FORSTUDIE AV

GASSBASERT ELEKTRISITETSPRODUKSJON

SAMMENDRAGSRAPPORT

NORGES
VASSDRAGS- OG ENERGIVERK

Statoil

28. februar 1986

INNHOLD:

		SIDE
1.	INNLEDNING	1
2.	MARKEDET FOR GASSKRAFT	2
3.	OPPDEKNINGSALTERNATIVENE TIL VANNKRAFT	10
4.	KONKURRANSEFORHOLDET MELLOM OPPDEKNINGSALTERNATIVENE TIL VANNKRAFT	14
5.	TILGANG PÅ GASS	20
6.	FELT- OG ILANDFØRINGSLØSNINGER FOR GASS TIL ELEKTRISITETSPRODUKSJON	24
7.	KONKLUSJONER, VIDERE ARBEID	31

1. INNLEDNING

For å vurdere mulighetene for gass til kraftproduksjon inngikk Norges Vassdrags- og Energiverk (NVE) og Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil) i oktober 1985 en samarbeidsavtale.

Formålet med samarbeidet var gjennom en forstudie å vurdere:

- Innfasningsmuligheter for gassfyrte kraftverk i det norske kraftforsyningsystem og aktuelle regioner for lokalisering av gassfyrte kraftverk.

- Mulige opplegg for leveranser av gass til produksjon av elektrisitet.

- Illustrative utvinnings- og fremføringskostnader for gass til kraftverk.

NVE og Statoil legger med dette frem resultatene av arbeidet.

2. MARKEDET FOR GASSKRAFT

Veksten i fastkraftbehovet fremover vil være bestemmende for omfanget av en eventuell utbygging av gasskraft. Utgangspunktet for vurderingen av behovet for gasskraft er Regjeringens måltall for behovet for fastkraft i årene 1990-2000. Forbruket gjennom de senere år har imidlertid vært høyere enn det som ble lagt til grunn i disse måltall. NVE's prognose for forbruksutviklingen i disse årene, som er høyere enn Regjeringens, inngår derfor også i vurderingen.

En innføring av gasskraft må ses i et langsiktig perspektiv. Offisielle prognoser for utviklingen av kraftbehovet etter år 2000 foreligger ikke. For perioden 2000-2020 er det derfor gjort grove anslag over utviklingen i kraftbehovet som illustrasjon. Det resulterende behov for gasskraft omfatter både innenlandsk fastkraft og leveranser til antatt kontraktsfestet eksport.

Markedet for tilfeldig kraft - det innenlandske såvel som markedet for eksport - er også analysert. Resultatene er inkludert i driftssimuleringer av fremtidige elsystem med gasskraft innpasset. Et stort marked for tilfeldig kraft virker utjevnende på sesongvariasjoner mellom forbruk og produksjon og reduserer dermed forskjellen i kraftverdier mellom vinter og sommer. På den måten kan en betale mer for gassen som benyttes til elektrisitetsproduksjon.

Samlet vannkraftutbygging, inklusive det som måtte bli det endelige resultat av prosjekter utenfor Samlet Plan, og mulighetene innenfor Samlet Plan, er i studien antatt å stoppe opp når et nivå på 125 TWh fastkraft er nådd. Hva som måtte bli det endelige omfang av vannkraftutbyggingen er selvsagt usikkert, og er gjenstand for betraktelig uenighet på nåværende tidspunkt. Det vesentlige å få frem her er imidlertid hvordan situasjonen fortoner seg om et slikt tall legges til grunn, som illustrasjon av et hovedbilde.

Underlag og vurderinger vedrørende elektrisitetsmarked og gasskraftbehov kan sammenfattes som følger.

