark. Når ny 600 MW-kabel mellom Norge og Tyskland står ferdig i år 2003, utvides leveringsforpliktelsen til 1.000 MW (400 MW + 600 MW) 6 timer pr dag. Avtalen innebærer en norsk eksportforpliktelse på 2 TWh/år. Ledig overføringskapasitet skal kunne nyttes til kommersiell kraftutveksling.

c) Avtale mellom Statkraft SF og Vattenfall

Avtalen gjelder fra 01.10.95 til 01.10.99 og innebærer en eksportforpliktelse for Statkraft på 400 MW i 6.000 timer pr år; til sammen 2,4 TWh på årsbasis.

d) 5 TWh-ordningen

Nærings- og energidepartementet har gitt åpning for at det mot utlandet samlet kan inngås kontrakter om årlige leveranser av opptil 5 TWh fram til og med 1998 uten at det kreves konsesjon. Tillatt eksportkvantum er fordelt på produksjonsverkene etter et kvotesystem. Totalkvoten på 5 TWh er, spesielt for slutten av perioden, ennå ikke oppfylt med inngåtte kontrakter. Pga. at Vattenfall og Sydkraft har nektet transittering i det svenske hovednettet, er heller ikke alle inngåtte eksportavtaler materialisert gjennom faktisk eksport.

e) Avtale mellom Statkraft SF og ELSAM

I forbindelse med legging av en tredje kabel over Skagerrak mot Jylland inngikk Statkraft en forpliktelse om å eksportere 1,0 TWh toppkraft på årsbasis fra 01.10.93 til 01.07.96. Deretter går avtalen over til å bli en pumpekraftavtale på 440 MW fram til år 2013. Til kabel 1 og 2 er det knyttet en pumpekraftavtale (270 MW) som skal gjelde ut 1997. Statkraft og Elsam har reforhandlet avtalen for alle tre kablene. Med forbehold om myndighetenes godkjennelse vil den nye avtalen tre i kraft i løpet av 1. halvår 1995.

Utviklingen i samlet innenlandsk etterspørsel med tillegg av inngåtte leveringsforpliktelser til utlandet kan sammenfattes i en tabell. For kraftintensiv industri, Troll-terminalen på Kollsnes og eksportforpliktelsene kan kraftuttaket regnes for prisuavhengig; i alle fall for priser inntil et nivå godt over gjennomgående balansepris i kraftmarkedet. Avtalene tilknyttet kablene mot Nederland og Tyskland samt den reforhandlede avtalen med ELSAM er ikke regnet å innebære netto energiekspport.

For alminnelig forsyning og ikke minst elektrokjeler er det mer snakk om et marked som etterspør kraft avhengig av pris. Alminnelig forsyning er som tidligere nevnt representert med et forbruk som harmonerer med en prisbane omtrent lik forventet likevektspris i kraftmarkedet. Tabellen angir energietterspørsel referert kraftstasjon.

Tabell 2.1.1-1: Utvikling i innenlandsk etterspørsel og leveringsforpliktelser overfor utlandet i årene 1994-2010. Alle tall i TWh og referert kraftstasjon.

År	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
A. Alm. forsyning, temperaturkorrig.	76,9	78,1	79,2	80,4	81,6	82,8	84,1	90,6	97,6
B. Kraftintensiv industri, inkl 3% tap	30,2	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9
A + B	107,1	108,0	109,1	110,3	111,5	112,7	114,0	120,5	127,5
C. Troll-terminalen, inkl 3% tap				1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	3,2
A + B + C	107,1	108,0	109,1	111,9	113,1	114,3	115,6	122,1	130,7
D. Eksport-forpl.* m/ELSAM	1,0	1,0	0,5						
m/Vattenfall		0,6	2,5	2,5	2,5	1,9			
5 TWh-ordningen	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2				
A + B + C + D	113,3	114,8	117,3	119,6	120,8	116,2	115,6	122,1	130,7
E. Lettoljekjel-marked, inkl 7% tap	4,8	4,9	5,0	5,1	5,2	5,3	5,3	5,3	5,3
A + B + C + D + E	118,1	119,7	122,3	124,7	126,0	121,5	120,9	127,4	136,0
F. Tungoljekjel-marked, inkl 3% tap	4,6	4,7	4,8	4,9	5	5,2	5,2	5,2	5,2
SUM, totalt	122,7	124,4	127,1	129,6	131,0	126,7	126,1	132,6	141,2

*) Det er regnet 3% innenlandske tap på eksportforpliktelsene.

2.2 Sikret krafttilgang

Vannkraftsystemet i Norge var pr 01.01.95 utbygd til en midlere årlig produksjonsevne på 111,8 TWh. Da er tilsigsdata for perioden 1931-90 lagt til grunn for

beregningene. Installert maksimal stasjonsytelse var på samme tidspunkt 27.181 MW. Innslaget av varmekraft i norsk kraftproduksjon er lite; 22 små varmekraftstasjoner har en samlet maksimal ytelse på 265 MW. I de senere år har varmekraftproduksjonen vært rundt 0,5 TWh pr år.

Det er gitt konsesjon for 2,4 TWh ny vannkraft. Av dette representerer vel 1,2 TWh prosjekter der utbygger senere har tilkjennegitt manglende interesse av å bygge ut, og som derfor trolig ikke vil bli realisert med det første. De resterende vel 1,1 TWh vil komme i drift innen år 2001. Fordelt på de enkelte år kommer ny vannkraft inn således:

Tabell 2.2-1: Ny vannkraft

År	1995	96	97	98	99	2000	Sum
Under bygging, GWh	462	78	-	251	-	-	791
Ennå ikke under bygging, GWh	49	59	-	16	195	27	346
Sikret ny vannkraft, GWh	511	137	-	267	195	27	1.137
Effektinstallasjon, MW	113	44	-	45	55	7	264

Energiproduksjonen er angitt som midlere produksjonsevne. Effektinstallasjonen tilknyttet de nye vannkraftprosjektene er til sammen 264 MW. I tillegg til ovennevnte systemutvidelser kommer et nytt aggregat på 350 MW i Svartisen i Nordland. Antatt idriftsettelsesår er 2004. Dette er en ren effektutvidelse som ikke vil øke energiproduksjonen.

Det er gitt konsesjon for ett varmekraftverk; et dampturbinanlegg som inngår som en integrert del av metanolfabrikken på Tjeldbergodden. Driftsstart blir i 1997, og antatt årsproduksjon rundt 0,2 TWh som i sin helhet er tenkt benyttet inne på industriområdet.

Sikret krafttilgang regnet som produksjonsevnen i eksisterende system med tillegg av sikre utvidelser ut fra det vi vet i dag, er 113,8 TWh ved år 2000. I oppstillingen nedenfor er det regnet med en varmekraftproduksjon på 0,7 TWh/år fram til 1996, deretter 0,9 TWh/år. Vannkraftproduksjonen er som beregnet for middelår.

Tabell 2.2-2: Sikret krafttilgang, TWh/år.

År	1995	96	97	98	99	2000
Eksisterende vannkraft	111,8	111,8	111,8	111,8	111,8	111,8
Akkumulert ny vannkraft	0,5	0,6	0,6	0,9	1,1	1,1
Sum vannkraft	112,3	112,4	112,4	112,7	112,9	112,9
Varmekraft	0,7	0,7	0,9	0,9	0,9	0,9
SUM	113,0	113,1	113,3	113,6	113,8	113,8

Det forutsettes at den midlere produksjonsevne på 113,8 TWh pr år for det beskrevne system som nås i år 2000 opprettholdes fram mot år 2010, dvs. at ingen av kraftverkene tas ut av drift eller får redusert produksjon i dette tidsrom.

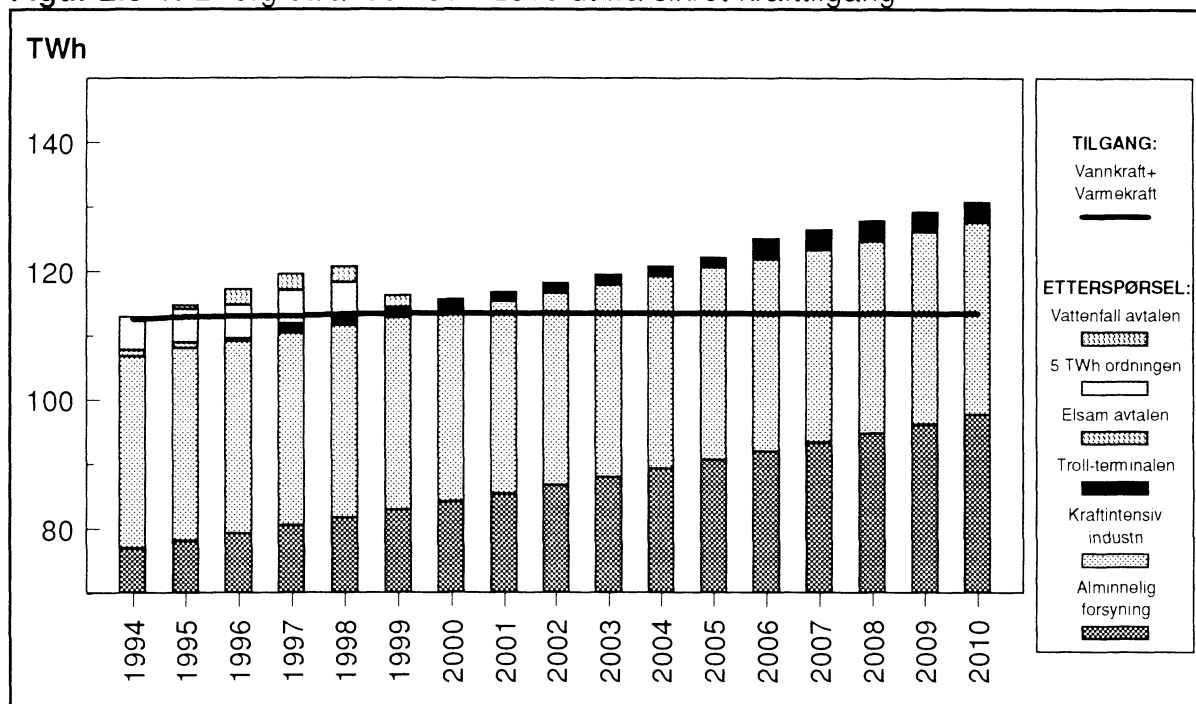
Installert stasjonsytelse for de kraftstasjoner som inngår i sikret krafttilgang, framgår av tabellen nedenfor:

Tabell 2.2-3: Utvikling i installert stasjonsytelse, MW.

År	1995	96	97	98	99	2000	2004
Eksisterende vannkraft	27.181	27.181	27.181	27.181	27.181	27.181	27.181
Akkumulert ny vannkraft	113	157	157	202	257	264	614
Sum vannkraft	27.294	27.338	27.338	27.383	27.438	27.445	27.795
Varmekraft	265	265	293	293	293	293	293
SUM	27.559	27.603	27.631	27.676	27.731	27.738	28.088

2.3 Resulterende energi- og effektbalanse

Ut fra antakelser om utviklingen i det innenlandske kraftmarkedet med tillegg av eksportforpliktelsene, og hva vi med sikkerhet vet om utvidelser i kraftsystemet, kan energibalansen i normale vannår framstilles som vist i figur 2.3-1.

Figur 2.3-1: Energibalanse 1994-2010 ut fra sikret krafttilgang

Elektrokjemarkedet er ikke inntegnet i diagrammet. Som tidligere nevnt dreier dette seg om til sammen ca 10 TWh, likelig fordelt mellom henholdsvis lett- og tungoljekjeler. Elektrokjemarkedet etterspør el etter prisrelasjonen mot olje.

Med de prisforutsetninger som gjøres gjeldende for olje - 130 NOK/fat for råolje og dagens avgiftsnivå, vil tungoljekjelene bruke olje når elprisene ref. kraftstasjon ligger høyere enn ca 10 øre/kWh. Lettoljekjelene derimot vil med gjeldende ordning om fritak for elavgift og lave overføringstariffer (uprioriterte overføringer) etterspørre el til priser helt opp mot 25 øre/kWh.

Med de sterke utvekslingsmuligheter for el som vi etter hvert vil få mot utlandet, gjøres det her den forutsetning at fritaksordningen for elavgift som pr i dag gjelder for leveranser til elektrokjelene, etter hvert vil falle bort. For 1995 er elavgiften 5,2 øre/kWh for husholdninger og tjenesteyting. Avgift oppkreves ikke for industri, bergverk og veksthusnæringen. Blir elleveranser til elektrokjeler belastet med elavgift, vil lettoljekjelene ikke etterspørre el når prisene i markedet overskrider 20 øre/kWh.

Fram mot år 2000 vil krafttilgangen være som angitt med den heltrukne linjen i diagrammet, som representerer sikret krafttilgang, som angitt i tabell 2.2-2. Med de lange planleggings- og byggetider som kreves for kraftproduksjonsanlegg, er det i dette tidsrommet ikke realistisk å regne med ny produksjonskapasitet ut over det vi i dag vet vil komme. For tiden etter år 2000 vil vi løpende ha den produksjonskapasitet som følger av beslutninger som fattes 5-10 år tidligere. Vi kan altså her

planlegge for en optimal tilpasning mellom etterspørsel og tilbud av kraft.

Figur 2.3-1 indikerer en anstrengt kraftbalanse i normale tilsigsår fram mot år 2000. Her må imidlertid presiseres at den såkalte 5 TWh-ordningen ennå ikke er oppfylt med inngåtte kontrakter for alle år. Under forutsetning om normale tilsig til vannkraftsystemet og normale temperaturforhold (unormale temperaturforhold kan påvirke elforbruket med inntil $\pm 3,5$ TWh pr år) ser det ut til at kraftprisene i markedet fram mot år 2000 vil kunne bli høye; høyere enn hva de ville ha vært om mer ny kraft hadde vært bygget ut i tide. Høye innenlandske elpriser vil virke begrensende på etterspørselen; spesielt innen alminnelig forsyning. Forbruk utover egenproduksjon vil bli dekket ved import.

For årene etter år 2000 kan vi fra i dag påvirke sammensetningen av landets produksjonssystem. Med de sterke fysiske og handelsmessige bindinger vi etter hvert vil få mot utlandet, vil markedsprisen for kraft i Norge bli sterkt påvirket av produksjonskostnadene i utlandet. I en slik sammenheng kan det være realistisk å tenke seg at tilpasningen mellom tilbud og etterspørsel for elkraft i Norge gjennomgående skjer til priser i området 20-25 øre/kWh. Norge vil da være nettoimportør av el.

En mulig optimal utbygging av det norske produksjonssystemet kan ta utgangspunkt i framskrivningen av det innenlandske elforbruket, som angitt i tabell 2.1.1-1. Utnyttelsen av kablene mot Kontinentet forutsettes slik i normale vannår: Norge eksporterer som avtalt på dagtid. Kommersiell kraftutveksling leder til at vi om natten får energien levert tilbake, slik at energinøytralitet først oppnås. Ledig overføringskapasitet utover dette vil til anslagsvis 50% bli nyttet til netto elimport.

For Sveriges vedkommende er det stor usikkerhet knyttet til hvordan deres kraftsituasjon vil utvikle seg i tilfelle full nedbygging av kjernekraften i år 2010. Det regnes av denne grunn ikke med import fra Sverige etter år 2000.

Behovet for ny kraftutbygging for å dekke det innenlandske forbruket framgår av tabell 2.3-1. Fram mot år 2010 vil det være behov for vel 14 TWh ny kraft. I figur 4.1.3-1 er vist tilgjengelig vannkraftpotensial som funksjon av kostnad. Av denne figuren framgår at ca 14 TWh kan utbygges til under ca 27 øre/kWh. Blir imidlertid Samlet plan kategori II åpnet for konsesjonsbehandling, vil mer rimelig vannkraft kunne utbygges.

Tabell 2.3-1: Energibalanse i normalår for perioden 2000-2010. Alle tall i TWh.

År	2000	2005	2010
Innenlandsk forbruk ekskl. elektrokjeler	115,6	122,1	130,7
Sikret krafttilgang	113,8	113,8	113,8
Antatt nettoimport	1,4	2,8	2,8
Akkumulert utbyggingsbehov utover sikret krafttilgang	0,4	5,5	14,1

Det norske vannkraftsystemet er energidimensjonert. Med det menes at energi-produksjonen er begrenset av vanntilgangen, og beslutninger om kraftutbygging har vært begrunnet ut fra behovet for energi, og ikke primært effekt. Effektinstallasjonen i det enkelte vannkraftverk har i hovedsak vært bestemt ut fra ønske om optimal innvinning av vannfallsenergien. Dette har resultert i at den samlede effekt-kapasiteten i systemet med god margin har oversteget det innenlandske behovet for effekt. Vi anslår effektoverskuddet i maksimallastsituasjonen for dagens kraft-system å være ca 3.900 MW. Det er før man tar hensyn til eksportforpliktelsene, og elforbruk til elektrokjeler er heller ikke inkludert. Driftsreserven på 1.000 MW som anbefalt gjennom Nordel-samarbeidet, er derimot med.

I et varmekraftsystem bestemmes utbyggingen av behovet for effekt og systemet vil som regel ha god kapasitet til å produsere energi utover egne behov til tider utenom forbrukstoppene. Vi sier derfor at et varmekraftsystem er effekt-dimensjonert.

Det er det norske effektoverskuddet sammen med vannkraftsystemets gode reguleringsegenskaper som utgjør grunnlaget for effektutvekslingsavtaler mellom Norge og Danmark/Kontinentet.

Med de utvekslingsavtaler som er inngått, kan det gjøres overslagsberegninger over hvordan effektbalansen kan tenkes å utvikle seg. Maksimalbelastningen inntreffer vanligvis om formiddagen under årets kaldeste vinterperiode.

Elleveranser til elektrokjeler forutsettes å skje som uprioriterte overføringer, som kan avbrytes etter leverandørens eller netteierens behov. Elektrokjeler regnes derfor ikke å inngå i beregningsgrunnlaget for maksimallastberegningene.

Effektbehovet i alminnelig forsyning er beregnet ut fra en brukstid på 4.960 timer, i tillegg er det gjort et påslag på 4%. Påslaget er gjort for å temperaturkorrigere forbruket til det som kan forventes å bli overskredet hvert annet år (2 års returtid). Brukstiden på 4.960 timer er registrert som gjennomsnitt for alminnelig forsyning i perioden 1980-1993.

For kraftintensiv industri er brukstiden satt til 8.560 timer, og for Troll-terminalen er forventet effektuttak bare tapskorrigert (3% tap).

Samlet effektbehov i maksimallast-situasjonen framgår av tabell 2.3-2.

Tabell 2.3-2: Effektbehov i maksimallast-situasjonen. MW referert kraftstasjon.

År	2000	2005	2010
Alminnelig forsyning	17.640	19.000	20.470
Kraftintensiv industri	3.495	3.495	3.495
Troll-terminalen	206	206	397
Eksport-forpliktelser	1.030	2.266	2.266
m/PreussenElektra	412	1.030	1.030
m/SEP	-	618	618
m/Elsam	618	618	618
Sum belastning	22.371	24.967	26.819
Driftsreserve	1.000	1.000	1.000
Sum effektbehov, avrundet	23.400	26.000	27.800

Eksportforpliktelsene er tapskorrigert med 3% for å være referert kraftstasjon. For forpliktelsen mot Elsam er det gjort antakelse om at den reforhandlede avtalen (som pr dato ikke er kjent) innebærer at all ledig kapasitet på Skagerrak-kabelen under høylast belegges med eksport fra Norge.

Driftsreserven er satt til 1.000 MW. Det er det samme som i dag etter Nordels anbefaling.

Når det gjelder effekttilgangen, blir denne bestemt ut fra eksisterende system med tillegg av nye installasjoner. Det regnes i normale situasjoner ikke med noe effektbidrag fra utlandet i maksimallast-situasjonen. De begrensede importkvanta elenergi som det kan være gunstig for Norge å basere seg på, vil vi få levert i lavlast-situasjoner.

For vannkraftverk regnes i gjennomsnitt at 87% av installert ytelse er tilgjengelig under høylast. Utilgjengeligheten på 13% skyldes følgende forhold:

Revisjoner og feil	4%
Hydrologiske begrensninger	8%
Andre grunner	1%
Sum	13%

For varmekraft regnes det med 90% tilgjengelighet.

Gjenværende utbyggbare vannkraftprosjekter er slik de foreløpig er skissert, tenkt utbygget med gjennomgående stor effektinstallasjon. Endel av prosjektene dreier seg om rene effektutvidelser (opprustings/utvidelses prosjekter). Brukstiden for prosjektene sett under ett er ca 2.800 timer.

For illustrasjonsformål er i tabell 2.3-3 vist effektbalanser under forskjellige forutsetninger om hvordan vi dekker opp det utbyggingsbehovet framover som fremgår av tabell 2.3-1. De to utbyggingsalternativene er enten vannkraft med 2.800 timers brukstid, eller gasskraft med 7.000 timers brukstid. De 0,4 TWh ny produksjonsevne som det vil være behov for i år 2000, regnes imidlertid ikke med å komme inn tidnok.

Tabell 2.3-3: Effektbalanse for perioden 2000-2010. Alle tall i MW.

År	2000	2005	2010
Sikret installert stasjonsytelse	27.738	28.088	28.088
÷ Utgjengelig vannkraft	3.568	3.614	3.614
A. Sikret tilgjengelig effekt	24.170	24.474	24.474
B. Ny tilgjengelig effekt, bare vannkraftutbygging	-	1.709	4.381
A + B. Tilgjengelig effekt ved bare vannkraftutbygging	24.170	26.183	28.855
C. Ny tilgjengelig effekt, bare gasskraftutbygging	-	786	2.014
A + C. Tilgjengelig effekt ved bare gasskraftutbygging	24.170	25.260	26.488
Sum effektbehov (fra tabell 2.3-2)	23.400	26.000	27.800

Effektbalansen kan i tabellen avleses ved å sammenholde linje A+B eller A+C med nederste linje i tabellen, sum effektbehov. Tabellen viser at dersom vi dekker opp egne energibehov med kun vannkraft, vil vi i alle år mot 2010 ha en tilfredsstillende

effektbalanse. Uten spesielle tiltak for å framskaffe mer effekt kan vi henimot år 2010 til en viss grad inngå nye utvekslingsavtaler eller bygge gasskraftverk som kjøres som grunnlastverk (7.000 timers brukstid). I samspill med vannkraftsystemet kan det da eksporteres kraft med 5.000 timers brukstid (alminnelig forbruksprofil).

Om derimot kun gasskraft inngår for å dekke opp den innenlandske forbruksveksten, vil vannkraftsystemets reguleringsevne i topplastsituasjonen bli oppbrukt. Effekt vil da måtte framskaffes, enten ved spesielle effektinstallasjoner i vannkraftsystemet, eller ved tiltak hos brukerne.

3.0 GASSKRAFT

3.1 Gasskraftteknologi

De enkleste gasskraftverk består i dag av rene gassturbiner hvor virkningsgraden ved full last kan være mellom 30-38%. Temperaturen på røykgassen fra en gass-turbin vil være i området 450-590°C, og en forbedring av virkningsgraden kan oppnås ved at varmen fra denne utnyttes. Den mest utbredte teknologien for dette i dag er å benytte en dampturbinprosess hvor varmen fra røykgassen brukes til å generere damp til en dampturbin. Dette konseptet blir kalt for kombikraftverk og er en utbredt teknikk for anvendelse av gass til kraftproduksjon. Både gassturbin- og dampturbinprosessen er godt utviklet hver for seg og kompletterer hverandre godt. Sammen vil de gi en god virkningsgrad.

I en gassturbinprosess tas luft fra omgivelsene og komprimeres til et høyere trykknivå og den komprimerte luften blir blandet med brennstoff og forbrent i et brennkammer. Maksimaltemperaturen etter brennkammeret ønskes så høy som mulig, men begrenses av materialet og kjølesystemet i turbinen. Med bakgrunn i dette tilføres det 3-4 ganger så mye luft som strengt tatt er nødvendig for teoretisk å oppnå en fullstendig forbrenning. Den varme gassen ekspanderer gjennom turbinen til atmosfærisk trykk, og mekanisk arbeid (energi) overføres til akslingen på gassturbinen gjennom denne ekspansjonen. Noe av denne energien brukes til å drive kompressoren, og resten går til produksjon av kraft ved hjelp av en generator. Gassturbinprosessen inngår som en del i figur 3.1-1.

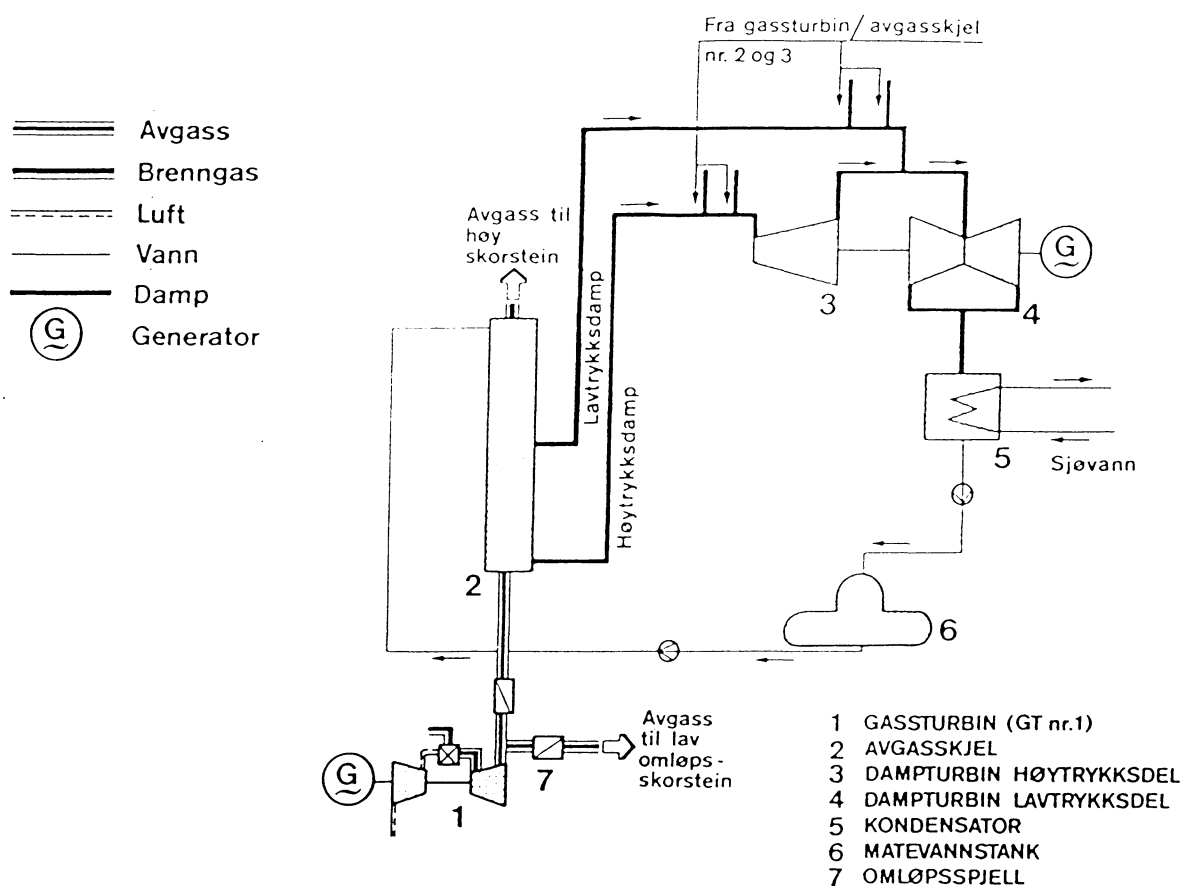
I en dampturbinprosess fører matevannspumpen vann fra kondensatoren og inn på avgasskjelen. I avgasskjelen tilføres varmeenergi til prosessen og det produseres overhettet damp med høyt trykk. I dampturbinen ekspanderer dampen til lavt trykk og lav temperatur, og mekanisk arbeid overføres til akslingen slik at generatoren kan produsere kraft. I kondensatoren kondenserer dampen ved lavt trykk og det avgis varme fra prosessen. Avhengig av trykket i kondensatoren vil temperaturen på denne varmen variere.

I en kondenserende dampturbinprosess blir varmen fjernet med kjølevann med så lav temperatur at en utnyttelse ikke er så lett. Lavt kondenseringstrykk og dermed lav kondenseringstemperatur vil gi god virkningsgrad i en dampturbinprosess. Det er også mulig å tappe av damp fra dampturbinen slik at varmebehov ved ulike temperaturer kan dekkes. Dette vil imidlertid gå på bekostning av kraftproduksjonen.

I et kombikraftverk settes gassturbin- og dampturbinprosessene sammen slik at varmen fra røykgassen fra gassturbinen brukes til å produsere damp til dampturbinprosessen. Et kombikraftverk vil normalt bestå av en eller opp til fire gass-turbiner med hver sin tilhørende avgasskjel for generering av damp til en dampturbin. Med dagens teknologi har de beste kombikraftverk en virkningsgrad på rundt 55%. I figur 3.1-1 er prinsippene for et kombikraftverk angitt.

Tidligere ble kombikraftverk ofte utstyrt med tilleggsfyring slik at dampen skulle få et ytterligere energitilskudd før dampturbinen. Med dagens gassturbinteknologi vil tilleggsfyring gi lavere virkningsgrad. Dette skyldes i stor grad at dagens teknologi gir høyere forbrenningstemperatur i gassturbins brennkammer. Effekten fra kombikraftverket kan imidlertid fortsatt økes ved tilleggsfyring. Anlegg dimensjonert for å ta store effektsvingninger kan derfor bygges med tilleggsfyring også i dag.

Figur 3.1-1: Prosesskjema for et kombikraftverk.



3.2 Effekter og virkningsgrader

I det følgende blir tre forskjellige konsepter diskutert. Disse representerer dagens teknologi og det er samme type gassturbin som er brukt i alle konsepter.

Konseptene er:

- Ren gassturbinprosess med en gassturbin /1/ på 220 MW elektrisk effekt.

- Et kombikraftverk med to gassturbiner /1/, to avgasskjeler for dampproduksjon og en dampturbin med mellomoverheting.
- Et kraftvarmeverk bestående av to gassturbiner /1/, to avgasskjeler for dampproduksjon og en dampturbin med mellomoverheting og avtapning for varmeproduksjon til et fjernvarmenett.

3.2.1 Planleggings- og driftsforhold

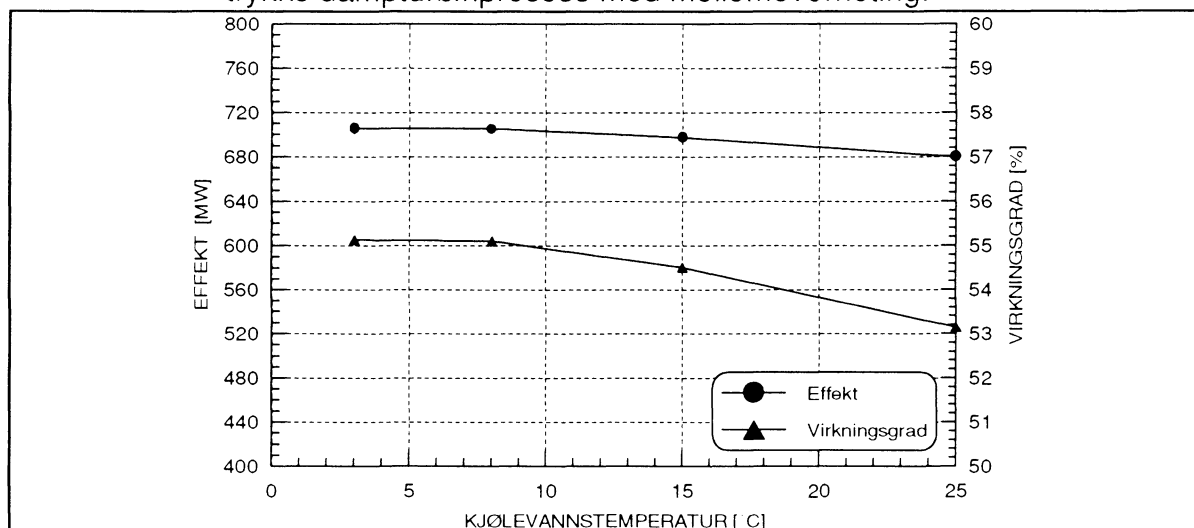
Ved utformingen av et anlegg er det i hovedsak tre parametre som vil påvirke effekten i et kombikraftverk, når gassturbinen er valgt. Disse er antall damptrykk i dampturbinprosessen, kondenseringstemperaturen (kondenseringstrykket) i kondensatoren og minste temperaturdifferanse i avgasskjelene.

Et kombikraftverk med tretrykks dampturbinprosess med mellomoverheting vil få nærmere 2% bedre virkningsgrad enn et kombikraftverk med totrykks dampturbinprosess. Tretrykks dampturbinprosess med mellomoverheting representerer en ny teknologi, og det er bare noen få anlegg av denne type som er bygget fram til i dag.

Kondenseringstemperaturen i dampturbinprosessen vil påvirke virkningsgraden og effekten forholdsvis mye i et kombikraftverk. Kondenseringstemperaturen er avhengig av temperatur på tilgjengelig kjølemedium og type kjølesystem. I Norge har vi tilnærmet ubegrenset tilgang på sjøvann, og en naturlig plassering av et gasskraftverk vil være ved kysten. Sjøvannstemperaturen langs norskekysten varierer lite gjennom et år (6-10°C) på de dybder (ca 50 m) hvor det er aktuelt å ta kjølevann fra, og 8°C representerer et gjennomsnitt. Det er antatt en temperaturøkning på kjølevannet i kondensatoren på 7,5°C.

En økning i temperaturen på tilgjengelig kjølemedium vil gi lavere virkningsgrad og effekt levert fra anlegget, som vist i figur 3.2.1-1.

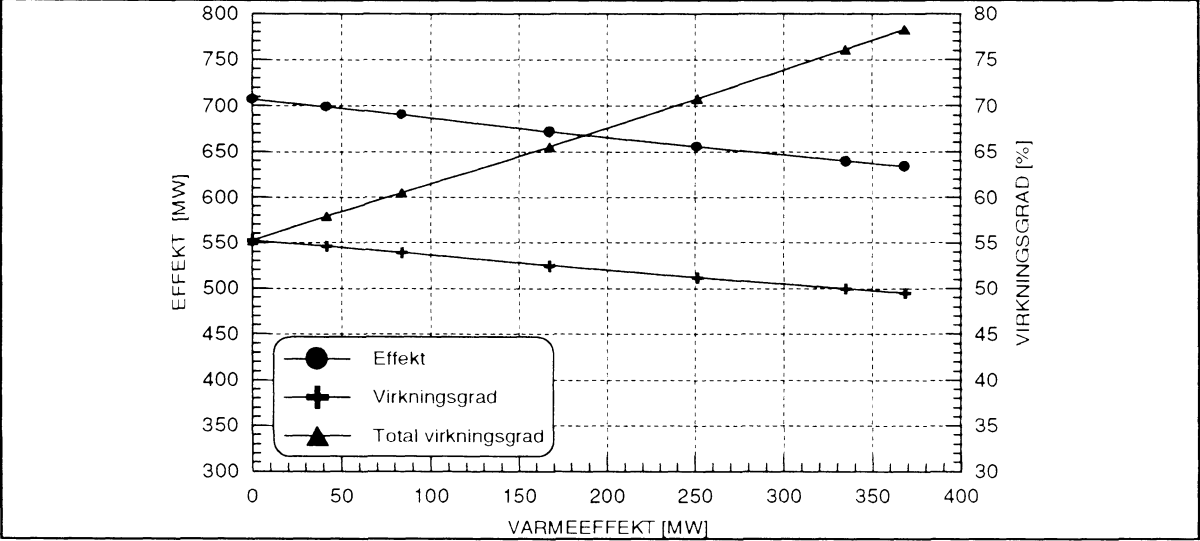
Figur 3.2.1-1: Effekt og virkningsgrad som funksjon av kjølevannstemperatur under drift av kombikraftverk bestående av 2 gassturbiner /1/ og 3 trykks dampturbinprosess med mellomoverheting.



For samproduksjon av kraft og varme er det i denne studien tatt utgangspunkt i et kombikraftverk, bestående av samme type gassturbiner og avgasskjeler som for anlegget med ren kraftproduksjon. Ved varmeproduksjon blir noe av dampen fra lavtrykkdelen i dampturbinen tappet av og levert til varmevekslere i et fjernvarmesystem. Avhengig av varmeproduksjonen fra anlegget vil virkningsgraden på kraftproduksjonen endre seg, og det samme vil den totale virkningsgrad for utnyttelse av energien i gassen. Den elektriske effekten levert fra anlegget vil avta når varmeproduksjonen øker. I figur 3.2.1-2 er karakteristiske data for sammenhengen mellom kraft- og varmeproduksjon angitt. Total virkningsgrad og virkningsgrad for kraftproduksjonen er også angitt. Disse forholdene gjelder for anlegg ved 100% effekt på gassturbinprosessen. Luft- og kjølevannstemperaturer er 8°C. Fjernvarmeproduksjonen er basert på en turtemperatur på 120°C og en returtemperatur på 80°C. Typisk vil en økning i varmeproduksjonen på ca 100 MW redusere kraftproduksjonen med ca 20 MW. Dette innebærer at det er et forhold mellom varmeproduksjon og korresponderende reduksjon i kraftproduksjon på 5. En varmeproduksjon ut over 370 MW vil ikke være å anbefale med denne type anlegg.

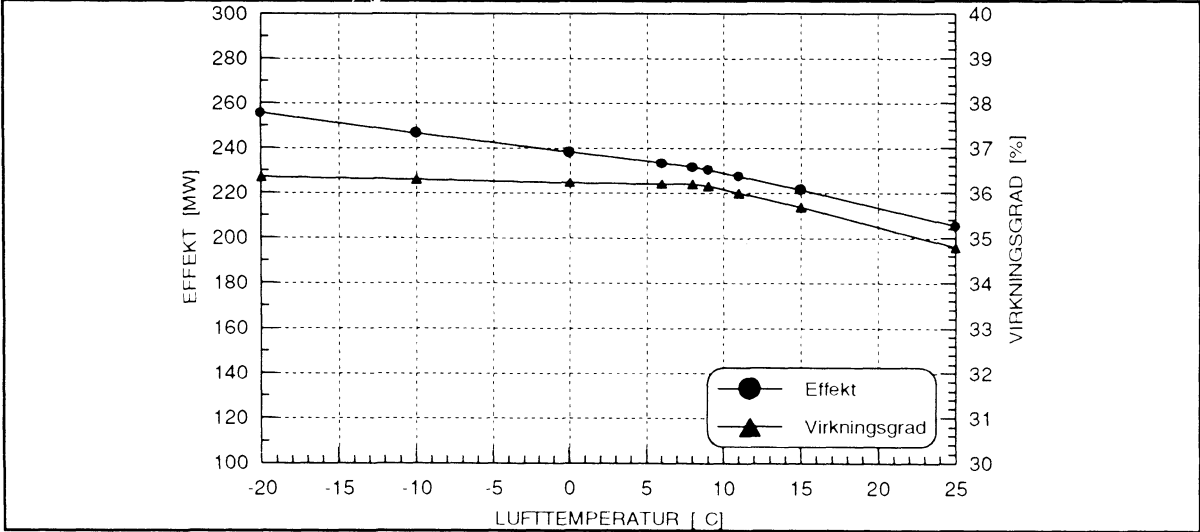
I anlegg hvor stor varmeproduksjon er viktig, vil det normalt bli valgt en mottrykksturbin der all kondenseringsvarme går til varmeleveranse.

Figur 3.2.1-2: Effekt og virkningsgrader som funksjon av varmeproduksjon i kraftvarmeverk bestående av 2 gassturbiner /1/ og 3 trykks damp-turbin med mellomoverheting og avtapping til fjernvarmenett. Anlegget er utformet for bruk i et fjernvarmenett med tur og retur-temperatur på henholdsvis 120 og 80°C.



En ren gassturbinprosess vil endre virkningsgrad og effekt ved endrede lufttemperaturer. I figur 3.2.1-3 er karakteristiske data angitt. Ved synkende lufttemperatur øker massestrømmen gjennom gassturbinen. Dette betyr at gass-turbinen avgir større effekt, og virkningsgraden øker på grunn av at kompressor-arbeidet pr kg luft blir mindre og gassturbinens trykkforhold øker.

Figur 3.2.1-3: Effekt og virkningsgrad som funksjon av lufttemperatur for gassturbin /1/.

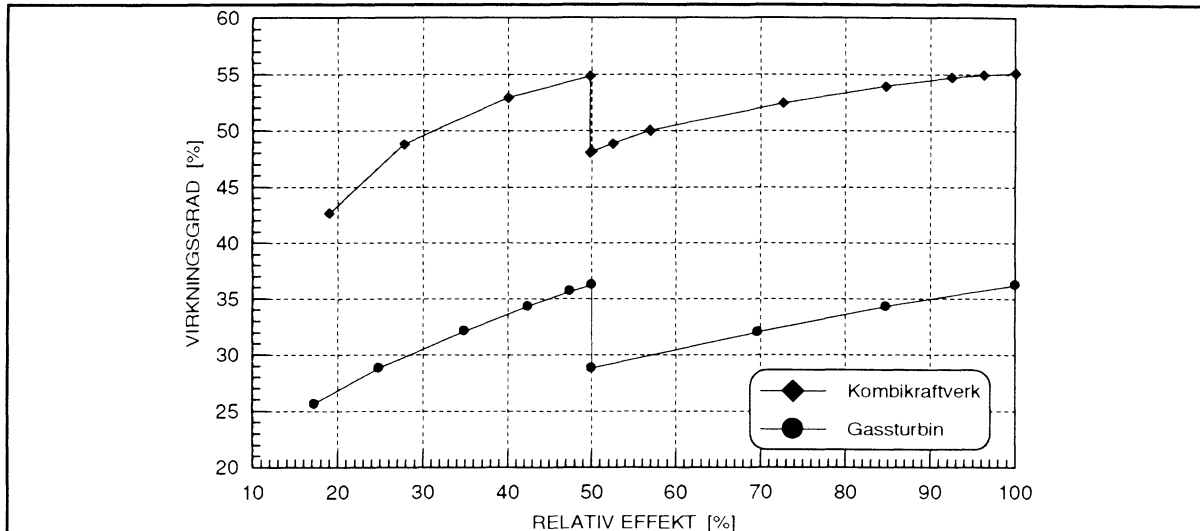


3.2.2 Dellastegenskaper og reguleringsevne

Kombikraftverk utføres ofte med gassturbiner i parallell koplet opp mot en damp-turbin. En trend for store gassturbiner (>200 MW) er at en gassturbin og en damp-turbin koples sammen på samme aksling med en felles generator, som vist på figur 6.2-1. Gassturbinene er normalt standard maskiner på grunn av meget høye utviklingskostnader. Utvalget av dampturbiner er stort og skalering i størrelse er tett slik at en passende dampturbin er lett å innpasse. Ved økende størrelse øker dampturbinvirkningsgraden opp til et visst punkt. Kostnaden pr installert effekt-enhet reduseres ved økende størrelse for både gass- og dampturbiner.

Flere gassturbiner i samme kombikraftverk muliggjør en meget gunstig dellasteffekt ved at enkelte gassturbiner kan kjøres på dellast eller koples helt ut. I et kombi-kraftverk er normalt rundt $\frac{2}{3}$ av effekten fra gassturbinene, og det er endringer i virkningsgraden på disse som påvirker virkningsgraden for kombikraftverket i størst grad. Hvis dellastegenskapene er viktig for et kombikraftverk, bør flere gassturbiner benyttes. Eksempelvis vil et kombikraftverk med 2 gassturbiner oppnå redusert effekt ved at begge gassturbinene reduserer parallelt til 50% effekt på anlegget oppnås. Ved denne dellasten vil den ene gassturbinen koples ut, og den andre kjøres opp til full effekt. Ved ytterligere reduksjon i effekt vil den ene gassturbinen gå på dellast. Ved 50% effekt i et kombikraftverk med to gassturbiner hvor den ene går på full last og den andre er stoppet, vil kombikraftverket ha en virkningsgrad nær opp mot virkningsgraden ved 100% effekt. Dette er angitt i figur 3.2.2-1 hvor dellastegenskapene for det valgte kombikraftverket (2 gassturbiner og 1 damp-turbin) er skissert, og her vil virkningsgraden reduseres med 0,4%-poeng ved 50% effekt på kombikraftverket. Ved regulering av effekten ned til nærmere 50% med begge gassturbinene operative, vil derimot virkningsgraden avta til 48%. Ved en ytterligere reduksjon i effekten stoppes den ene gassturbinen og den andre kjøres på full effekt, og virkningsgraden for anlegget gjør et sprang oppover. Ved dellast-kjøring under 50% effekt med en operativ gassturbin vil virkningsgraden falle raskere som funksjon av effekten.

Figur 3.2.2-1: Virkningsgradsforløp for kombikraftverk bestående av 2 gassturbiner /1/ og 3 trykks dampturbin med mellomoverheting. Tilsvarende er forløpet for en gassturbinprosess bestående av to maskiner skissert.



Tilsvarende for et kombikraftverk med 4 gassturbiner vil det være mulig å oppnå anleggets maksimale virkningsgrad ved 100, 75, 50 og 25% effekt. Regulerings- evnen blir således bedre jo flere gassturbiner som inngår i anlegget.