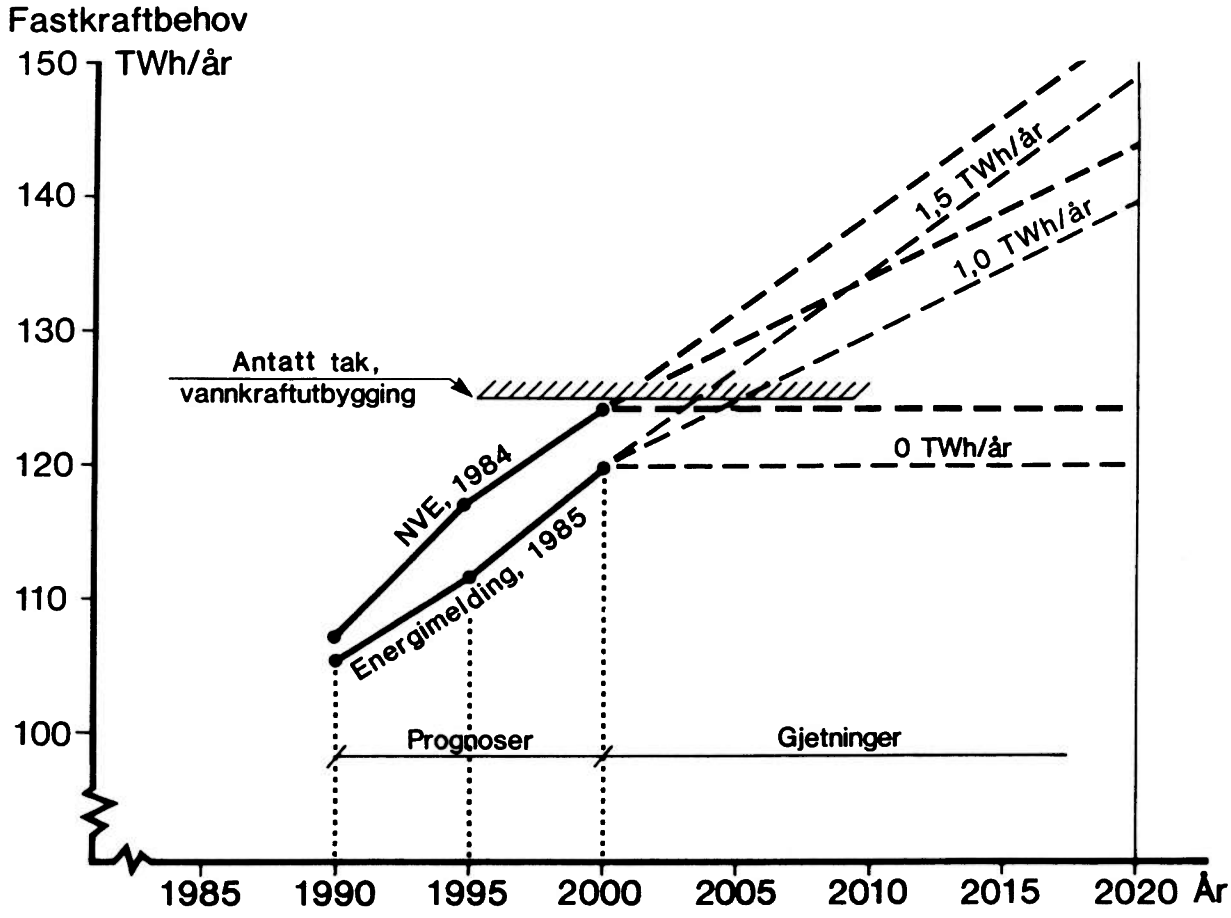
Figur 1 viser prognoser og antagelser for fremtidig utvikling i fastkraftbehovet.

For perioden 1990-2000 er Regjeringens måltall i Energimeldingen av 1985 og NVE's prognose av 1984 vist som to alternative kurveforløp. NVE's prognose er oppjustert til å innbefatte samme mengde kraft til kraftkrevende industri som Regjeringens måltall.

For perioden 2000-2020 er tre stiliserte utviklingsbaner vist som illustrasjon. Disse er henholdsvis stabilisering av forbruket i forhold til år 2000, 1 TWh/år årlig vekst, og 1,5 TWh/år årlig vekst i forbruket.

I studien er en gjennomsnittlig videre vekst på 1 TWh pr. år lagt til grunn som arbeidshypotese.

Figur 1 NVE's og Energimeldingens prognose for fastkraftbehov 1990 - 2000 og antagelser om fastkraftbehov 2000 - 2020



Kilde: NVE-Energidirektoratet, feb. 1986

Tabell 1 viser til sammenligning prognoser og anslag for hvordan det samlede fastkraftmarkedet i Norden kan tenkes å utvikle seg innen samme tidsperspektiv.