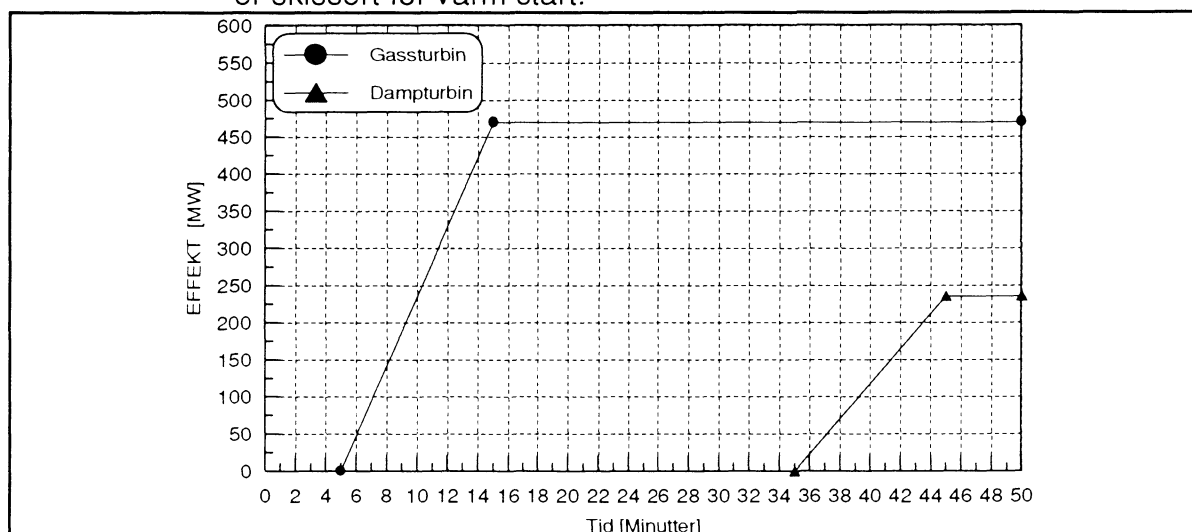
3.2.3 Start og stopp

Oppstartingenstiden for kraftverk påvirker fleksibiliteten i et kraftforsyningssystem. Avhengig av utformingen av anleggene og hvilken funksjon de skal ha i kraftfor- syningssystemet, vil det være stor forskjell i oppstartingenstid. En ren gasstur- binprosess brukes normalt når kravet om rask oppstartings- og reguleringsevne er viktig, dvs. til topplastproduksjon. Kombikraftverk vil normalt gå som grunnlast, og kravet om rask oppstarting er da lite viktig.

De kombinerte kraftverksprosesser blir i denne studien behandlet som grunnlast- verk, og den rene gassturbinprosessen blir behandlet som en topplastenhet. De kombinerte kraftverksprosesser velges med omløp for røykgass, og oppstarting av gassturbinen blir da ikke styrt ut fra dampturbinprosessen. Med bakgrunn i dette antas at det ved start av gassturbinprosessen går 15 min fra oppstart til maskinen er på nettet med full ytelse, og for gassturbiner skilles det ikke på varm og kald start. For de kombinerte kraftverksprosesser antas det at en kald start vil ta 120 min og at en varm start vil ta 45 min. For de kombinerte kraftverksprosessene i denne studien vil en stillstand på mer enn 14 timer innebære en etterfølgende kald start. Nødvendig tid for stopp av gassturbin settes til 10 min og for kombinerte kraftverksprosesser 20 min. I figur 3.2.3-1 er oppstartingsforløpet for et kombikraft- verk angitt tilsvarende det som i denne studien er skissert for varm start.

Gassturbinene begynner å produsere effekt etter 5 min og er inne med full effekt etter 15 min. Dampturbinen begynner å produsere effekt etter 35 min og anlegget er inne med full effekt etter 45 min.

Figur 3.2.3-1: Effektproduksjon fra henholdsvis gass- og dampturbin ved oppstart for et kombikraftverk (700 MW) tilsvarende det som i denne studien er skissert for varm start.



Ved kjøring for å opprettholde anleggstemperaturen slik at varm start kan gjennomføres, påløper kostnader til brensel. Det antas at 10% av brenselmengden for full ytelse er nødvendig. I tabell 3.2.3-1 er kostnader for start, stopp og drift av anlegget for å holde dette varmt (varmkjøring) angitt for de aktuelle anlegg i denne studien. Det er lagt en gasspris på 50 øre/Sm³ til grunn for beregningene. Under oppstart og stopp fra normal drift vil det bli produsert effekt, men ved en lavere virkningsgrad enn ved normal drift. Start- og stoppkostnaden uttrykker kostnader til merforbruk av brensel i forhold til tilsvarende energiproduksjon ved normal drift. I dag utstyres slike anlegg ofte med full automatikk for oppstart og nedkjøring, slik at bemanningen av anleggene ikke er påvirket av start og stopp.

Tabell 3.2.3-1: Kostnader for start og stopp av kombikraftverk (700 MW) og gassturbin (220 MW) tilsvarende anlegg i denne studien. Gasspris er satt til 50 øre/Sm³.

Prosedyre	Kaldstart	Varmstart	Stopp	Varmkjøring
	NOK	NOK	NOK	NOK/h
Gassturbin		2.000	1.000	3.100
Kombikraftverk	47.000	16.000	5.500	6.400

3.3 Degradering

Under drift av termiske kraftstasjoner vil det avhengig av drivstoff og driftsbetingelser bli en reduksjon i effekt og virkningsgrader på grunn av avleiringer og erosjon i maskineriet. Luftkvaliteten er viktig med hensyn til innhold av partikler og salter. Det er gassturbinen som er sterkest rammet av slik degradering og det er viktig at riktige rensetiltak blir installert avhengig av driftsbetingelsene. Effekten i et kombikraftverk kan over tid bli redusert med 3-10% avhengig av type brensel som blir brukt. Virkningsgraden vil kunne reduseres med 2-5%, og dette betyr at et kombikraftanlegg med virkningsgrad på 55,1% vil få virkningsgraden redusert til mellom 52,4 og 54%. Det finnes imidlertid rensemetoder som kan fjerne noe av disse tapene.

I tillegg til renseteknologier for selve gassturbinen er det også viktig at det er tilstrekkelig behandling av vannet i dampturbinprosessen.

Beleggdannelser på røykgassiden i avgasskjelen er også meget vanlig i anlegg med termisk kraftproduksjon. Ved bruk av naturgass som brensel vil imidlertid dette problemet være tilnærmet eliminert. Erfaringer fra avgasskjeler med naturgassdrift viser at det etter flere års drift er minimalt med belegg på rørene i avgasskjelen.

Med bakgrunn i degradering vil virkningsgraden for gassturbinene i denne studien bli redusert fra 36,2 til 35,5% og tilsvarende for kombikraftverket fra 55,1 til 54%. Disse virkningsgradene vil bli betraktet som gjennomsnittlige årsvirkningsgrader i hele anleggets levetid.

3.4 Utslipp

Ved produksjon av termisk kraft basert på naturgass er det i hovedsak utslipp av CO₂ og NO_x som er av betydning. Utslipp av svoveldioksid SO₂ er minimale på grunn av at naturgass fra Nordsjøen inneholder lite svovel, typisk 1 mg ren svovel pr Sm³ naturgass. Partikulære utslipp er neglisjerbare. I tabell 3.4-1 er typisk sammensetning og data for naturgass fra Nordsjøen angitt.

Tabell 3.4-1: Typisk sammensetning og brennverdi for naturgass fra Nordsjøen.

Komponent	Kjemisk formel	Volumfraksjon (volum-%)
Nitrogen	N ₂	0,9
Karbondioksid	CO ₂	0,7
Metan	CH ₄	82,0
Etan	C ₂ H ₆	9,4
Propan	C ₃ H ₈	4,7
Butan	C ₄ H ₁₀	1,6
Pentan +	C ₅ H ₁₂₊	0,7
Nedre brennverdi = 47.591 kJ/kg = 13,2 kWh _v /kg		
Tetthet = 0,845 kg/Sm ³		
Molvekt = 20,05 kg/k _{mol}		

I tabell 3.4-2 er røykgasssammensetning for et kombikraftverk med to gassturbiner /1/ og tretrykks dampturbin med mellomoverheting angitt. Gassturbine har såkalt "tørt lav-NO_x brennkammer" og leverandøren garanterer at NO_x-andelen i røyk-gassen ikke overstiger 25 ppmv ved tørr avgass og 15 volum-% oksygen (15% O₂, tørr).

Når utslippskomponentene er relatert til kraftproduksjonen i et anlegg, vil et kombikraftverk få betydelig lavere utslipp av gasser til atmosfæren i forhold til rene gassturbiner. Alternativet med kraftvarmeproduksjon vil være tilnærmet likt utslippet fra et kombikraftverk når varmeproduksjonen er null.

Tabell 3.4-2: Røykgassammensetning ved planlagte driftsforhold for kombinert kraftverksprosess med to gassturbiner /1/ og tretrykks dampturbinprosess med mellomoverheting. Elvirkningsgrad 55,1%.

Komponent		Volumfraksjon	Utslippsforhold		
		volum %	g/MJ _{brensel}	g/MJ _{el}	kg/kWh _{el}
Nitrogen	N ₂	74,94	723,9	1313,8	4,73
Argon	Ar	0.90	12,4	22,5	0,08
Oksygen	O ₂	12,91	142,4	258,5	0,93
Karbondioksid	CO ₂	3,84	58,3	105,8	0,38
Vann	H ₂ O	7,40	46,0	83,4	0,30
Nitrogenoksider	NO _x	0,00234	0,0371	0,0674	0,00024
Trykk	1,013 bar				
Temperetaur	90 °C				
Duggpunkt	40 °C				
Molvekt	28,51 kg/mol				

I en gassturbinprosess vil det foregå en tilnærmet fullstendig forbrenning slik at knapt noe kullos (CO) eller uforbrente hydrokarboner (UHC) vil finnes i avgassen. CO-konsentrasjonen i røykgassen vil ligge under 10 ppmv (15% O₂, tørr). Ved dellast vil utslippet av CO øke noe.

Kombikraftverk og kraftvarmeverk trenger kjølevann, mens gassturbiner ikke har behov for dette. I de valgte konsepter er temperaturstigningen på kjølevannet fastsatt til 7,5°C, og for kombikraftverket i denne studien vil kjølevannsbehovet være 12.500 kg/s. Dette tilsvarer en varmeeffekt på 390 MW. Ved bruk av lokale elver og mindre innsjøer vil dette kunne få miljømessige konsekvenser på biologisk liv og lokale værforhold, men ved bruk av sjøvann vil dette påvirke miljøet vesentlig mindre. Ved bruk av luftkjøling vil anleggskostnaden øke mye, og virkningsgraden for anlegget vil bli lavere med tilsvarende høyere utslipp av gasser.

Når det gjelder utslipp av støy er dette ikke ansett som noe stort problem, og med dagens teknologi er støydemping et spørsmål om kostnader.

3.5 Renseteknologi

Når det gjelder redusering av NO_x er det flere aktuelle angrepsmåter. Noen av de mest anvendte er:

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

Produsentene av gassturbin-brennkammer har lagt ned store ressurser i å utvikle brennkammer med lave NO_x -utslipp. Forblanding av luft og brensel er et preventivt tiltak, og i motsetning til damp, vanninjeksjon og SCR vil dette tiltaket ikke påvirke virkningsgraden i gassturbinprosessen.

Ved forblanding av luft og brensel vil lokale temperaturer i flammen bli redusert i forhold til en diffusjonsflamme. Dette vil påvirke dannelsen av NO_x på grunn av at denne dannelsen er sterkt avhengig av temperaturen. Med denne preventive teknologien er det mulig å redusere NO_x -utslippene til verdier i området 10-25 ppmv (15% O_2 , tørr).

Vann eller dampinjeksjon i brennkammeret er den mest vanlige metoden for å redusere utslipp av NO_x , men denne metoden kan komme til å bli mindre brukt på grunn av kostnader og kompleksitet. Ved slike tiltak vil temperaturen i flammen bli redusert slik at dannelsen av NO_x hemmes. NO_x -verdier rundt 25 ppmv (15% O_2 , tørr) kan oppnås. Forholdet vann/brensel og damp/brensel er typisk rundt 1. For kombikraftverk med ren kraftproduksjon slik som i denne studien, vil dette føre til en økning i effekt på 5,0% og reduksjon i virkningsgrad på 4,2% hvis vann benyttes. Hvis damp benyttes er de tilsvarende verdier typisk 1,1% og 1,9%. Alle %-verdien er her relative.

En vanlig anvendt rensemetode for NO_x er selektiv katalytisk reduksjon (SCR) og denne er spesielt anvendt i Japan og i spesielle områder i USA hvor det er ekstra strenge krav til utslipp. Denne teknologien blir noen ganger brukt sammen med vann/damp-injeksjon for ytterligere å redusere utslippene av NO_x . Ved en katalytisk reaksjon blir nitrogenoksidene redusert til nitrogen og vann ved bruk av ammoniakk (NH_3). En fjerning av utslippene med opptil 90% er mulig, og en typisk utslippsverdi er 10 ppmv (15% O_2 , tørr). SCR er en utprøvd teknikk, men en av ulempene er høye investeringskostnader. Disse beløper seg til rundt 20% av kostnaden på gassturbinen, og dessuten må anlegget skiftes ut ofte. Levetiden er fra 4-8 år, og brukte katalysatorer representerer et avfallsproblem på grunn av betydelige mengder tungmetaller. Ytterligere ulemper er at renseanlegget krever røykgass-temperaturer i området 300 til 400°C, og at det dermed ikke kan brukes på rene gassturbinprosesser. I tillegg forbruker SCR-rensing ammoniakk. Virkningsgraden for et kombikraftverk vil bli redusert med ca 0,1%-poeng på grunn av trykktapet over SCR-enheten.

3.6 Økonomi

For de valgte konsepter er det gjennomført en økonomisk analyse. Det er beregnet produksjonskostnader på kraft for varierende gasspriser og varierende driftstider. I tabell 3.6-1 er de forskjellige investeringskostnader oppført med anslåtte investeringer for utstyr til NO_x -reduksjon. I denne sammenheng er det på sin plass å nevne at gassturbiner av valgt type, er garantert for et utslipp på maksimalt 25 ppmv (15% O_2 , tørr). Ved investering i en katalytisk renseprosess (SCR) vil utslippene være garantert til 10 ppmv (15% O_2 , tørr). Virkelige utslipp fra en

gassturbin av denne type vil trolig være lavere enn det garantiene fra leverandøren tilsier. Investeringskostnadene ved SCR-rensing av NO_x-utslipp er anslått til 650 kr/kW gassturbin effekt, og driftskostnaden for kraftverket antas å øke med 0,5 øre/kWh. Levetiden for et SCR rensesanlegg vil være ca 5 år.

Tabell 3.6-1: Investeringskostnader for de forskjellige konsepter i denne studien med tilhørende SCR-rensing.

Konsept	Effekt	Investering	Økonomisk levetid	SCR-rensing	
				Investering	Økonomisk levetid
	MW	MNOK	år	MNOK	år
1 gassturbin	220	600	25		
Kombikraftverk med 2 gassturbiner /1/ og damp turbin prosess	705	3300	25	300	5
Kombikraftverk med 2 gassturbiner /1/ og damp turbin prosess med varmeproduksjon	700	3500	25	300	5

For de valgte konsepter er det antatt en byggetid på tre år for et kombikraftverk. I det første året foretas 10% av investeringene, mens for andre og tredje år er belastninger på henholdsvis 40% og 50% av investeringene. I konseptet med en gassturbin er det antatt en byggetid på to år, og investeringene er fordelt med 40% det første året og 60% det andre.

I beregning av kapitalkostnader er følgende lagt til grunn:

- Økonomisk levetid settes til 25 år for alle konsepter med unntak av NO_x-rensing med SCR-teknologi som settes til 5 år.
- Renten i beregningene er satt til 7% realrente.
- Kostnader i forbindelse med utbygging av nødvendig infrastruktur i nærområdet og bearbeiding av tomten for anleggene settes til 5% av investeringsbeløpet. Her inngår ikke eventuelle nye kraftlinjer for å knytte kraftverket til det øvrige kraftnettet, nye bilveier og rørledning for gass.
- Planleggingskostnader, utgifter til konsulenter og avgifter settes til 2% av investeringsbeløpet.

- Investeringsavgiften settes til 7% og det antas at 85% av investeringene belastes med investeringsavgift. Det er gitt politiske signaler om at investeringsavgiften vil forsvinne.
- Uforutsette utgifter påplusses med 10% av investeringsbeløpet.

I beregningen av faste driftskostnader er følgende lagt til grunn:

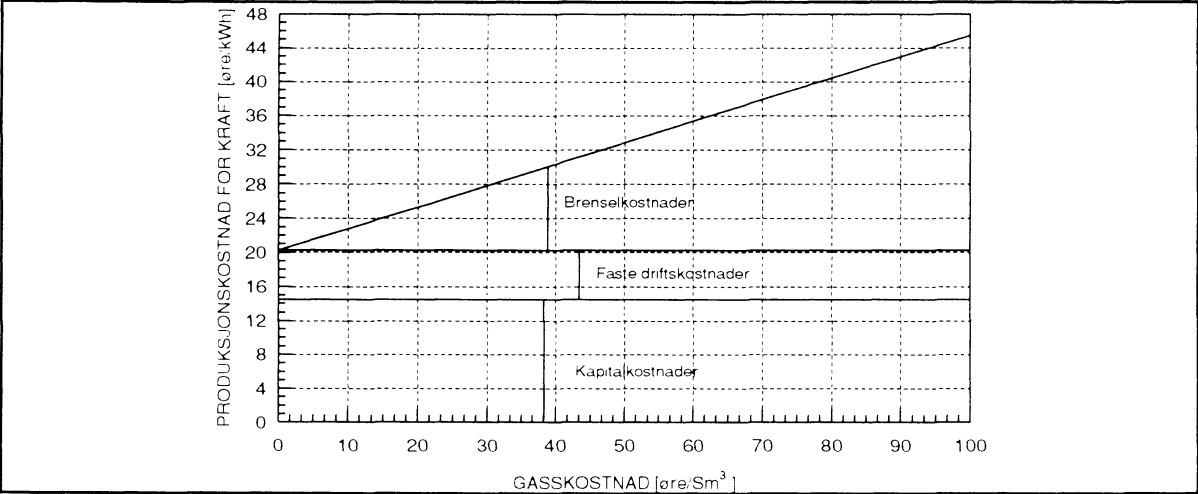
- Forsikringer er anslått til 0,3% pr år av investeringsbeløpet.
- Vedlikeholdskostnader og serviceutgifter er satt til 2% pr år av investeringsbeløpet.
- Lønnsutgifter til nødvendig personale på kombikraftverkene er basert på at 50 personer arbeider på et kombikraftverk hele året, og at 20 personer arbeider på en gassturbininstallasjon. Det er antatt at arbeidsstokken vil være engasjert over hele året uavhengig av driften. Lønn og sosiale kostnader er anslått til NOK 400.000 pr person ved fulltid over et år. I tillegg er det påpluset 60% av lønn og sosiale kostnader for administrasjon og faste utgifter.

I beregningen av variable driftskostnader er følgende lagt til grunn:

- Ved drift av renseanlegg for redusering av NO_x-utslipp basert på SCR-teknologi, er det antatt en kostnad på 0,5 øre/kWh. Andre variable driftskostnader utenom brensel påløper ikke.

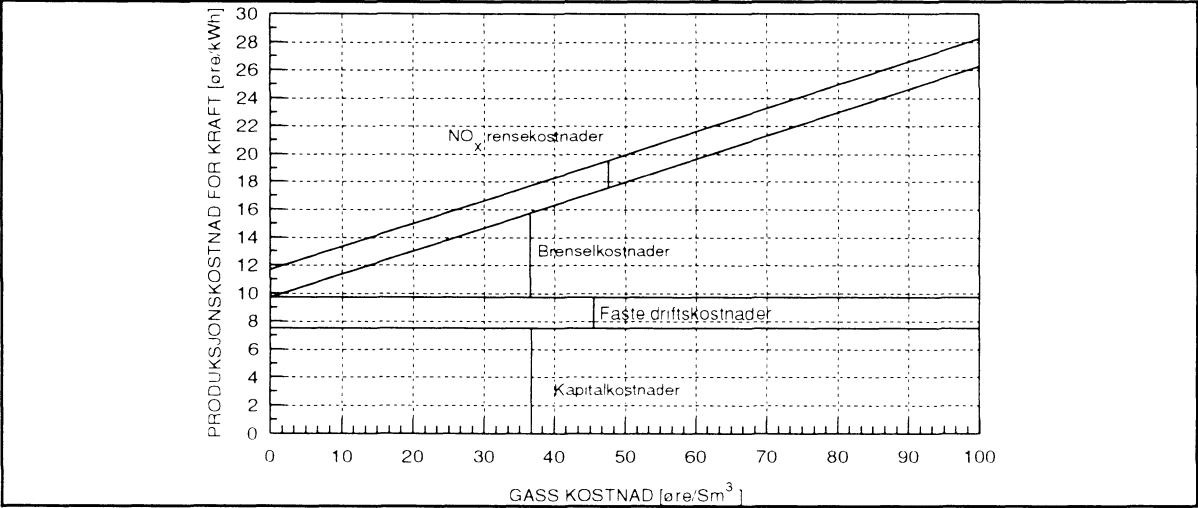
En beregning av hvordan brenselskostnadene påvirker økonomien i de forskjellige konsepter er gjennomført ved en brukstid på de kombinerte kraftverksprosesser på 7.000 timer/år og for gassturbinen 2.000 timer/år. Brukstid er driftstid ved full effekt slik at den faktiske driftstiden for anlegget vil overstige dette hvis anlegget går noe på dellast. For gassturbinen er det antatt en årsvirkningsgrad på 35,5% og for kombikraftverket er det antatt en årsvirkningsgrad på 54% slik at det er påregnet noe degradering. I figur 3.6-1 er produksjonskostnader for kraft som funksjon av gasspriser angitt for en gassturbin /1/ installasjon. I figuren angir den øvre linjen den totale produksjonskostnaden for kraft som funksjon av gasskostnad. NO_x-rensing er ikke uten videre mulig fra en ren gassturbinprosess på grunn av for høy temperatur på avgassen ut av gassturbinen.

Figur 3.6-1: Produksjonskostnader for kraft i en 220 MW /1/ gassturbininstallasjon. Brukstid 2.000 timer/år.



I figur 3.6-2 er produksjonskostnader for kraft som funksjon av gasspriser angitt for et kombikraftverk bestående av 2 gassturbiner /1/ og 3-trykks dampturbinprosess med mellomoverheting. Produksjonskostnaden for kraft er spesifisert ved en oppdeling i kapitalkostnader, faste driftskostnader, brenselkostnader og NO_x-rensekostnader. I figuren angir den øvre linjen den totale produksjonskostnaden for kraft som funksjon av gasskostnad. Slik det framgår av figur 3.6-2 vil produksjonskostnaden øke med 2 øre/kWh ved NO_x-rensing med SCR-teknologi.

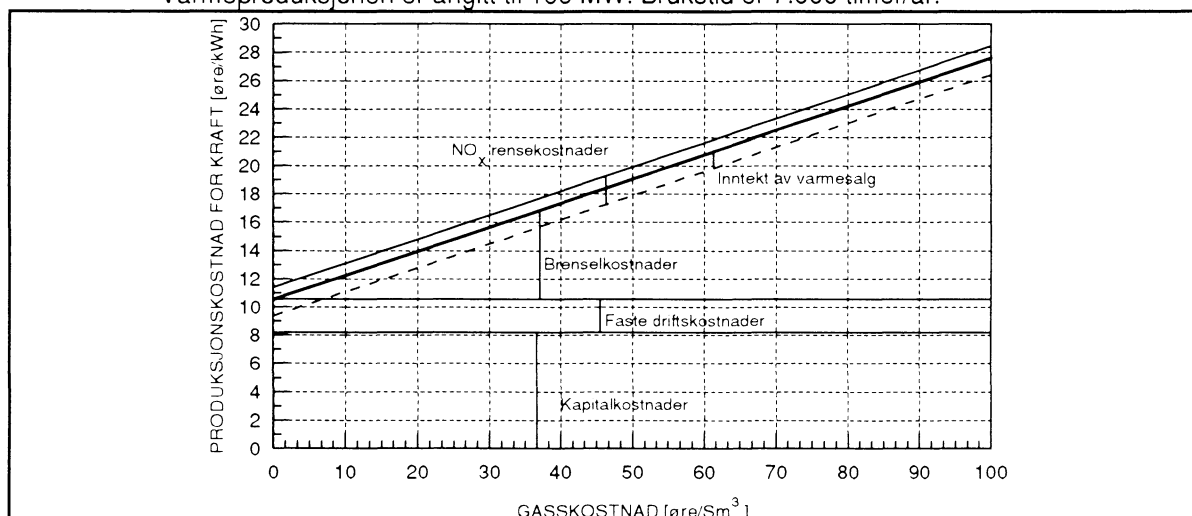
Figur 3.6-2: Produksjonskostnader for kraft i et kombikraftverk bestående av 2 gassturbiner /1/ og 3 trykks dampturbinprosess med mellomoverheting. Brukstid 7.000 timer/år.



I figur 3.6-3 er produksjonskostnader som funksjon av gasspriser angitt for et kombikraftverk bestående av 2 gassturbiner /1/ og 3-trykks dampturbinprosess med

mellomoverheting og avtapning av varme til et fjernvarmenett. I figur 3.6-3 angir den øvre linjen den totale produksjonskostnaden for kraft som funksjon av gasskostnad. Salg av varme inngår i beregningen som et fradrag for produksjonskostnadene for kraft ved at varmeproduksjonen tas til inntekt med 8 øre/kWh levert varmemengde til fjernvarmenettet. Ved NO_x -rensing med SCR-teknologi vil produksjonskostnaden øke med 2 øre/kWh_{el}.

Figur 3.6-3: Produksjonskostnader for kraft i et kombikraftverk bestående av 2 gassturbiner /1/ og 3 trykks damp turbinprosess med mellomoverheting og avtapping til fjernvarmenett. Varmeproduksjonen er angitt til 100 MW. Brukstil er 7.000 timer/år.



Ved endret brukstil for anleggene vil produksjonskostnaden pr energienhet (øre/kWh) for de forskjellige konsepter endre seg. Det er kapitalkostnader og faste driftsutgifter som utgjør endringer i produksjonskostnadene når driftstiden endres.

3.8 Kjølevannsutnyttelse

Utnyttelse av kondensasjonsvarmen fra termiske kraftverk kan være lønnsomt. Varme til forbrukere kan distribueres gjennom et fjernvarmesystem. I Norge er imidlertid utbyggingen av fjernvarme meget beskjeden og bare rundt 2% av oppvarmingsbehovet dekkes med fjernvarme. Det er bare de helt største byene i Norge som tenkes å være avtakere av varme fra kraftvarmeverk tilsvarende det som er analysert i denne rapporten. I dagens situasjon er det bare Oslo og tildels Trondheim som har fjernvarmesystem og kundegrunnlag for å utnytte en slik varmeproduksjon. Disse byene har i dag store deler av varmeproduksjonen basert på søppelforbrenning, og en erstatning av denne vil sannsynligvis være lite aktuelt.

Industritilknytning til et kraftvarmeverk vil være mer aktuelt for utnyttelse av varme-produksjonen. Innenfor treforedling og andre store prosessbedrifter kan slik tilknytning ha interesse.

Det er også mulig å utnytte kjølevann til jordoppvarming, fiskeoppdrett og veksthus. Det er allerede gjort utredninger rundt slike problemstillinger, men hovedkonklusjonene er at dette ofte krever store investeringer og at det er næringspolitiske problemer forbundet med dette.

3.9 Utviklingstrender

Virkningsgraden for en gassturbin bestemmes hovedsakelig av komponentvirkningsgraden til kompressor og turbin samt temperatur ut av brennkammer og trykkforholdet i gassturbinen. De mest avanserte gassturbiner i dag har en virkningsgrad i området 35-40%, og det foregår en utvikling på dette området. Virkningsgradsøkningen skyldes i første rekke økning av temperaturen ut fra brennkammeret, såkalt turbin innløpstemperatur. Dette er mulig på grunn av forbedrede materialer og mer avanserte kjølesystemer i turbinen. Trenden videre går i retning av stadig høyere effekt pr massestrøm luft gjennom gassturbinen, og stadig høyere innløpstemperatur i turbinen.

Så langt i denne rapporten er det fokusert på kombikraftverk med naturgass som brensel, og i overskuelig framtid vil nok denne prosessen være den beste når det gjelder virkningsgrad. En stadig utvikling i gassturbinteknologien vil sannsynligvis bringe denne typen anlegg opp i over 60% virkningsgrad på lengre sikt (år 2000-2005). Ved støkiometrisk forbrenning vil virkningsgraden for et kombikraftanlegg kunne nå opp til 75%; noe som vil indikere en teoretisk grense for virkningsgrad i denne typen anlegg. Om 2-3 år vil det komme et gassturbinkonsept på markedet hvor det benyttes to brennkammere på forskjellige trykk. Dette konseptet betegnes som "reheat gas turbine". En kombinert prosess med en slik gassturbin vil kunne gi en virkningsgrad på ca 58%.

De beste kullfyrte anlegg i dag med rensing av svovelutslipp har virkningsgrader rundt 45-47%.

Internasjonalt arbeides det intensivt for å forbedre teknologien basert på kull som brensel. Det vurderes forskjellige forbrenningsteknikker og gassifisering av kull som muliggjør utnyttelse av kull til gassturbindrift.

Produksjon av elektrisitet i brenselceller kan bli et interessant alternativ. Brenselcellen er en kjemisk generator, basert på omvendt elektrolyse. Den omdanner kjemisk energi i f.eks. naturgass til elektrisk energi.

Brenselcelleanlegg kan leveres i størrelser tilpasset mange forskjellige formål. Anleggskapasiteten kan variere fra noen kilowatt for desentral produksjon til flere megawatts moduler for sentral kraftproduksjon.

Brenselcelleteknologien er gjenstand for et betydelig utviklingsarbeid med sikte på å forbedre teknologien og senke kostnadene for derved å legge forholdene til rette for kommersiell utnyttelse.

Positive egenskaper ved brenselcelleteknologien er høy utnyttelsesgrad av brenselet for elproduksjon, opp til 80%, og utslipp begrenset til vanndamp og kulldioksid (CO₂).

4.0 ALTERNATIVER FOR KRAFTUTBYGGING

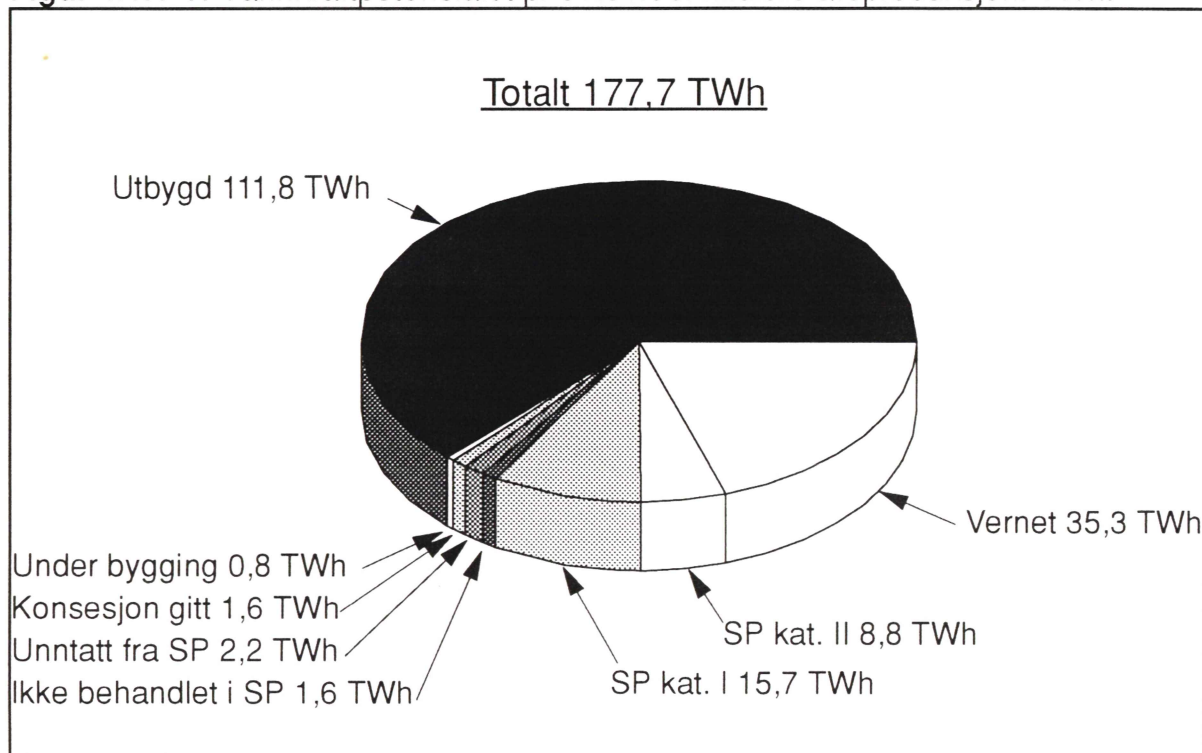
4.1 Vannkraft

4.1.1 Gjenværende potensial

Det totale norske potensialet for utbygging av vannfallsenergi til elektrisitetsproduksjon er anslått til 177,7 TWh produksjonsevne 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.

Samlet plan (SP) utgjør et viktig rammeverk for hvilke prosjekter det kan søkes konsesjon for. Kategori II, som det foreløpig ikke er gitt åpning for, omfatter 8,8 TWh. SP kategori I er derimot tilgjengelig for konsesjonsbehandling; til sammen nær 16 TWh. Dessuten kan det søkes om konsesjon for 2,2 TWh som er unntatt fra planen. 1,6 TWh er ikke behandlet i SP, og det er usikkert hvilken status disse prosjektene vil få i forhold til SP. Fordelingen av vannkraftpotensialet framgår av figur 4.1.1-1.

Figur 4.1.1-1: Vannkraftpotensialet pr 01.01.95. Midlere årsproduksjon. TWh.



4.1.2 Tidsperspektiv

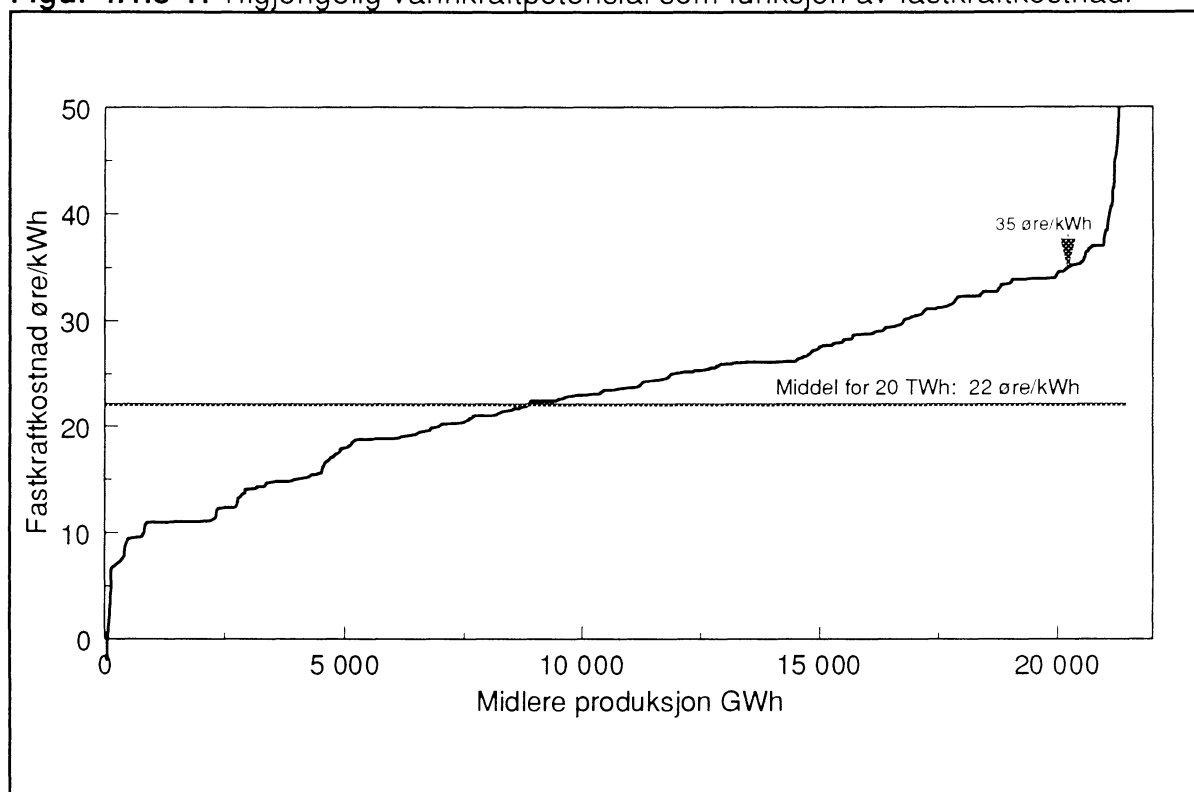
Innen år 2001 vil det komme inn vel 1,1 TWh ny vannkraft som enten allerede er under bygging eller som vil bli bygget. Utover dette er det ikke realistisk å forvente at det kan komme inn ny kraft av betydning. Et forbehold må likevel tas for konsesjonsgitte prosjekter på til sammen 1,2 TWh der utbygger har gitt uttrykk for manglende utbyggingsinteresse på et senere tidspunkt. Interessen for å bygge ut kan fort komme tilbake når situasjonen på kraftmarkedet endrer seg. Planlegging og utbygging av vannkraft er en tidkrevende prosess. Fire år til planlegging og konsesjonsbehandling og fire års byggetid kan være et gjennomsnitt, men med store variasjoner omkring dette.

Etter flere år med nær stillstand i utbyggingen og også lite oppmerksomhet omkring kontroversielle vannkraftprosjekter, bør en imidlertid være oppmerksom på at igangsetting av nye prosjekter kan bli problematisk. Selv med de rammebetingelser som verneplanene og Samlet plan setter, er det liten grunn til å tro at den tradisjonelle konflikten mellom utbyggings- og verneinteressene er bilagt. Det kan således bli en vanskelig og tidkrevende prosess å lede et aktuelt vannkraftprosjekt fram til et utbyggingsvedtak. Potensielle utbyggere kan vurdere konfliktgraden for et prosjekt som så stor at de ikke engang fremmer prosjektet. Dette kan skje selv om prosjektet er plassert i Samlet plans kategori I, og således i prinsippet er klargjort for konsesjonsbehandling. Høyere priser i kraftmarkedet vil imidlertid virke stimulerende for utbyggingsinteressen.

4.1.3 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 Samlet plan. Forut for eventuell konsesjonssøknad vil prosjektene nødvendigvis bli grundigere gjennomgått. Herunder vil prosjektutformingen kunne endres, og både produksjonsmengde og kostnader kan da bli endret for det aktuelle prosjekt. Samlet plan har generelt ikke med minstevannføring for prosjektene. Ved eventuell utbygging må en i de aller fleste tilfellene forvente redusert produksjon på grunn av at minstevannutslipp vil bli pålagt.

Figur 4.1.3-1: 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.

En undersøkelse som NVE foretok i 1992 blant potensielle utbyggere, viste at når prosjektene ble rangert etter aktualitet for utbygging, var det en lite entydig sammenheng mellom utbyggingskostnad og utbyggingsrekkefølge. Prosjekter med en utbyggingskostnad godt over gjennomsnittet ble her rangert som svært aktuelle, og omvendt. Dette kan i utgangspunktet synes urimelig. Mulige forklaringsfaktorer kan imidlertid være:

- Energiloven hadde bare virket i kort tid, og kommersiell tankegang var ikke utbredt over alt.
- Utbyggere har vurdert konfliktgraden for prosjektene, og av den grunn sett bort fra de konfliktfylte prosjektene, selv om de var rimelige.

- Det er ingenlunde gitt at potensielle utbyggere regner etter samfunnsøkonomisk kostnad, der en bl.a. skal legge 7% realrente til grunn. En kommersiell utbygger kan meget vel legge en annen kalkulasjonsrente til grunn, eller han kan fokusere på egenkapitalens avkastning. Siden så stor del av de totale vannkraftkostnader er kapitalkostnader, kan avvikende måter å betrakte disse på gi seg svært forskjellige utslag for lønnsomhetsvurderinger.
- I 1992 sto produsentene overfor svært ulike vilkår mht. overføringskostnader. Lokal produksjon betalte ofte bare ubetydelige beløp for overføringstjenesten i motsetning til produksjon lenger opp i nettsystemet. Fra og med 1995 skal imidlertid de forbruksuavhengige leddene i sentralnettтарiffen være retningsgivende for tariffering av produksjon som er tilknyttet også lavere nettnivåer.

Det er ut fra ovenstående sannsynlig at en tilsvarende undersøkelse gjennomført i dag, ville ha resultert i en mer kostnadsorientert rangering enn hva undersøkelsen i 1992 indikerte. NVE vil i løpet av 1995 gjennomføre en ny runde med de aktuelle utbyggere for å lodde interessen for vannkraftutbygging. Det er imidlertid grunn til å vente at det ennå vil være et stykke igjen til samsvar mellom aktualitet for utbygging og samfunnsøkonomisk kostnadsrekkefølge for vannkraftprosjektene.

4.2 Gasskraft

4.2.1 Lokaliseringsalternativer

Bygging av et gasskraftverk i størrelsesorden 700 MW_e vil mest hensiktsmessig kunne skje i nærheten av eksisterende ilandføringssteder for naturgass. Gasskraftverket vil ved full produksjon ha et årlig naturgassforbruk på omlag 0,8 mrd standardkubikkmeter (Sm³) pr år. Dette er et for lite gassvolum til å kunne rettferdiggjøre legging av gassrør over større avstander. Bare dersom gass skal framføres til andre storforbrukere eller til markeder i utlandet, vil det være aktuelt med plassering av gasskraftverket i større avstand fra et ilandføringssted.

Pr i dag er naturgass fra Nordsjøen bare ført iland over Karmøy og videre til Kårstø-terminalen i Tysvær kommune i Rogaland. Her blir våtgassen utskilt og fraksjonert til NGL-produkter, mens tørrgassen føres videre til Emden via Ekofisk.

I 3. kvartal 1996 vil Haltenpipe føre gass fra Heidrun-feltet på Haltenbanken til Tjeldbergodden i Aure kommune i Møre og Romsdal. Her vil en metanolfabrikk avta ca 0,7 mrd Sm³ naturgass pr år. Rørledningens kapasitet vil være minimum 2,2 mrd. Sm³ pr år. Heidrun-feltet vil ikke være forbundet med andre transportsystemer.

Til Kollsnes i Øygarden kommune i Hordaland vil det fra 1996 bli ført naturgass fra Troll-feltet for behandling og videreføring til Sleipner. Fra 1997 vil det gå enda en rørledning fra Kollsnes.

Nettmessige vurderinger

Ut fra gunstig beliggenhet i forhold til eksisterende hovednett for elektrisk kraft er de tre aktuelle lokaliseringalternativene for gasskraftverket noe forskjellig stilt.

Det er gjort en grov vurdering av de nettmessige konsekvensene ved plassering av et gasskraftverk på Tjeldbergodden, Kollsnes eller Kårstø.

Plassering av et gasskraftverk på Tjeldbergodden vil sannsynligvis være mulig uten omfattende nettforsterkninger utover en tilknytningsledning til nærmeste sterke punkt i hovednettet, f.eks. Aura. En ny 300 kV ledning fra Tjeldbergodden til Aura vil koste ca 300 mill kroner. Forbindelsen mellom Midt-Norge og Østlandet bør også forsterkes. I første omgang dreier det seg om relativt billige tiltak. For eksport til Sverige og Finland blir det nødvendig å forsterke forbindelsen Nea-Järpen.

Et gasskraftverk på Kollsnes vil dekke hele forbruket på Troll-terminalen, og samtidig dekke en del av kraftbehovet i Bergens-området. Dette vil redusere overføringsbehovet inn mot Bergen, og gi økt overføring av kraft fra Vestlandet til Østlandet. Det vil være ønskelig å overføre mest mulig av denne kraften over Hallingsdalsnettet, som har mer ledig kapasitet enn Tokke-nettet. En ny 420 kV ledning fra Samnanger til Sima vil gi forbindelse til Hallingdalsnettet, og vil koste ca 285 mill kroner. Det vil også bli behov for å forsterke enkelte ledninger i Oslofjord-området. De planlagte forsterkninger av nettet inn mot Bergen, f.eks. Samnanger-Arna, vil sannsynligvis ikke bli nødvendig ved et gasskraftverk.

Konsekvensene av å plassere et gasskraftverk på Kårstø, er bedre forsynings-sikkerhet til Karmøy, Haugesund og Stord, og at mer kraft kan mates sørover eller østover fra Ulla-Førre-området. Med tanke på eksport til Sverige, og dermed økt overføring østover, bør det etableres en 300/420 kV transformering ved Nesflaten. Dette vil anslagsvis koste 60-70 mill. kroner. Forsterkninger i Oslofjord-området blir også nødvendig. Med utgangspunkt i eksisterende hovednett, inkludert de planlagte utvidelser på Sørvest-landet i forbindelse med de nye kabelforbindelser mot Tyskland og Nederland, vil Kårstø framstå som et nettmessig gunstig alternativ for gasskrafteksport mot Kontinentet.

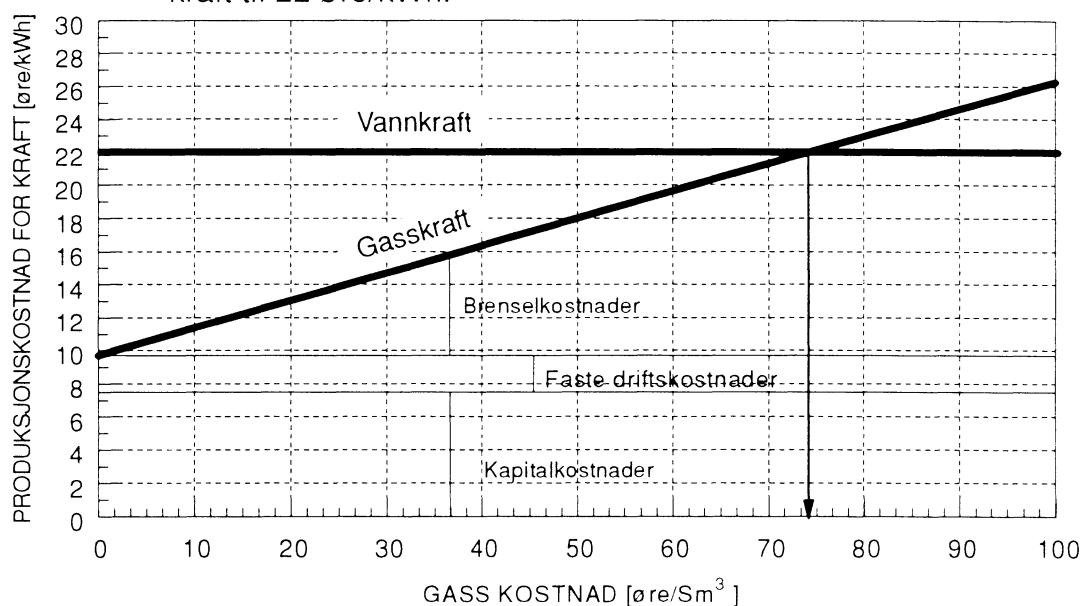
4.2.2 Tidsperspektiv

Gasskraftverk av kombinert-typen, dvs. med utnyttelse av avgassvarmen fra gassturbinene i en røkgasskjel der dampen nyttes i en dampeturbin, representerer en velkjent og utprøvd teknologi. De store leverandørene kan tilby ferdige løsninger. Med de nødvendige bestillinger foretatt i tide, kan byggetiden være i området 30-36 mnd, dvs. under 3 år. Til dette kommer tid for konsesjons-behandling, og tid til nødvendig teknisk prosjektering. Tilsammen vil antakelig gasskraftverk representere kortere ledetider enn vannkraftutbygging generelt.

4.2.3 Kostnader relativt vannkraft; gasspris og CO₂-avgifter

Økonomiske forhold vedrørende bygging og drift av gasskraftverk er belyst i kapittel 3.7. Her skal bare kort illustreres hvordan resulterende produksjonskostnader for kraft fra et kombikraftverk kan sammenliknes med produksjonskostnader i nye vannkraftverk. Illustrasjonsmessig regnes ny vannkraft ved tidspunktet for introduksjon av gasskraft i systemet å koste 22 øre/kWh. Det kan være tilfellet rundt år 2005. 22 øre/kWh kan også betraktes som uttrykk for forventet likevektspris i kraftmarkedet. Trekkes en horisontal linje ved denne produksjonskostnaden i figur 4.2.3-1 som viser gasskraftkostnader ved 7.000 timers driftstid pr år, kan maksimal betalingsevne for naturgassen avleses langs grunnlinjen. Det forutsettes at gasskraftverket ikke utstyres med NO_x-renseanlegg.

Figur 4.2.3-1: Produksjonskostnader for kraft produsert i gasskraftverk av kombinerttypen med 7.000 timers brukstid, sammenliknet med ny vannkraft til 22 øre/kWh.



Ved 7.000 timers driftstid pr år må naturgassen koste under 74 øre pr Sm³. En gasspris i dette området antas ikke å avvike mye fra gassens verdi når den alternativt kan leveres på faste kontrakter til Kontinentet. Et gasskraftverk som kjøres jevnt ved høy belastning, vil kunne framstå som et gunstig alternativ til vannkraft.

Ved eventuell innføring av CO₂-avgifter på naturgass nytt til kraftproduksjon på fastlandet, kan foranstående diagram fortsatt nyttes ved sammenlikninger med vannkraft. Men da må vi regne gasskostnad til å gjelde gasspris pluss CO₂-avgift. Et avgiftsnivå for CO₂-utslipp tilsvarende avgiften på bruk av fyringsoljer, utgjør 37 øre pr Sm³. For at gasskraft da skal kunne konkurrere med vannkraft, vil betalingsevnen for selve gassen reduseres til 37 øre pr Sm³ ved 7.000 brukstimer.

De kostnadsmessige sammenlikninger i det foregående refererer seg kun til energiproduksjonen. Ved vannkraftutbygging vil en ved prosjektutformingens gjennomgående ende opp med anlegg med god reguleringsevne og evne til å levere topp effekt når dette er ønskelig. Dette representerer en tilleggsverdi for vannkraften som i framtiden vil kunne få en økende verdi, men som ikke kommer til uttrykk når produksjonskostnaden bare uttrykkes i øre pr kWh.

5.0 SYSTEM- OG MARKEDSMESSIGE VURDERINGER

5.1 Strategier for innpassing av gasskraft i Norge

De mest aktuelle energiressursene for norsk kraftproduksjon i de nærmeste år er vannfallsenergi og naturgass.

Ny elenergi kan bringes til veie ved:

- Opprusting/utvidelse av det eksisterende produksjonssystemet.
- Innpassing av nye kraftverk; vannkraft, gasskraft eller annen kraftproduksjon for systemutvidelse.
- Effektivisering av driften av produksjonssystemet.
- Import av kraft.

Elenergi kan dessuten frigjøres ved:

- Effektivisering av overførings- og distribusjonssystemet.
- Effektivisering hos brukere, inklusive utnyttelse av eldrevne varmepumper eller annet til erstatning av eloppvarming.

Innpassing av systemutvidelser forventes introdusert gjennom prismekanismen i kraftmarkedet.

Gassprisen med tillegg av eventuelle avgifter vil inngå som usikkerhetsmomenter ved en innpassing av gasskraft. Dette påvirker:

- Den økonomiske konkurransedyktighet for et gasskraftverk og valget av utbyggingsalternativ; vannkraft eller gasskraft.
- Utnyttelsen av det eksisterende kraftsystem. Systemmessig vil driften av gasskraftverket bli bestemt av de driftsavhengige kostnader, markedsprisen på kraft og muligheten for import og eksport av kraft.
- Dimensjoneringen av nye vannkraftverk. En lav gasspris medfører at noen vannfall blir uaktuelle for utbygging, mens andre får en redusert utnyttelse, dvs. man bygger bare ut den billigste delen av vannfallet.

Ved aktuelle systemutvidelser er det nærliggende å undersøke om gasskraftproduksjonen kan tilpasses svingningene i vannkraftsystemets produksjonsevne. I så fall må gasskraftproduksjonen kunne reduseres, eventuelt stoppes i gode vannår og utnyttes maksimalt i tørre år. Mulighetene for dette og de økonomiske konsekvensene, er forhold som fastlegges gjennom kommersielle forhandlinger mellom kjøper og selger. Det er da ikke bare dagens gasspris som er interessant for utbyggingsbeslutninger, men først og fremst den forventede prisutvikling for gassleveransene over kraftverkets økonomiske levetid.

Det er av interesse å avklare følgende ytterpunkter for gassleveransene:

- Fast gassavtak. Kjøper betaler et fast årlig totalbeløp for gassen. Gasskraftverket går da som et grunnlastverk med lave driftsavhengige kostnader.
- Variabelt gassavtak med fast gasspris. Kraftverket vil da gå når kraftverdien i systemet er høyere enn de driftsavhengige kostnadene. Mulighetene for å etablere et økonomisk grunnlag for tørrårssikring og en optimal utnyttelse av vannkraftsystemet bør analyseres ut fra slike muligheter.
- Variabelt gassavtak med sesongvariabel gasspris. Mulighetene for å utnytte gass med lav alternativ verdi i perioder av året til foredling av energien i samspill med vannkraftsystemet bør analyseres.

I sum får vi følgende strategi for innpassing av gasskraft i Norge:

- Gasskraft som grunnlastverk innpasses gjennom prismekanismen i kraftmarkedet. Når gasskraft over tid er gunstigst i pris i forhold til andre energioppdeckingsalternativer, velges gasskraft for oppdekking av kontraktfestede kraftleveranser.
- Gasskraft som tørrårssikring innpasses ut fra lønnsomhetsvurderinger hvor utnyttelsen av kraftsystemets flerårsmagasiner og utenlandsforbindelser også settes i fokus.
- Miljømessige vurderinger tillegges stor vekt. Norges forpliktelser om reduksjon av CO₂-utslipp kan vanskeliggjøre innpassingen av gasskraft med mindre utslipp kan reduseres i andre sektorer.

I totalvurderingene framstår gasskraften med et vesentlig fortrinn ved at det har korte ledetider og gir muligheter for trinnvis utbygging og tilpassing av produksjonsnivåen etter eletterspørselen.

5.2 Gasskraft for eksport kontra innenlandsk anvendelse

Norsk gass går til mange formål på Kontinentet, blant annet også til kraftproduksjon. Med dette som utgangspunkt følger at eksport av gasskraft fra Norge bare vil være aktuelt for relativt begrensede kraftkvanta. For større energitransporter (større enn 20 TWh eller 4 mrd Sm³) kan gassrørledning fram til mottaker være rimeligere enn elektrisitetstransport.

Fjernvarme er mer utbredt på Kontinentet enn i Norge. Hvis et gasskraftverk plasseres i store fjernvarmeområder og utføres som kraftvarmeverk, gir det gode muligheter for å utnytte spillvarmen i fjernvarmesystemet, og tilført energi får bedre utnyttelse. Anleggets kostnader kan i så fall fordeles på to ulike produkter, el og

fjernvarme. Det er imidlertid ikke åpenbart at det er lønnsomt å velge kraftvarmeverkløsningen selv om det er avsetningsmuligheter for fjernvarme. Utbygging av fjernvarmeanlegg krever store investeringer, og det må være et visst samsvar mellom el- og varmebehovet om brenselsenergien skal kunne utnyttes optimalt.

På vannkraftsiden synes det ikke å være tilgjengelige energiresurser for å satse på noen storskala eksportløsning. Dette på bakgrunn av at vi pr i dag bare har ca 20 TWh gjenværende vannkraft som er tilgjengelig for konsesjonsbehandling. Handel med el over landegrensene vil da for Norges del i første rekke måtte bli som ledd i en fornuftig oppdekking av innenlandsk etterspørsel og for å oppnå en optimal utnyttelse av tilgjengelige energiresurser. Dette er dagens problemstilling, som ventes å ha gyldighet i en rekke år framover.

Handel med el over landegrensene er ikke noe nytt. Innen rammen av Nordel har det vært kraftutveksling med våre naboland i mange år. Man har erfart at de karakteristiske ulikheter mellom utlandets termiske kraftsystemer og vårt eget vannkraftsystem kan utnyttes gjennom hensiktsmessige handelsforbindelser. En rekke momenter underbygger nytten av slik handel:

- De naturgitte variasjoner i norsk vannkraftproduksjon utnyttes fordelaktig i samspill med varmekraftsystemer. Eksport av overskuddskraft i våte år og import i tørre år kan bidra til god økonomi i norske kraftselskaper.
- Utlandet med basis i varmekraftsystemer er ofte villig til å betale høy pris for toppkraft hvis det sparer egen utbygging og kapitalkostnader. Den samme mengde kraft som leveres under topplast, kan senere leveres tilbake i lavlastperioder. Kraftreguleringen kan med fordel skje i vannkraftsystemet, og Norge kan ta seg betalt for foredlingen av kraften. Langsiktighet i de aktuelle utvekslingsavtaler er imidlertid en forutsetning hvis utlandet skal spare investeringer i toppkraft.
- Sterke forbindelser til markeder med høye kraftpriser kan også gi høyere og mer stabile markedspriser for kraft i Norge. Kraftutveksling over landegrensene forutsettes å skje når det er grunnlag for det ut fra markedsmessige forhold. Beslutning om kraftutveksling forutsettes å skje når differansen mellom de berørte kraftverdier overstiger en gitt grense som dekker overføringstap og -kostnader samt økonomisk incitament.

Norsk vann- og gasskraft kan i et optimalt samspill danne basis for eksport til utlandet i mindre skala. Det kan være en rekke motiver som underbygger en slik unyttelse:

- Næringsmessige motiver kan tilsi at overskuddsgass fra lokale gassfelt eller gass med lav alternativ verdi bør utnyttes til elproduksjon for eksport. En tjenlig innenlandsk utnyttelse av de tilgjengelige naturressurser står som et næringspolitisk mål.

- Utnyttelse av norske konkurransefortrinn i energimarkedet:
 - a) Norske gasskraftverk kan oppnå høyere virkningsgrad enn utenlandske verk på grunn av god tilgang på kaldt kjølevann. Dette er en fordel som kan oppveie ulempene med overføringstap til utlandet.
 - b) Mulighet for å oppnå regionale miljøfordeler ved reduksjon i utslipp til luft hvis krafteksport basert på vann- og gasskraft går til erstatning av mer forurensende kullkraft i utlandet.

Selv om det foreligger mange momenter for norsk krafteksport i mindre skala, er det nærliggende at norsk gasskraft i første rekke må tjene til en best mulig nasjonal egendekning. Den vil komme til erstatning av vannkraftutbygging eller systematisk import av termisk basert elkraft fra Kontinentet. Slik kraftimport vil over de nærmeste år i betydelig grad være kullbasert. Introduksjon av gasskraft i det norske system kan da representere en miljøgevinst, sett i et regionalt perspektiv.

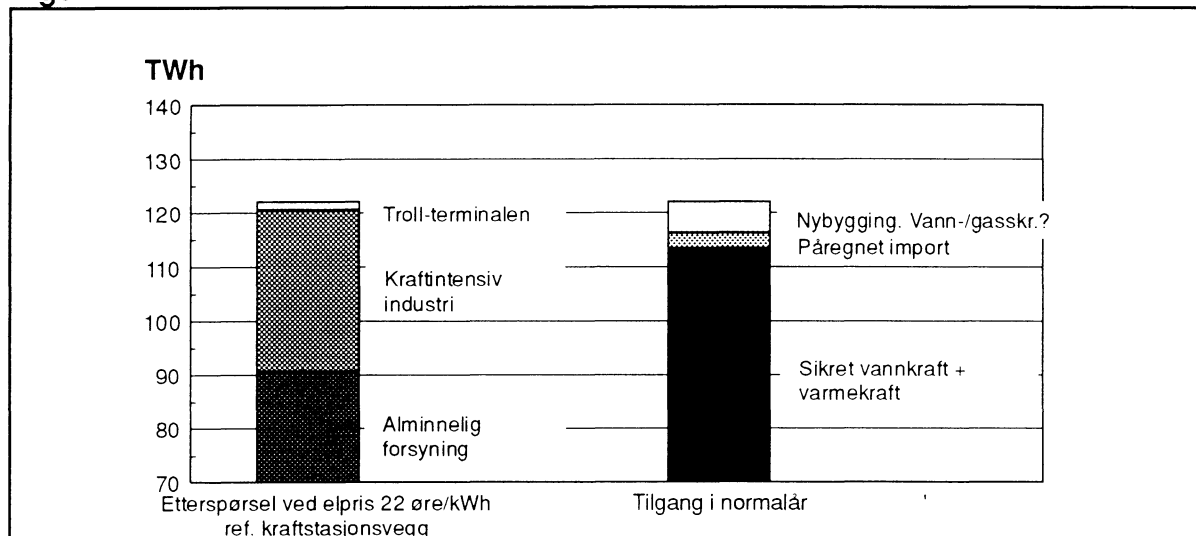
5.3 Systemmessige vurderinger

I de systemmessige vurderingene er kraftsystemets utforming gitt og produksjonskostnadene som benyttes i beregningene, er de marginale driftskostnadene, dvs kostnadene ved å levere 1 kWh ekstra fra kraftsystemet uten utvidelse i produksjons- og overføringskapasitet. Ved en lønnsomhetsbetraktning må den driftsmessige innsparingen et prosjekt gir, veies opp mot investeringene for å realisere prosjektet.

5.3.1 Forutsetninger

Kraftbalansen i Norge

År 2005 er valgt som utgangspunkt for de systemmessige vurderingene. Den innenlandske balansen er behandlet i kapittel 2. Det forutsettes at det innenlandske kraftmarkedet utenom levering til lett- og tungoljekjølmarkedet kan dekkes med innenlandsk utbygging med tillegg av en import som i normalåret utgjør rundt 3 TWh. Figur 5.3.1-1 viser kraftbalansen i et normalår.

Figur 5.3.1-1: Kraftbalansen i 2005 i et normalår

Brenselkostnad og avgifter

Realpris for råolje er satt konstant lik 130 kr/fat (1993-priser) fram til år 2030 (jf Langtidsprogrammet 1994-1997). Dette tilsvarer 81,8 øre/liter for råolje. For å beregne en tungolje- og lettoljepris som korresponderer med denne råoljeprisen, er det tatt utgangspunkt i de midlere prisdifferansene mellom råolje, tungolje og lettolje på London-børsen. Med utgangspunkt i prisene i 1993 og 1994 er det anslått at prisen på tungolje ligger ca 11 øre/liter lavere enn for råolje, og med et frakttilllegg på ca 5 øre/liter er prisen for tungolje beregnet til 76 øre/liter, ekskl alle avgifter. Lettoljeprisen er anslått å ligge 35 øre/liter høyere enn tungoljeprisene og den er da beregnet til 111 øre/liter. Disse prisene benyttes for levering av olje til kraftverk.

For levering til lettoljekjeler i Norge benyttes en pris på 153 øre/liter, ca 10 % under den gjennomsnittlige listepriisen i Norge i 1993.

For kull er lagt til grunn en pris på 12 kr/GJ.

For levering av naturgass til gasskraftverk i Norge er det forutsatt 3 prisscenarier. Fast pris hele året på 60 eller 80 øre/Sm³, eller variabel pris over året:

- 80 øre/Sm³ fra og med januar til og med april
- 50 øre/Sm³ i mai og fra og med oktober til og med desember
- 20 øre/Sm³ fra og med juni til og med september

Tabell 5.3.1-1 gir en samlet oversikt over brenselpriseforutsetninger.

Tabell 5.3.1-1: Brenselsprisforutsetningene, eskl. avgifter.

Brensel	Pris kr/GJ	Variabel driftskostnad i varmekraftverk øre/kWh _{el}	
Lettolje	33,6	44 - 53	gassturbinverk
Tungolje	19,1	19 - 24	oljekondensverk
Kull	12,0	14 - 18	kulkondensverk
Naturgass *)		Kombiverk virkningsgrad 54%	Gassturbinverk virkningsgrad 36%
		13,8	23,0
		10,4	17,9
		8,8	15,4
		3,8	3,8

*) CO2-avgift på 160 kr/tonn øker kostnaden med henholdsvis 6,2 og 9,4 øre/kWh.

For all bruk av olje i Norge benyttes en CO₂-avgift som tilsvarer 42 øre/liter fyrings-
olje eller 160 kr/tonn CO₂. Ved elproduksjon i gasskraftverk i Norge og bruk av fos-
silt brensel til elproduksjon i utlandet benyttes i beregningene følgende alternative
kombinasjoner av CO₂-avgifter i kr pr tonn CO₂:

	Alternativ		
	A	B	C
Naturgass til elproduksjon i Norge	0	160	160
Fossilt brensel til elproduksjon i utlandet	0	0	80

For kraftverk, som fyrer med kull eller olje, er det forutsatt at det bygges miljø-
anlegg for å redusere SO₂- og NO_x-utslippene. De variable driftskostnadene for
slike anlegg er inkludert med 2 øre/kWh_{el}.

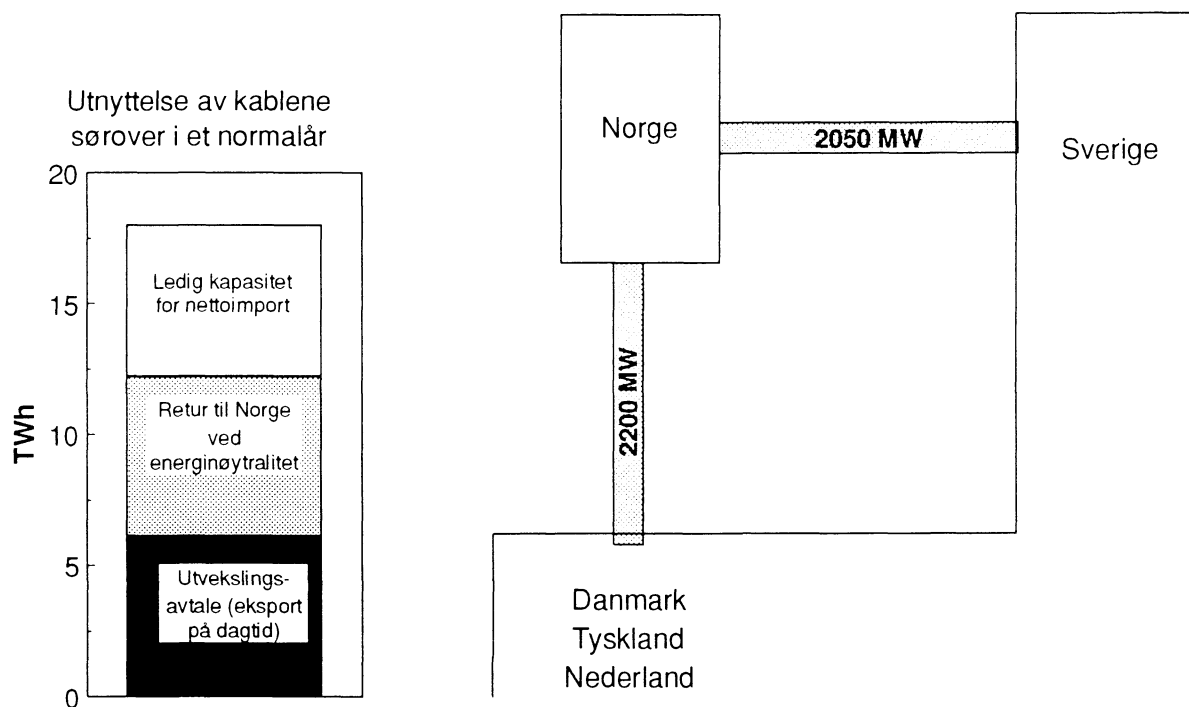
Overføringssystem og samkjøring

For overføringssystemet ved år 2005 er dagens kapasitet med kjente utvidelser
benyttet. Det er i utgangspunktet forutsatt at overføringsforbindelsene er til-
gjengelige for energitutveksling og ikke bundet opp i avtaler som hindrer en drifts-
optimal utnyttelse av disse. Internt i Norge er det regnet med en forsterkning mot
Sørlandet som tilsvarer kabelkapasiteten til Tyskland og Nederland.

I referansealternativet er det forutsatt 600 MW kabel både til Tyskland og Neder-
land og at det er effektutvekslingsavtaler med Danmark, PreussenElektra og SEP.
For PreussenElektra er utvekslingsavtalen med Statkraft på 1.000 MW (2.000

brukstimer/år) lagt til grunn. Av dette transitteres 400 MW gjennom Danmark over Skagerrak-forbindelsen og 600 MW går over den nye Tysklands-forbindelsen. For SEP er utvekslingsavtalen med Norsk Krafteksport A/S på 600 MW (3.600 brukstimer/år) lagt til grunn. Det er forutsatt en effektutvekslingsavtale med Danmark på 600 MW¹ over Skagerrak-forbindelsen (2.500 brukstimer/år). Figur 5.3.1-2 illustrerer utvekslingsmulighetene mot utlandet.

Figur 5.3.1-2: Norges utvekslingsmuligheter mot utlandet i 2005.



Det forutsettes at handel mellom landene skjer når forskjellen i marginale produksjonskostnader overstiger 2 øre/kWh. Ved prisdeling vil dette gi 1 øre/kWh til hvert av landene. Dette anses som et minimum for at man skal endre kjøringen av produksjonssystemet, evt. starte/stoppe kraftverk, for å eksportere/importere. Det er regnet et overføringstap på 2% mellom de nordiske landene, mens det mellom Norge og Kontinentet er benyttet et tap på 3,5%. Som marginale produksjonskostnader i utlandet benyttes i beregningene de marginale driftskostnadene, dvs kostnadene ved å levere 1 kWh ekstra fra kraftsystemet uten utvidelse i produksjons- og overføringskapasitet. I de periodene det ikke er tilstrekkelig overføringskapasitet til utlandet til å jevne ut prisene mellom utlandet og

¹ Det er forutsatt at ledig kabelkapasitet for Skagerrak-forbindelsen i topplasttiden er bundet opp i avtaler. Pr. i dag er 440 MW av en ledig kapasitet på 600 MW bundet opp.

Norge, dannes det et lokalt kraftmarked i Norge. I våtår vil dette gi lavere priser i Norge enn i utlandet og i tørrår det motsatte.

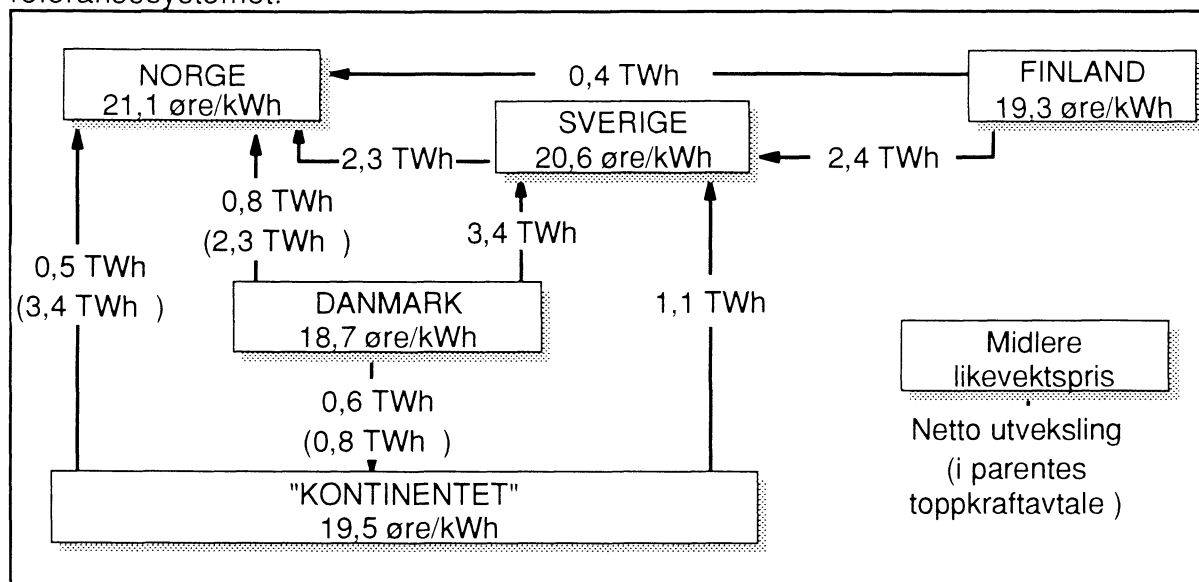
Det forutsettes at det er mulig å kjøpe seg fri fra avtalene og importere dersom kraftprisene i Norge blir vesentlig høyere enn i utlandet.

5.3.2 Gasskraft i samspill med vannkraft

Referansealternativet

Som referansesystem for 2005 er valgt et system hvor etterspørselen dekkes av innenlandsk vannkraft og import. Det er i referansesystemet ikke regnet med CO₂-avgift for bruk av fossilt brensel til produksjon av el verken i Norge eller i utlandet. For å beregne produksjon, eksport/import og likevektspriser i Norge er det benyttet en driftsmodell for el-produksjonssystemet, Samkjøringsmodellen (EFI TR 3880). Samkjøringsmodellen inneholder en detaljert beskrivelse av kraftsystemet i Norden og deler av Kontinentet. Samkjøringsmodellen 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. Modellen er en flerområdemodell; Norge, Sverige, Finland, Danmark og Kontinentet er beskrevet som egne produksjonsområder. Disse områdene er knyttet sammen med et samkjøringsnett. Modellen beregner forventet produksjon og variable driftskostnader basert på 60 historiske tilsigsår for vannkraftverkene (1931-90). Det forutsettes en ideell samkjøring mellom landene og kraftverkene utnyttes etter stigende marginal driftskostnad. Det blir tatt hensyn til transporttap og eventuelle variable driftskostnader for bruk av samkjøringsnettet. Kostnaden ved start/stopp av varmekraftverk er ikke med og vil kunne gi marginale tillegg i driftskostnadene. Modellen er en energimodell og kostnadene ved ikke å kunne dekke maksimallasten, effektsvikt, blir ikke beregnet. Dette er en tilleggs-kostnad som fører til at varmekraftland investerer i en effektreserve, som f.eks. i Danmark gir en produksjonsreserve på i størrelsesorden 20% av maksimallasten.

Figur 5.3.2-1: Beregnet midlere likevektspris for el og utveksling for referansesystemet.



Midlere likevektspriser referert kraftstasjon i dette kraftsystemets delområder ligger mellom 19 og 21 øre/kWh, se figur 5.3.2-1. De er høyest i Norge og Sverige som er nettoimportører av kraft. Kraften flyter til Norge fra Danmark og Kontinentet, dels direkte gjennom overføringsforbindelsene fra disse områdene og dels via Sverige. Pilene i figur 5.3.2-1 viser retningen på den midlere utvekslingen over en forbindelse, men retningen på utvekslingen kan veksle over døgnet, året og fra år til år. I et våtår vil Norge f.eks. bli en netto eksportør av kraft og i det våteste året (1990) er nettoeksporten beregnet til ca 18 TWh.

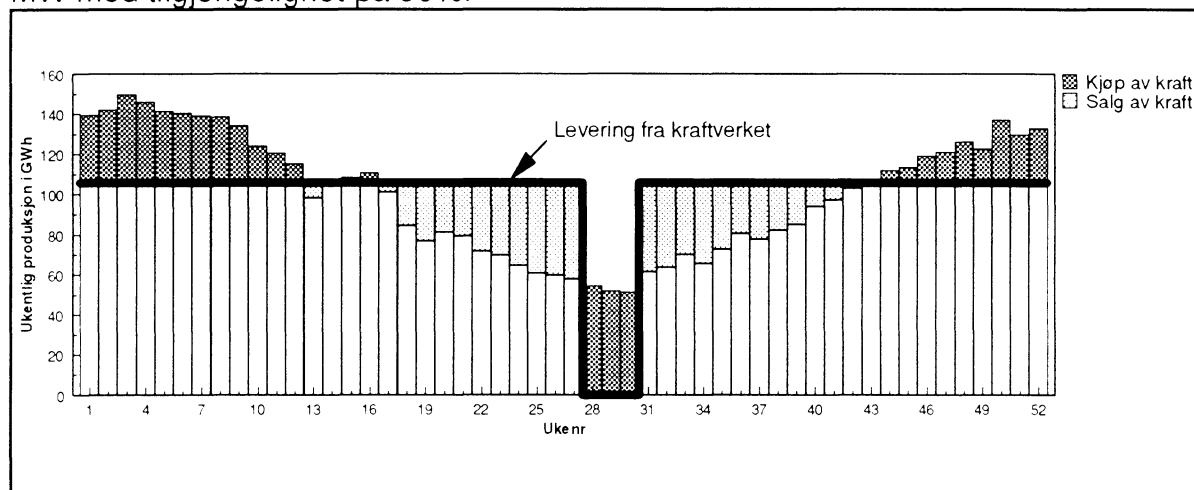
Introduksjon av et gasskraftverk i Norge

I alle beregningene er det forutsatt at driften av kombikraftverket 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.

Kombikraftverk vil utnyttes maksimalt (brukstid over 7000 timer pr år i middel) med alle tre gassprisscenariene. Som vist i figur 4.2.3-1 vil produksjonskostnaden (kapitalkostnad + faste driftskostnader + variable driftskostnader) bli 22 øre/kWh ved en gasspris på 74 øre/Sm³, og kombikraftverket vil ikke bli lønnsomt under de gitte forutsetningene med høyere gasspris enn dette.

Kraftverket har utenom våtår et produksjonsprofil som vist i figur 5.3.2-2 med nedregulering bare i forbindelse med vedlikehold. Med en leveringsavtale for hele produksjonen til f. eks. alminnelig forsyning, som har et annet uttaksprofil over året enn produksjonen fra kraftverket, må kombikraftverkets produksjon suppleres med kraft om vinteren og salg av kraft i markedet om sommeren, som vist i figur 5.3.2-2.

Figur 5.3.2-2: Levering av kraft til alminnelig forsyning fra et kombikraftverk på 700 MW med tilgjengelighet på 90%.

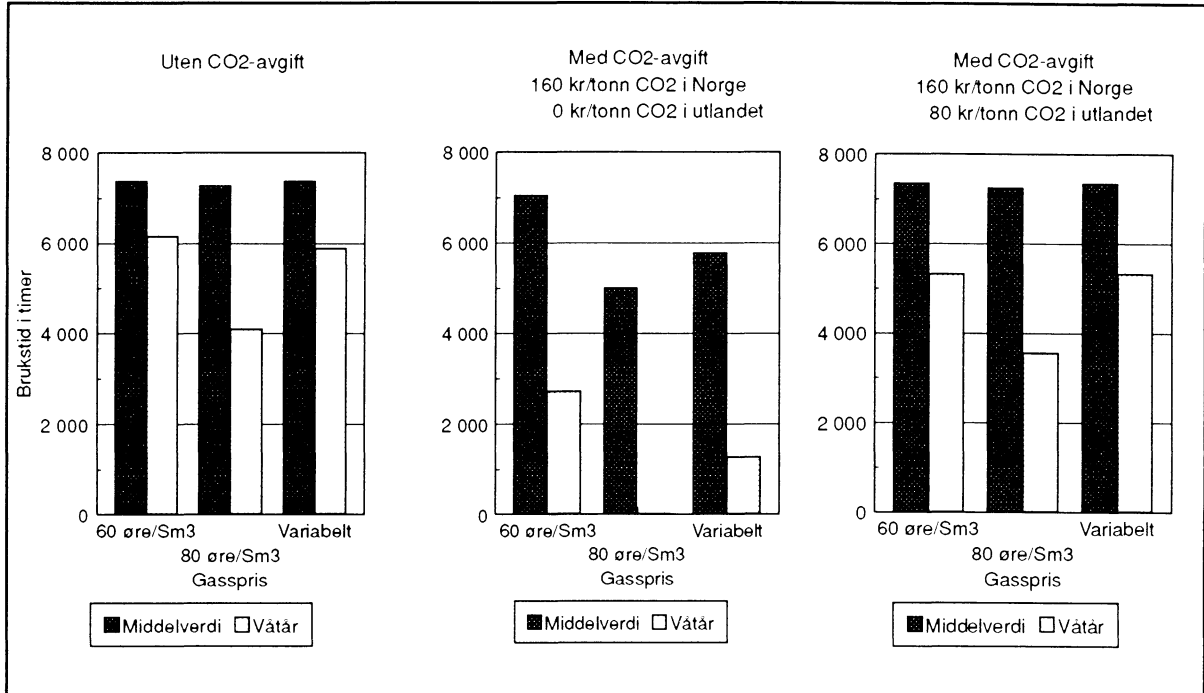


Etterspørselsøkningen før likevektsprisen igjen er lik referansesystemets likevektspris, er nær opp til produksjonsevnen for gasskraftverket. Dette kan tolkes dithen at produksjonen fra gasskraftverket, sammen med reguleringen i kraftsystemet, kan dekke en forbruksøkning med alminnelig forsynings forbruksprofil uten større kostnader. I simuleringene skjer den vesentlige delen av nedreguleringen om sommeren i varmekraftverkene i utlandet (reduert import) og i andre norske varmekraftverk, og om vinteren skjer det en økt import og en moderat økning i vannkraftproduksjonen. At økt levering til alminnelig forsyning ikke overstiger gasskraftverkets produksjonsevne, betyr at det skjer liten foredling i vannkraftsystemet. Vannkraftsystemet er i middel mer eller mindre fullt utnyttet med de forbindelsene til utlandet som foreligger i referansesystemet. Innvinning av flom og spill er marginal; i middel noe over 400 GWh/år og i de våteste årene (1989/1990) rundt 6.300 GWh av et totalt beregnet tap på 43.000 GWh.

Utnyttelse av gasskraftverket i ulike tilsigsår med og uten CO₂-avgifter

Utnyttelsen av gasskraftverket med ulike tilsigsforhold vil avhenge av prisen på gass, CO₂-avgiften og de priser som tilsvarer de marginale produksjonskostnadene i utlandet. Figur 5.3.2-3 viser utnyttelsen av et kombikraftverk som funksjon av gasspris, CO₂-avgift og tilsig.

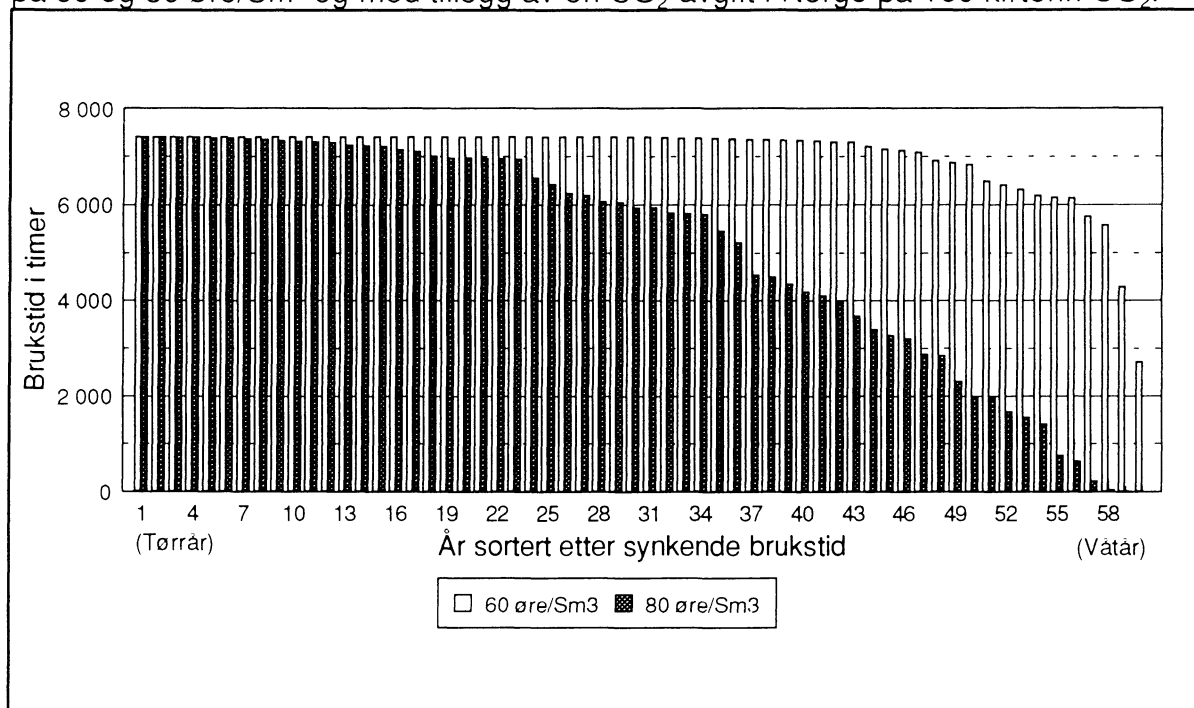
Figur 5.3.2-3: Utnyttelse av et kombikraftverk med konstant gasspris på henholdsvis 60 og 80 øre/Sm³ eller variabel gasspris på 80 (vinter), 50 (vår) og 20 øre/Sm³ (sommer) og med tillegg av alternative CO₂-avgifter. Ved full utnyttelse over et år er brukstiden 7400 timer.



Brukstiden vil variere noe med tilsiget, og i våtår vil produksjonen reduseres, eksempelvis til rundt 4.000 brukstimer med gasspris på 80 øre/Sm³ uten CO₂-avgift. Utvekslingsmulighetene med utlandet og innenlandsk fleksibilitet i elkraftmarkedet gjør at gasskraftverket får høy utnyttelse i nær alle år hvis bare gassprisen er lav nok.

Med avgift i Norge på 160 kr/tonn CO₂ (ca. 37 øre/Sm³ gass) øker de variable driftskostnadene for et gasskraftverk. Midlere brukstid reduseres til 5.000 timer med en gasspris på 80 øre/Sm³ og til ca 7.000 timer med en gasspris på 60 øre/Sm³. Brukstiden varierer kraftig med de ulike tilsigsår, se figur 5.3.2-3 og 5.3.2-4. I våtår reduseres den til 0 med en gasspris på 80 øre/Sm³.

Figur 5.3.2-4: 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.



Med en CO₂-avgift på 80 kr/tonn CO₂ i utlandet og 160 kr/tonn CO₂ i Norge øker midlere likevektspris i hele produksjonssystemet med ca 6 øre/kWh på grunn av høyere marginale driftskostnader i varmekraftverkene i utlandet. For gasskraftverket i Norge fører høyere likevektspriser til at den midlere årlig brukstilstand øker igjen til over 7.000 timer.

Virkning av start/stopp kostnad

Uten CO₂-avgift vil kombikraftverket få en utnyttelse på nær 100% av tilgjengelig driftstilstand i de beregningene som er foretatt. Med CO₂-avgift vil driftskostnadene for gasskraftverket bli så høye at kraftverket oftere stoppes, fordi den samme kraftmengden kan frambringes billigere ved import. Kostnadene forbundet med å endre driftstilstanden ved kraftverket, starte/stoppe, vil gjøre at man prøver å unngå slike endringer i driften. Dette gir en drift hvor man drøyer noe lenger med å starte eller stoppe enn det den variable driftskostnaden for gasskraftverket og likevektsprisen i kraftsystemet skulle tilsi. Dette for å være sikker på at de fremtidige driftsinntektene overstiger start/stopp kostnadene. I tillegg vil hver kaldstart gi økt slitasje og redusert levetid for kraftverket, jf avsnitt 3.2.3.

Fast årlig gassavtak

Med en gasskontrakt som foreskriver et fast årlig avtak og bare avbrudd i gassleveringen i flomsituasjoner, er de driftsavhengige kostnadene nær null. Driften av kraftverket vil da ikke være avhengig av gassprisen. Det gir ulønnsom drift bare når likevektsprisen i kraftsystemet ligger under den variable driftskostnaden med den avtalte gassprisen. En slik kontrakt vil gi lavere likevektspriser i våtår.

Tørrårsverk

Med de prisscenariene som er lagt til grunn, er den midlere brukstiden lang, og et gasskraftverk vil fungere som et grunnlastverk. Med høyere gasspriser og/eller CO₂-avgifter kan driftskostnadene bli så høye at et gasskraftverk bare vil benyttes i år med meget høye kraftpriser. I disse årene vil de totale driftskostnadene i Norge bli redusert. Et naturgassfyrte gassturbinverk har lave kapitalkostnader, men den midlere netto nytteverdien over 60 tilsigsår blir beregningsmessig lavere enn kapitalkostnaden. Av den grunn er det med de gitte forutsetningene vanskelig å se de økonomiske incitamentene for å investere i gassfyrte tørrårsverk i Norge.

6.0 MILJØMESSIGE VURDERINGER

6.1 Innledning

Et gasskraftverk gir følgende utslipp:

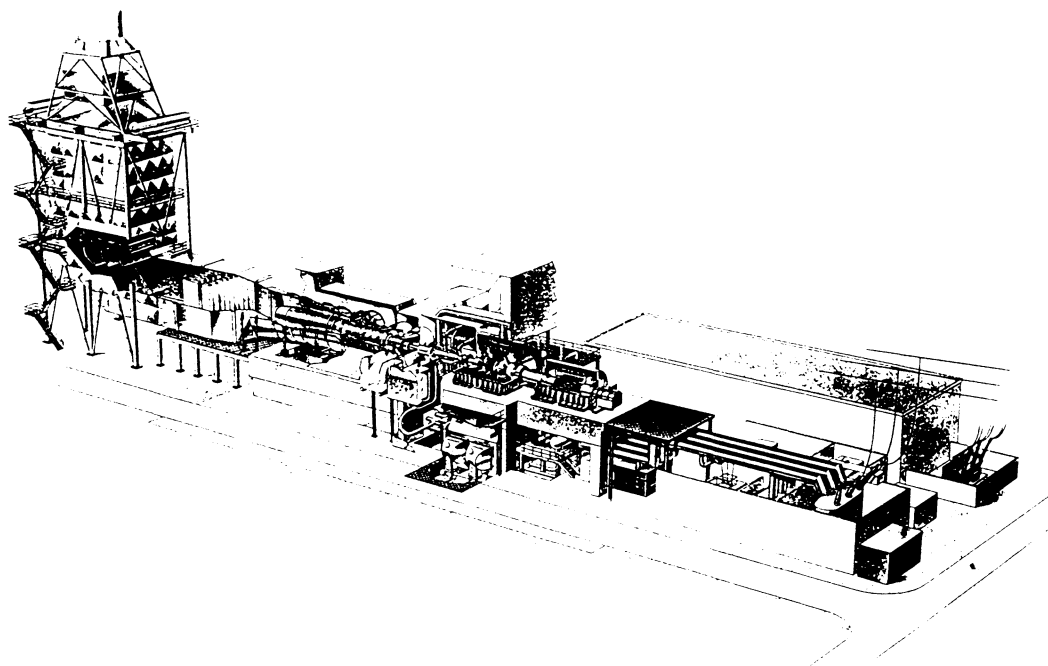
- Røykgasser med forbrenningskomponenter til luft.
- Kjølevann med en viss overtemperatur til vannresipient
- Spillvann til avløp
- Støy til omgivelsene

Utslipp som er til ulempe for folk eller til skade for livsprosessene, betraktes her som miljøbelastende utslipp.

6.2 Tekniske forutsetninger og data for gasskraftverket

Kraftverket forutsettes å være av type kombikraftverk med elektrisk ytelse ca 700 MW_{el}, som beskrevet i kapittel 3. Figur 6.2-1 viser snitt gjennom en anleggsenhet med gassturbin og dampturbin montert på felles aksling, ytelse ca 350 MW_{el}.

Figur 6.2-1: Snitt gjennom et kombikraftverk, gassturbin og dampturbin montert på felles aksling, enhet á 350 MW_{el} (Kilde: GEC Alsthom)



Anlegget kan bestå av følgende deler:

Kombinertkraftverk, gassrørledning, kjølevannsanlegg, elektriske anlegg, administrasjonsbygg, verksted- og lagerbygg samt atkomstveier.

Ved valg av lokalisering bør det legges vekt på sikkerhet med hensyn til omkringliggende bebyggelse. Sikkerhetssoner må forutsettes etablert rundt gassledningstraséen og rundt selve anlegget. Anlegget vil, ut fra tidligere planer for slike kraftverk, kreve et areal på anslagsvis 100 da. Dette areal må forutsettes regulert til industriområde.

Mulige miljø- og arealbrukskonflikter i området vil være prosjektspesifikke, men antas generelt å være knyttet til:

- Framføring av gassrørledning
- Disponeringen av tomtearealene
- Framføring av kraftledninger
- Utslipp av avgasser og vann

Naturgass forutsettes ført i rørledning fra gassterminalen til kraftverket. Den kjemiske sammensetningen av gassen og dens brennverdi vil kunne variere noe, avhengig av hvilket gassfelt den kommer fra og hvilken behandling den eventuelt har gjennomgått. Her regnes imidlertid med sammensetning og data for brenselet som angitt i tabell 3.4-1.

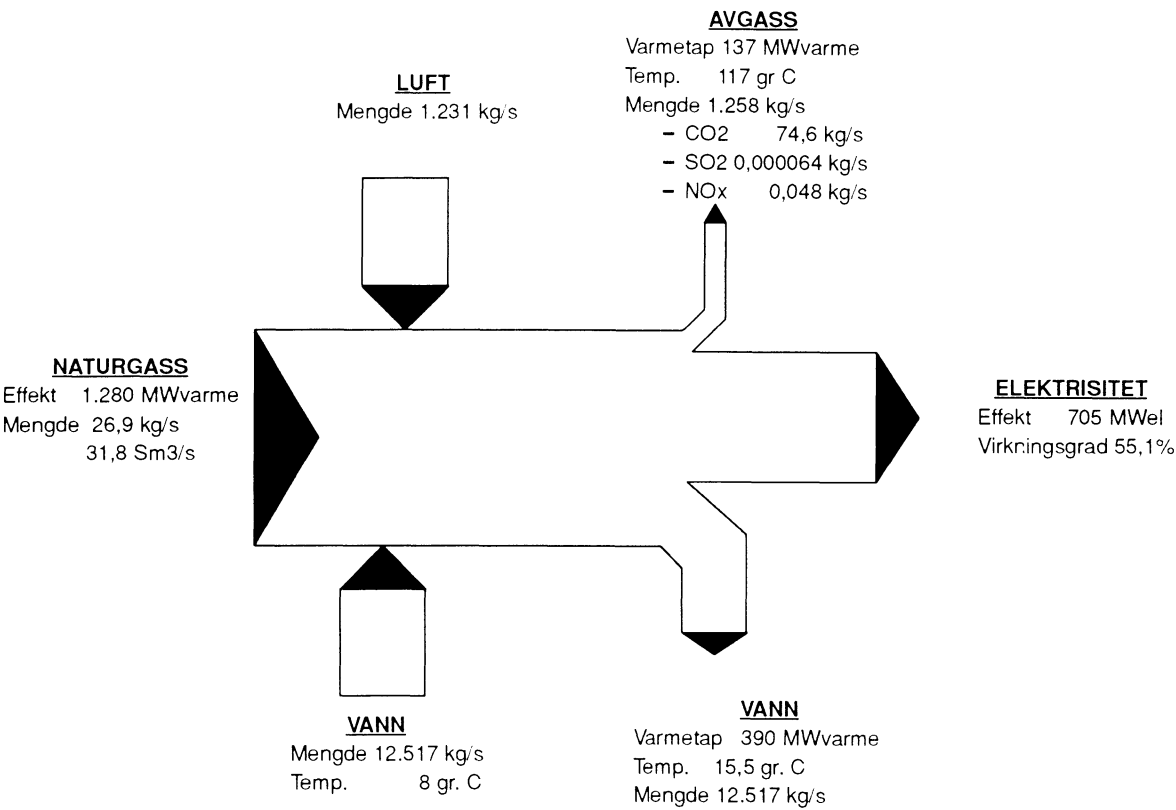
Ved en kystnær plassering forutsettes det at anlegget kan ta inn kaldt sjøvann (ca 8°C) til dampkondensator og avkjøling av kompressorer, for deretter å slippe kjølevannet tilbake med en høyere temperatur (ca 15,5°C).

Anleggets virkningsgrad vil kunne variere noe, avhengig av driftsbetingelsene. For beregning av brenselsforbruk og utslippsmengder legger vi her til grunn forhold som ved bestpunkt med en årsvirkningsgrad på 55,1% og en årlig driftstid som angitt i kapittel 3, tilsvarende en avgitt energimengde på rundt 5 TWh/år.

6.3 Utslippskomponentene

Forbrenningen gir avgasser (forbrenningskomponenter) som man eventuelt ønsker å redusere i mengde, dekomponere eller rense før de slippes ut i atmosfæren. Utslippsmengdene fra gasskraftverket, som forutsettes utrustet med lav-NO_x brennere, er beregnet som vist i figur 6.3-1.

Figur 6.3-1: Hovedstrømmer knyttet til et gassfyrte kombinert kraftverk med effekt 705 MW_{el}.



På årsbasis får man anslagsvis forbruks- og utslippsmengder ved en elproduksjon på ca 5 TWh/år som vist i tabell 6.3-1.

Tabell 6.3-1: Årlige forbruks- og utslippsmengder for gasskraftverket ved en elproduksjon på ca 5 TWh/år.

	Forbruk/utslipp
Naturgass	0,8 mrd Sm ³ /år
Kulldioksid, CO ₂	1,9 mill tonn/år
Svoveldioksid, SO ₂	1,6 tonn/år
Nitrogenoksider, NO _x	1.200 tonn/år

I tillegg til forbrenningskomponentene vil det kunne være utslipp av små mengder naturgass som følge av lekkasjer.

For å begrense effekten av utslippene i nærområdet vil avgassene bli ledet til luft gjennom en skorstein. Det kan bli aktuelt å bygge 2-3 skorsteiner på inntil 80 m høyde.

6.4 Miljøvirkninger av de ulike utslipp

Generelt om luftutslipp

Sammensetningen av atmosfæren er av betydning for varmembalansen på jorda og for jordklodens evne til å bære liv. Forrykkes sammensetningen, kan det bli varmere eller kaldere. Drivhuseffekten er knyttet til jordas energiutveksling mot verdensrommet. Varmestralingen både til og fra jorda kan med en endret atmosfære, i større eller mindre grad bli reflektert tilbake av klimagasser og vann-damp i atmosfæren. Fare for global oppvarming, ut over de normale svingninger, er da til stede.

Utslippene kan også bidra til sur nedbør, som igjen kan gi økt korrosjon, vegetasjonsskader og helseproblemer. Enkelte utslippskomponenter kan på en uheldig måte inngå i naturens kretsløp og ha langtidsvirkninger. De kan gjenfinnes som komplekse forurensninger i organisk materiale og vandre gjennom flere ledd i næringskjeden.

Vi deler miljøvirkningene ved luftutslipp i tre hovedområder:

- Lokale virkninger (nedfall av stoffer/helseproblemer).
- Regionale virkninger (sur nedbør/vegetasjonsskader/korrosjonsproblemer).
- Globale virkninger (klimagasser/drivhuseffekter).

Vi vil i det følgende beskrive virkningene av de utslippskomponenter som antas å ha betydning i miljøsammenheng.

Karbondioksid (CO_2) er et sentralt element i naturens kretsløp og har ingen direkte innvirkning på vår helse. Karbondioksid er imidlertid en klimagass og antas å bidra med det vesentligste av de menneskeskapte klimapåvirkningene. Mulige problemer i forbindelse med CO_2 -utslipp må derfor ses i et globalt perspektiv.

De norske CO_2 -utslippene var i 1993 omlag 35 mill tonn og bidro med 1,6‰ av det globale utslippet som skyldes menneskelig påvirkning.

Hvis gasskraftverket blir bygget, vil det som grunnlastverk bidra med en økning i det nasjonale utslipp av CO_2 på ca 1,9 mill tonn/år, tilsvarende 5,4% økning. Det betyr at det blir større vansker med å nå de nasjonale mål om å stabilisere utslippene av CO_2 på 1989-nivå innen år 2000. Planene kan likevel forsvares ut fra et miljøsynspunkt hvis naturgass brukt på denne måte erstatter bruk av annet, mer

forurensende brensel. Et tilsvarende kullfyrt kraftverk (kondenskraftverk) ville ha sluppet ut ca 2 ganger mer CO_2 . I tillegg ville et kullkraftverk sende ut vesentlig mer svoveldioksid (SO_2) og andre forurensende komponenter.

Karbonmonoksid (CO) dannes ved ufullstendig forbrenning av brenselets karboninnhold. Det kan skje ved for lavt luftoverskudd eller ved lave forbrenningstemperaturer. CO oksiderer raskt til CO_2 i atmosfæren. Mulige helseskader som følge av CO er således knyttet til eksponering nær utslippskilden.

De norske utslipp av CO i 1991 var omlag 909.000 tonn. Det aktuelle gasskraftverk vil bidra med en helt ubetydelig økning i det dette utslipp.

Nitrogenoksider (NO_x) dannes under forbrenningen, dels av brenselets nitrogeninnhold og dels av luftens nitrogen. Konsentrasjonen i avgassene etter forbrenningen vil avhenge sterkt både av brenselet og forbrenningsforholdene.

De viktigste komponentene som inngår i fellesbetegnelsen NO_x er NO og NO_2 . Nitrogenoksid (NO) vil etter utslipp til luft omdannes til NO_2 . Nitrogendioksid (NO_2) bidrar til nedfall av sur nedbør og tilhørende forsuring og kan dessuten gi redusert sikt ved dannelse av fotokjemiske oksidanter, som kan gi helsemessige ulemper.

I små mengder vil NO_2 virke som plantegjødning, men i store mengder gir nitrogendioksid skader på vegetasjonen og helsemessige ulemper.

Forsuring av vassdrag kan blant annet føre til oppløsning av aluminium, som igjen kan føre til fiskedød.

Det norske NO_x -utslippet i 1993 utgjorde totalt ca 225.000 tonn. Utslippet fra det påtenkte gasskraftverket er, med de antatte utslippsbegrensninger, anslått til 1.200 tonn/år, svarende til en utslippsøkning på 5,3‰.

Norge har forpliktet seg til å stabilisere NO_x -utslippene på 1987-nivå innen 1994 (Sofia-protokollen). I tillegg har Norge undertegnet en erklæring om 30% reduksjon av utslippene på 1986-nivå innen 1998. Skal denne målsettingen nås, betyr det at økningen i NO_x -utslippene fra det påtenkte gasskraftverk må oppveies ved reduksjoner i andre NO_x -utslipp.

Utslippet av NO_x fra gasskraftverket vil blande seg med de luftmassene som passerer distriktet og fortynnes. Noen km fra kraftverket vil økningen i NO_x -innholdet i lufta knapt være målbar. En moderat økning av nitratnedfallet i nærområdet kan påregnes.

Svoveldioksid (SO_2) dannes ved forbrenning av brensel som inneholder svovel. De fleste fossile brensler inneholder svovel i større eller mindre grad, men innholdet i naturgass er ubetydelig. Miljøproblemene i forbindelse med gasskraftverk og svovelutslipp vil da i utgangspunktet være meget små. Hovedproblemet for Norge er at tilførsler av svoveldioksid kommer fra andre land i

Europa. I denne sammenheng kan naturens tålegrense for ytterligere svovelutlipp være små.

Det norske SO₂-utslippet i 1993 var totalt på ca 35.000 tonn. Beregnet utslipp fra det påtenkte gasskraftverket utgjør 1,6 tonn/år, svarende til en marginal utslippsøkning.

Hovedproblemet knyttet til SO₂ i gassform er at stoffet tas opp i vegetasjonen og gir celledød ved høye konsentrasjoner. Av økonomisk viktige planter er bartrær spesielt utsatt, og hele skogområder kan bli påvirket, men andre planter som f.eks. lav, kan være langt mer utsatt. SO₂ bidrar videre til sur nedbør og forsurening av vassdrag. I tillegg gir det korrosjon og skade på byggverk av kalkstein, sandstein og betong.

SO₂ i gassform eller absorbert i svevestøv kan videre gi nedsatt lungefunksjon og dårlig helse hos mennesker.

Norge har under konvensjonen om langtransporterte, grenseoverskridende luftforurensninger, forpliktet seg til maksimalt å slippe ut 34.000 tonn SO₂ årlig fra og med 2000. Dette tilsvarer en reduksjon på 76% i forhold til 1980-nivået.

Denne målsettingen synes allerede på det nærmeste å være oppnådd, bl.a. som følge av:

- Nye forskrifter om svovelinnhold i fyringsoljer.
- Innføring av sovelavgift.
- Rensekrav til industriprosesser og nedleggelse av industrivirksomheter m.v.

På bakgrunn av den reduksjon i SO₂-utslippene som allerede har funnet sted, er det neppe grunn til å vente negative virkninger av betydning som følge av SO₂-utslippet fra det påtenkte gasskraftverk.

Utslipp av flyktige organiske forbindelser (VOC) eller uforbrente hydrokarboner (UHC) stammer fra fordampning eller ufullstendig forbrenning som følge av luftunderskudd eller lave forbrenningstemperaturer.

Det vil neppe være målbare utslipp av VOC i forbrenningsgassene. Diffuse utslipp av naturgass til luft vil imidlertid kunne forekomme i form av små lekkasjer fra flenser, ventiler og trykkreguleringsutstyr m.v. Slike utslipp må imidlertid forventes holdt på et lavt nivå ved regelmessig ettersyn og vedlikehold av anlegget.

VOC danner sammen med NO_x fotokjemiske oksidanter - et fellesnavn på sterkt oksiderende stoffer som dannes i atmosfæren fra nitrogenoksider, organiske stoffer og oksygen med solstråling som drivende kraft. Ozon er den av oksidantene som gjerne finnes i de høyeste konsentrasjoner, men det dannes også andre.

Høye konsentrasjoner av fotokjemiske oksidanter kan gi:

- Skader på vegetasjonen
- Irritasjon av slimhinner (rennende øyne og økt risiko for luftveisinfeksjoner m.v.)
- Redusert styrke og elastisitet på gummimaterialer m.v.

På de steder det er aktuelt å lokalisere gasskraftverk i Norge, vil det neppe være gode klimatiske forutsetninger for dannelse av slike oksidanter. Det er derfor liten grunn til å forvente høy oksidantdannelse som følge av utslippene fra gasskraftverket.

Et eventuelt gassutslipp vil som angitt i tabell 3.4.1 i alt vesentlig inneholde metan (CH_4), som gir en sterk drivhuseffekt. (Et CH_4 -molekyl i atmosfæren regnes å reflektere minst 20 ganger mer varmestråling fra jordkloden enn et CO_2 -molekyl).

De norske utslippene av metan var i 1992 anslått til 290.000 tonn. De viktigste kildene er lekkasjer fra avfallsfyllinger og husdyrproduksjon. Lekkasjer som følge av bruk av naturgass er foreløpig ikke registrert som noen vesentlig utslippskilde i Norge.

Spredningsberegninger

Det kan være behov for å kartlegge spredningen av røykgassene for å avklare om deler av nærområdet vil bli miljømessig sterkere belastet av utslippene enn andre områder. Det kan også være grunn til å undersøke tålegrensene for utslipp når det gjelder vassdrag, jordsmonn og vegetasjon i nærområdet. Oppfølgende undersøkelser og analyser av utslipp og spredningsforhold kan også være ønskelig.

Gassutslipp, brann og eksplosjonsfare

Rørledningen transporterer gass til anlegget under trykk, mens kraftverket fordeler og forbrenner den tilførte gassen.

Gasslekkasjer vil kunne oppstå i ventiler, flenser og trykkreguleringsutstyr. I tillegg vil det kunne oppstå rørledningsbrudd og utslipp av uforbrent gass gjennom skorstein.

Eksplisjoner i anlegget og/eller rotorhavari i turbinene kan ikke utelukkes. Et rotorhavari kan oppstå ved at deler løsner fra rotoren og slynges ut i turbinhuset.

Risikoen for at skader skal oppstå ved slike uhell må forebygges så langt det i praksis lar seg gjøre. Dette gjelder alle ledd, både på konstruksjonssiden, ved utarbeidelse av beredskapsplaner samt ved fastleggelse av drift og vedlikeholdsprosedyrer. Gjeldende forskrifter og retningslinjer for brann- og eksplosjonsfarlige områder må forutsettes fulgt, og sikkerhetssoner må fastlegges. Med dette som utgangspunkt må risikoen for at det skal oppstå uhell med skader på personell og materiell kunne anses som liten.

En detaljert sikkerhetsstudie må forutsettes gjennomført når konkrete planer og tekniske løsninger for gasskraftverket skal utarbeides.

Utslipp til vann

Fra anlegget vil det være følgende utslipp til vann:

- Kjølevann
- Sanitærløpsvann
- Utslipp fra regenerering av råvanns-ionebyttere
- Oljeholdig vann fra prosessanlegg

Det kjølevann som tas inn i anlegget, kan inneholde levende organismer som plankton, larver og egg. For å hindre begroing i varmevekslerne, kan det bli nødvendig å tilsette et begroingshindrende stoff, vanligvis natriumhypokloritt. Mengden som tilsettes vil maksimalt komme opp i 1 ppm regnet som klor. Dypvannsinntak vil foruten å skaffe vann med stabil temperatur, også redusere begroingen ettersom slikt vann vil inneholde lite levende organismer.

Følgende endringer har skjedd eller skjer når vannet slippes ut i resipienten:

- Temperaturen er hevet
- Vannet innlagres nærmere overflaten
- Vannet er tilsatt begroingshindrende midler

Temperaturen virker inn på de fysiologiske prosesser i sjøen. Noen organismer har stor evne til temperaturlpasning mens andre arter har dårlig tilpasningsevne. Selv en liten temperaturøkning kan i enkelte områder få direkte konsekvenser for de arter som naturlig hører til i området.

For plankton vil en temperaturøkning i et uforurensset farvann påvirke produksjonen lite, fordi tilveksten normalt er begrenset av tilgangen på lys og næringssalter. I forurensede områder derimot vil en temperaturheving kunne føre til uønsket høy algeproduksjon.

Med dagens teknologi for utslippsløsninger og valg av egnet utslippssted forventes det bare ubetydelige endringer i en god resipient som følge av kjølevannsutslipp fra et gasskraftverk. Nærmere undersøkelser og oppfølgende undersøkelser må forventes gjennomført for å redusere mulige miljøulempen ved utslipp.

Kjølevannet representerer en stor energimengde. Det regnes ikke med muligheter for at denne energimengden kan utnyttes til fjernvarme ved de aktuelle lokaliseringalternativene for gasskraftverk i Norge. Derimot kan det være utnyttelsesmuligheter for denne energimengde både ved fiskeoppdrett og i jordbrukssammenheng. Spesielt kan det være aktuelt å utnytte kjølevannet i aquakulturanlegg på land.

I jordbrukssammenheng vil kjølevannet kunne brukes til undervarming for frilandsdyrking av grønnsaker, eventuelt til oppvarming av drivhus m.v. Konkrete planer for slik utnyttelse av spillvarmen kan komme opp underveis.

Anlegget må også ha tilførsel av prosessvann. Prosessvannet antas renses i ionebyttere. Disse regenereres med visse mellomrom. Overskudd av syre og lut fra regenereringen forutsettes nøytralisert før det slippes til avløp. I tillegg blir det tilførsel av sanitæravløpsvann fra kraftverket, som vil ha ca 50 ansatte. Vanlige rensekrav for alt avløpsvann må forutsettes innfridd.

Støyutslipp fra kraftverket

Anlegget vil generere støy fra maskineriet. Støyen vil forplante seg til omgivelsene gjennom luftinntak, skorsteiner og ventilasjonskanaler m.v.

Statens forurensningstilsyn (SFT) vil trolig sette krav til maksimal støyemisjon ved nærmeste bolighus, antatt ca 40 dB(A) i 500 meters avstand fra anlegget.

Anleggsvirksomhet

Byggingen av kraftverket vil utløse både lokale og nasjonale aktiviteter. Det kan vanskelig gjøres noe sikkert anslag over resulterende innenlandske årsverk før anbudsfasen er tilbaketrukket. Som en illustrasjon gjøres her likevel et resonnement. Vi tar da utgangspunkt i det forhold at bygging av norske vannkraftverk utløser rundt 1,5 årsverk i innenlandske aktiviteter pr mill kr investert. Ut fra et slikt normtall ville en utbygging på 5 TWh vannkraft til anslagsvis 3 mrd kr pr TWh gi innenlandske aktiviteter på 22.500 årsverk. (Total investering er ca 15 mrd kr).

Et gasskraftverk drevet som grunnlastverk med en årsproduksjon på 5 TWh (700 MW_e) krever investeringer på ca 3,3 mrd kr. Byggingen av et gasskraftverk krever en høyere andel ferdigleveranser enn et vannkraftverk. Dette forhold vil kunne resultere i en vesentlig lavere innenlandsk aktivitet enn tilsvarende investeringer i et vannkraftverk. Om man her anslår antallet årsverk til halvparten av hva vannkraftinvesteringer gir pr million kroner, får vi en innenlandsk aktivitet på rundt 2.500 årsverk.

Sammenligningen gjelder kun bygging av selve kraftverkene. Arbeidsinnsats knyttet til frambringelse av naturgass, nødvendig nettutbygging og drift av systemene er holdt utenfor.

6.5 Miljøvirkninger av kraftutveksling og -eksport

Norge arbeider internasjonalt for å oppnå forpliktende miljøavtaler. Som ledd i dette arbeidet er det inngått avtaler om prosentvis like store reduksjoner i forurensende luftutslipp i de enkelte land. Siktemålet bør imidlertid være å redusere de regionale miljøproblemer med minst mulig kostnader uten hensyn til landegrensene. I et kostnadseffektivt system vil internasjonalt samarbeid kunne komme inn for å nå målene, f.eks. målet om å stabilisere utslippene av CO₂-gass.

Utveksling av kraft, og særlig netto eksport/import av kraft kan her bli et middel for å nå regionale utslippsmål. Forutsetningene må da være at land som inngår slike avtaler, baserer sin energiforsyning på ulike energikilder eller teknologier.

Norge står energimessig sett i en særstilling i forhold til sine naboland. Grunnen til det er rikelig tilgang på vannkraft og naturgass og betydelige oljeforekomster. Med utgangspunkt i denne særstilling er det naturlig at spørsmålet om å utnytte de energimessige fordeler i kommersiell og miljømessig sammenheng, dukker opp. Når slik utnyttelse skal vurderes, vil nytten av kraftutveksling og -eksport komme i fokus.

Ulike energisystemer

Kraftproduksjonen i våre naboland er i hovedsak basert på varmekraft. Det gir i utgangspunktet en annen kostnadsstruktur på kraften enn i det norske systemet. I tillegg kommer at varmekraften er basert på en annen energibærer enn den kraften Norge eventuelt kan tilby for eksport. Forskjellene i kostnadsstruktur har sin forankring i følgende systemløsninger og egenskaper:

- Norge har i sitt vannkraftsystem høye faste og lave variable kostnader. Det er dessuten lite kostnadskrevende å regulere den norske kraftproduksjonen opp eller ned.
- Sverige har vannkraft (47%), kjernekraft (49%) og kraftproduksjon basert på fossile brensler (mottrykkskraft, kondenskraft og gassturbiner (4%)).
- Danmark har vesentlig kullbasert kraftproduksjon (92%) med betydelig innslag av kraftvarme samt kraftproduksjon basert på olje, naturgas og vindkraft (8%).
- Finlands elproduksjon er basert både på vannkraft (21%), kjernekraft (35%) og konvensjonell varmekraft (44%), dvs. kullkraft, mottrykkskraft, kondenskraft og gassturbiner.
- Nord-Tysklands (PreussenElektra's) elproduksjon domineres av kjernekraft (69%), kullkraft (steinkull og brunkull, 27%), samt vannkraft, gasskraft og oljekraft (4%).
- Nederlands elproduksjon domineres av gasskraft (54%), kullkraft (40%), samt olje- og kjernekraft (6%).

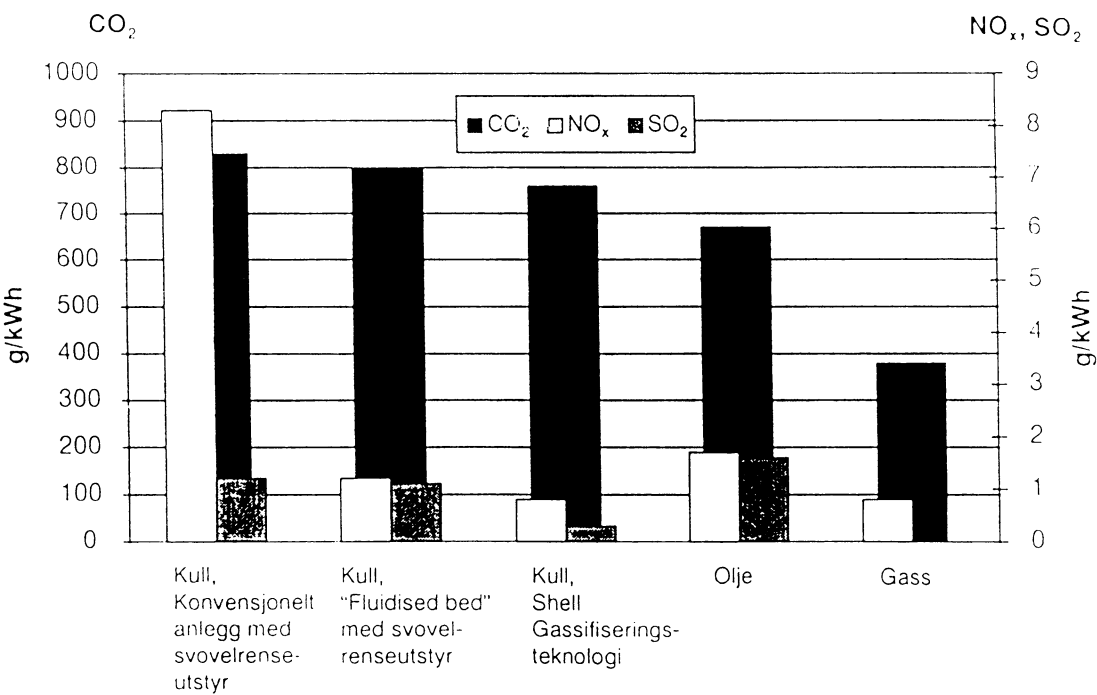
Kjernekraften har i likhet med vannkraften høye faste kostnader, men moderate variable kostnader. Konvensjonell varmekraftproduksjon har forholdsvis lave faste kostnader, men høye variable kostnader. Dessuten er kortsiktig regulering av varmekraften mer kostnadskrevende enn for vannkraftsystemet.

At det er prisforskjell på elektrisitet mellom de ulike kraftsystemene er en forutsetning for at handel med elektrisitet over landegrensene skal være attraktivt. Prisdifferansen må være så stor at den overstiger taps- og transportkostnadene knyttet til kraftutvekslingen. I tillegg kan miljøgevinster komme inn som et incitament til krafteksport/-import.

I figur 6.5-1 er CO₂-utslippene og utslipp av NO_x og SO₂ fra forskjellige typer varmekraftverk og brenseltyper angitt i g/kWh_{el}. Her er følgende omtrentlige virkningsgrader lagt til grunn når det gjelder utslipp av CO₂:

Konvensjonelle kullkraftverk	0,38
"Fluidised bed" kraftverk	0,39
Kullkraftverk med gassifiseringsteknologi	0,40
Oljekraftverk	0,40
Gasskraftverk	0,54

Figur 6.5-1: Utslipp av CO₂, NO_x og SO₂ fra forskjellige typer varmekraftverk og brenseltyper. Kilde: IEA/SAGA.



De angitte utslippstall kan bare nyttes som en generell illustrasjon av forskjellene i utslippsmengde, avhengig av type varmekraftverk og brensel. Spesielt kan forholdene når det gjelder utslipp av SO₂ og NO_x variere mye, avhengig av om kraftverkene er utrustet med renseanlegg. Reelle sammenlikninger kan derfor bare gjøres for kraftverk med kjent teknologi.

Ved krafthandel legger vi til grunn at norsk vannkraft eller gasskraft foretrekker like mye kullkraft eller toppkraft i mottakerlandet. Det har sin årsak i at det alltid er den dyreste (minst kostnadseffektive) varmekraften som faller ut først.

Ved import av kraft til Norge spares magasin vann i Norge. Ved oppstilling av utslippsregnskapet tas det hensyn til at det kan være de termiske kraftsystemene i utlandet som må dekke overføringstapene.

I det følgende betrakter vi virkningene av krafthandel på et utslippsregnskap. Vi trekker da følgende generelle konklusjoner:

Kraftutveksling

- En effektutvekslingsavtale (pumpekraftavtale) mellom et vannkraftland og et varmekraftland, med utveksling ut fra prisforskjeller og kostnader, tilsvarende avtalene mellom Norge og PreussenElektra og SEP, gir endringer i luftutslippene svarende til utvekslet kraftproduksjon og oppdekkingen av overføringstapene (ca 3,5% overføringstap hver vei). Dette antas å ha liten miljøendrende virkning. Man bytter her i hovedsak bare tidspunkt for levering fra høylast- til lavlastperiode i varmekraftlandet. I praksis vil slike avtaler kunne gi økt utslipp dersom overføringstapene mellom de samvirkende systemene dekkes av det termiske system. De konkrete utslippsmessige konsekvenser vil avhenge av utnyttelsen av utvekslingsavtalene og av kraftsystemenes sammensetning og disponering.
- En pumpekraftavtale kan bidra til å redusere start-/stoppkostnadene i det termiske system. Langsiktige avtaler av denne type kan videre medvirke til å redusere behovet for effektutbygging i det termiske system. Dette kan oppfattes som en lokal miljøfordel, men hovedgevinsten ligger likevel på det økonomiske plan.

Krafteksport/import

Storskala satsing på krafteksport/import vil ha en miljøendrende virkning:

- Eksport av vannkraft til erstatning av kullkraft, gir total reduksjon i utslipp av CO₂ (inntil 1 mill tonn/TWh_{el}), og andre utslippskomponenter for tilsvarende kullkraftproduksjon.
- Eksport av gasskraft til erstatning av kullkraft gir også reduksjoner i luftutslipp, tilsvarende forskjellene i utslipp mellom de berørte produksjonssystemene (reduksjonen i CO₂-utslipp ca 0,5 mill tonn/TWh_{el}).
- Utenlandshandel med kraft og internasjonalt høyere miljøavgifter knyttet til luftutslipp, vil kunne gi økt press på utbygging av norsk vannkraft og gassalg og/eller gasskraftutbygging.

7.0 SAMMENFATNING OG KONKLUSJONER

I rapporten er det ved vurderingene lagt hovedvekt på eventuell innpassing av gasskraftverk av kombinert type drevet som grunnlastverk. Rapporten gir følgende hovedkonklusjon:

- Forholdene synes å ligge til rette for økonomisk lønnsom innpassing av gasskraftverk i det norske elproduksjonssystemet. Beregninger indikerer lønnsomhet ved gassanskaffelseskostnader opp mot 75 øre pr Sm³.

Bakgrunn for dette er:

- Den innenlandske eletterspørsel til alminnelig forsyning etter 1994 er i utgangspunktet forutsatt å stige med 1,5% pr år, dette ut fra en prisbane som harmonerer med antatt balansepris i kraftmarkedet, i størrelsesorden 20-25 øre/kWh referert kraftstasjon. For kraftintensiv industri er det forutsatt et konstant nettoforbruk på 29,0 TWh/år fram til år 2010. I tillegg kommer leveranser til Troll-terminalen på Kollsnes - 1,6 TWh/år fra 1997, økende til 3,2 TWh/år fra år 2006. For elektrokjelmarkedet antas bare en mindre utvidelse i forhold til dagens situasjon. Nettoeksportavtalene med Sverige og Danmark forutsettes å utgå før år 2000, og etter år 2000 forutsettes praktiseringen av utvekslingsavtalene mot Danmark og Kontinentet å gi netto energiimport til Norge i normale tilsigsår.
- Ny og sikker vannkrafttilgang, dvs. vannkraft under bygging i dag med tillegg av konsederte prosjekter der utbygger har bekreftet vilje til utbygging, er begrenset til 1,1 TWh/år. Dette gjelder prosjekter som kommer i drift innen år 2001. Ny vannkrafttilgang ut over dette anses ikke som mulig å få realisert før år 2000. Disse forhold og en stigende kraftetterspørsel indikerer en anstrengt kraftbalanse og tilsvarende høye kraftpriser i middelårssituasjoner fram til år 2000. Etter denne tid kan Norge planlegge for en kostnadsoptimal kraftoppdekking. Herunder kan det være gunstig for Norge å utnytte rundt halvparten av ledig kapasitet i utenlandsforbindelsene mot Danmark og Kontinentet (kapasitet ut over energinøytralitet i utvekslingsavtalene) til nettoimport, økende til rundt 3 TWh/år fra 2004.
- Med de økte utenlandsforbindelser og kontakt mot et stort, betalingsvillig marked er det ingen grunn til at leveranser av el til elektrokjeler skal stimuleres gjennom avgiftsmessig særbehandling og lave overføringstariffer. Leveranser til elektrokjeler antas da å falle bort i normale tilsigsår.

For årene etter 2000 forutsettes at gapet mellom etterspørselen til tradisjonelle fastkraftanvendelser og sikret egenproduksjon med tillegg av antatt mindre kvanta import, dekkes ved egen kraftutbygging. Dette gapet antas i år 2000 å være på 0,4 TWh, 5,5 TWh i år 2005 og 14,1 TWh i 2010. Hele dette gapet kan dekkes ved utbygging av vannkraft og/eller gasskraft.

- Norge har energiresurser som er rikelige og varierte, og som gir valgmuligheter for utnyttelse, der hovedvekt kan legges på økonomi, teknologi og miljø. De mest aktuelle energiresursene for kraftproduksjon er vannfallsenergi og naturgass. Disse ressursene kan utnyttes for kraftproduksjon med etablert teknologi og klarlagte kostnadsforhold.

Konkurransforholdet mellom gasskraftproduksjon og ny vannkraftproduksjon er sterkt påvirket av kostnader forbundet med gasstilførselen. I tillegg introduserer CO₂-avgifter og nasjonale begrensninger i totale CO₂-utslipp betydelige usikkerheter som kan gjøre gasskraftutbygging mindre attraktivt med mindre de globale effektene tillegges stor vekt.

Gasskraft har imidlertid den fordel framfor vannkraft at utbyggingstiden er kortere. Dette, sammen med mulighet for trinnvis utbygging av store anlegg (i moduler), muliggjør en raskere tilpasning av produksjonsevnen til forbruksutviklingen.

Rundt 20 TWh gjenværende vannkraft, som er tilgjengelig for konsesjonsbehandling, kan utbygges for i snitt 22 øre/kWh, referert kraftstasjons vegg. Gasskraftverk av kombinerttypen drevet som grunnlastverk, vil kostnadsmessig være konkurransedyktig med gjenværende vannkraft til f.eks. 22 øre/kWh med gasspriser opptil ca 75 øre/Sm³, inklusive eventuelle CO₂-avgifter.

- Hvis gasskraft tas med som produksjonsalternativ, gir det økt valgfrihet for kraftoppdekningen og muligheter for verdiskapning i Norge ved krafteksport.

Bygging av gasskraftverk i Norge vil være mest aktuelt i tilknytning til eksisterende ilandføringssteder for naturgass. Den gass som er mest aktuell for innenlandsk kraftproduksjon, vil være gass med lav alternativ salgsverdi.

Gunstigste plassering bør vurderes ut fra kostnader for gasstilførsel, samt kostnader for tilknytning til og overføring i hovednettet for el.

- Eksportløsninger basert på vann- eller gasskraft, eller kombinasjoner av disse, er aktuelle først etter at lønnsomhet er dokumentert gjennom leveringsavtaler og det innenlandske dekningsbehovet er ivaretatt. Eksport av gasskraft fra Norge bør være mest aktuelt for begrensede kraftkvanta. For større energitransporter (større enn 4 mrd Sm³ gass, eller 20 TWh el pr år), vil gassrørledning fram til mottaker være rimeligere enn elektrisitetstransport.
- De mest aktuelle former for krafthandel med utlandet kan bygges opp av følgende elementer:
 - Toppkrafthandelen fra Norge, gjerne med tilbakelevering i lavlastperioder (pumpekraftavtaler).
 - Fastkrafthandel (kontraktfestet eksport/import).

- Tørrårssikring.
- Kraftutveksling styrt av prisforskjeller.

Enhver gasskraftutbygging som kommer i stedet for vannkraftverk eller kjernekraft, vil øke det globale CO₂-utslippet. Isolert sett vil imidlertid gasskraftproduksjon som fortrenger kullkraft, bidra til reduksjon av CO₂-utslippet.

Energinøytrale utvekslingsavtaler, der Norge regulerer med vannkraft og vår handelspartner regulerer med kullkraft, vil gi økte CO₂-utslipp, hvis overføringstapene må dekkes av varmekraft.

De utenlandsforbindelser som er vedtatt bygget, og de utvekslingsavtaler som er knyttet til disse, utnytter mye av foreldlingsmulighetene i det eksisterende vannkraftsystem. Et gasskraftverk vil også kunne utnytte de samme mulighetene, men etter hvert vil det melde seg problemer med effektdekningen i topplastsituasjoner. Bygging av ny effektkapasitet i eksisterende verk kan da igjen gi nye samspillmuligheter. Dette vil for handel med utlandet kreve nye kabler eller sterkere utnyttelse av forbindelsene til Sverige.

- For Norge, som i normale tilsigsår etter hvert forventes å basere seg på netto import av elenergi, kan kraftoppdekningen i et tørrår bli kostbar. En avtale om tørrårssikring fra utlandet vil for Norge være et alternativ til bygging av flerårmagasiner eller egne tørrårverk, dvs. kraftverk som bare produserer i tørrår. Her kan enkle gassturbinverk komme inn som løsning. Beregningene indikerer imidlertid, med de forutsetninger som er lagt til grunn, at inntjeningen ikke vil være stor nok til å dekke kapitalkostnaden for et slikt tørrårverk.
- Bygging av et gasskraftverk av kombinerttypen med en årsproduksjon på 5 TWh, er anslått å kunne utløse en innenlandsk aktivitet på rundt 2.500 årsverk i anleggsperioden. Utbygging av vannkraft med samme produksjonsevne ville til sammenlikning utløse rundt 15 mrd i investeringer og kunne gi hele 22.500 årsverk. Sammenlikningen gjelder kun bygging av selve kraftverkene. Arbeidsinnsats knyttet til frambringelse av naturgass, nødvendig nettutbygging og drift av systemene er holdt utenfor.

8.0 REFERANSER

- /1/ General Electric 9311 FA gassturbin.
- /2/ SINTEF Varmeteknikk: Gasskraftteknologi, STF 15 F94079, november 1994.
- /3/ Chr. Michelsens Institutt: Samfunnsøkonomisk riktig prissetting av norsk naturgass til innenlandsk elektrisitetsproduksjon, CMI-nr 30705-1, november 1988.
- /4/ Chr. Michelsens Institutt: Verdi av norsk gass, CMI-nr 30705-2, desember 1988.
- /5/ Energiforsyningens Forskningsinstitutt A/S: Norge som energinasjon, EFI TR 3934, august 1992.
- /6/ Energiforsyningens Forskningsinstitutt A/S: Miljøvirkninger av økt kraftutveksling vis-a-vis utlandet, EFI TR F 4053, juni 1993.
- /7/ Nærings- og energidepartementet: Fossile brenslers plass i det norske energimarkedet. Rapport fra en arbeidsgruppe, september 1993.
- /8/ Statkraft: Gasskraftverk. Søknad om bygging og drift av gasskraftverk i Tysvær i Rogaland, februar 1987.
- /9/ Norges Energiverkforbund: Miljø- og energifakta. Håndbok for energiforsyningen, mars 1991.
- /10/ Kjelforeningen-Norsk Energi: Kostnader for kraftverksprosjekter pr 01.01.1994, oktober 1994.
- /11/ NVE-prosjektrapport: Kraftbalansen og gassproblemstillinger, juni 1989.
- /12/ NVE-prosjektrapport E 2/89: Strategi for kraftoppdekning i perioden 1990-2005, november 1989.
- /13/ NVE/EN-notat nr 31/94: Forsterkninger i hovednettet ved etablering av gasskraftverk i Norge, november 1994.

9.0 DEFINISJONER

Ord og uttrykk knyttet til gasskraftteknologi, elforsyning og miljøvurderinger:

Termiske kraftproduksjonsenheter:	Generell betegnelse for produksjonsenheter for generering av elektrisitet basert på termiske prosesser.
Varmekraftverk:	Et anlegg med en forbrenningsprosess for generering av kraft.
Kraftvarmeverk:	Et anlegg med en forbrenningsprosess for samtidig generering av kraft og utnyttbar varme.
Virkningsgrad:	Prosentvis andel kraft en prosess avgir i forhold til energien i brenselet.
Total virkningsgrad:	Prosentvis andel kraft og utnyttbar varme som en prosess avgir tilsammen i forhold til energien i brenselet.
Gassturbinprosess:	Prosess bestående av kompressor, brennkammer og turbin. Kompressoren komprimerer luft til høyt trykk og i brennkammeret foregår forbrenningen ved høyt trykk. Etter forbrenningen skjer en ekspansjon i en turbin.
Støkiometrisk forbrenning:	En forbrenningsprosess hvor forholdet mellom brensel og luft er slik at alt oksygenet i luften forbrukes i den kjemiske reaksjon. En fullstendig forbrenning oppnås og det finnes ikke rent oksygen i røykgassen.
Avgassskjel:	Betegnelsen på varmeveksleren som overfører varme fra gassturbinens røykgass til dampturbinprosessen.
Ekonomiser:	Komponent i avgassskjel som overfører varme fra røykgassen til vannet i dampturbinprosessen opp til vannets kokepunkt.
Bypass:	Et kombikraftverk bygges ofte slik at røykgass fra gassturbinen kan ledes utenom avgassskjelen. Dette kalles bypass (omløp).

Dampturbinprosess:	En prosess bestående av matevannspumpe(r), avgasskjel, dampturbin og kondensator. Varmen til prosessen tilføres i avgasskjelen.
Matevannspumpe:	En pumpe som sørger for trykkøkning på vannet i dampturbinprosessen.
Kombikraftverk:	Et anlegg bestående av en gassturbinprosess og en dampturbinprosess hvor dampturbinprosessen opptar varme fra røykgassen fra gassturbinprosessen.
Mellomoverheting:	Etter at damp har ekspandert til et visst trykk i dampturbinen ledes dampen tilbake til avgasskjelen og blir varmet opp. Deretter går dampen tilbake til dampturbinen for en videre ekspansjon.
Tretrykks dampturbinprosess:	Dampproduksjon på tre forskjellige trykk. Benyttelse av tre trykk i stedet for ett eller to for dampproduksjonen, gir høyere kraftproduksjon på dampturbinen og derved høyere virkningsgrad på kombikraftverket.
Minste temperaturdifferanse i avgasskjel:	Minste temperaturdifferanse mellom røykgass og vanndamp. Betegnes ofte som "pinch point" temperaturdifferanse. Denne størrelsen spiller en viktig rolle for mengden damp som produseres i avgasskjelen.
Mottrykksturbin:	Dampturbin hvor trykket etter turbinen er så høyt at kondenseringsvarmen fra dampen kan brukes til varmeformål.
Turtemperatur:	Temperaturen på varmecarrier ut fra en varmeproduksjonsenhet.
Returtemperatur:	Temperaturen på varmecarrier inn til en varmeproduksjonsenhet.
Kraftproduksjon:	Produksjon av elektrisitet.
Bar:	Mål for trykk, f.eks. gass eller damp.
dB(A):	Mål for lydtryknivå.

De-NO _x (anlegg):	Anlegg for reduksjon av nitrogenoksider (NO ₂).
Emisjon:	Utstråling (støy) eller utslipp (av et stoff) fra en kilde.
G (Giga):	milliard (10 ⁹).
Hydrokarboner:	Organiske forbindelser bygget opp av hydrogen og karbon (f.eks. olje).
lonebyttere:	En type renseutstyr som fjerner salter fra rent vann.
J (Joule):	Enhet for energi. 1 Joule = 1 wattsekund.
Katalysator:	En katalysator fremmer en kjemisk reaksjon mellom andre stoffer, mens katalysatoren selv forblir utforandret.
kVA:	Kilovoltampere.
kV:	Kilovolt (10 ³ volt).
Plankton:	Små planter og dyr som lever i de frie vannmassene i sjøen.
Sm ³ (gass):	1 Standard kubikkmeter gass = 1 m ³ gass ved 15°C og 1 atmosfære trykk.
Sikkerhetssone:	Område hvor visse aktiviteter ikke er tillatt av sikkerhetshensyn.
SCR-anlegg:	Renseanlegg hvor NO _x og NH ₃ i nærvær av en katalysator omdannes til vann og nitrogen (Selective Catalytic Reduction).
T (Tera):	tusen milliarder (10 ¹²).
TWh:	1 TWh = 1 x 10 ⁹ kilowattimer (kWh).
μ:	En milliontedel (10 ⁻⁶).
kWh:	Kilowattime (1000 wattimer).
Kalkulasjonsrente:	Samfunnets krav til realavkastning på investert kapital.

Lav-NO _x -brenner:	Brennertype som er spesielt utformet med sikte på å begrense dannelsen av nitrogenoksider (NO _x).
M (Mega):	Million (10 ⁶).
MW:	Enhet for effekt (megawatt).
MW _{el} :	Enhet for elektrisk effekt (megawatt elektrisk).
MW _v :	Enhet for varmeeffekt (megawatt varme)
MVA:	Megavoltampere.
Mol:	Et definert antall molekyler av et stoff.
Molvekt:	Enhetsvekt for et kjemisk stoff (vekten av et mol av stoffet).
NO _x :	Fellesbetegnelse for nitrogenoksider. I hovedsak vil dette være NO og NO ₂ , men også andre forbindelser som N ₂ O og N ₂ O ₅ , er tenkelig.
Normalverdi:	Middelverdi for en bestemt periode - normalperioden.
Næringssalter:	Salter som planter på land og i sjøen trenger for å vokse, dvs. nitrogensalter, fosfater og salter av visse metaller.
Oksidanter:	Fellesbetegnelse for stoffer som dannes i atmosfæren og som har evne til å oksidere andre stoffer (f.eks. ozon (O ₃) og NO ₂).
ppm:	Milliontedeler, brukes som mål for konsentrasjon: Eks 1: 1 ppm_v - NO_x i luft tilsvarer 1 cm³ NO_x pr m³ luft. (Regnet i volumandeler). Eks 2: 1 ppm klor i vann tilsvarer 1 mg klor pr kg vann. (Regnet i vektandeler).