TABELL 1 PROGNOSER OG ANSLAG FOR FASTKRAFTMARKEDET I NORDEN (TWh)

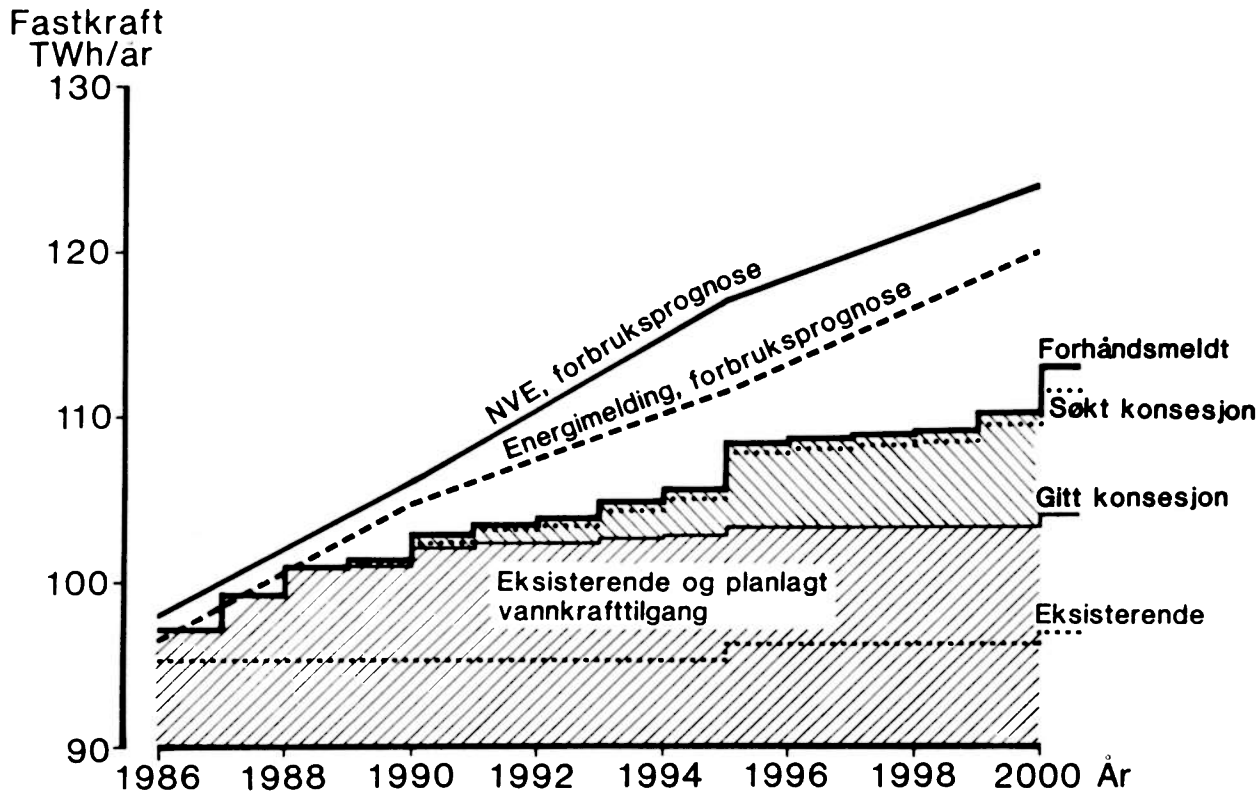
LAND/ÅR	1990	1995	2000	2020
DANMARK	30	34	37	47,5
FINLAND	58	65	70	85
SVERIGE	130	135	135	135*
NORGE	105	112	120	140
SUM	323	346	362	408
ØKNING I FORHOLD TIL 1990:		23	39	85*

* I TILLEGG KOMMER EVENTUELL ERSTATNING AV SVENSK KJERNEKRAFT, MAKSIMALT 60 TWh/ÅR

Kilde: NVE-Energidirektoratet, feb. 1986

Figur 2 viser eksisterende og planlagt vannkrafttilgang frem til år 2000 sett i forhold til forbruksprognosene. Vannkraft-prosjekter som ikke er fremmet for konsesjonsmyndigheter inngår ikke.

Figur 2 Fastkrafttilgang frem til år 2000 i forhold til NVE's og Energimeldingens forbruksprognose



Kilde: NVE-Energidirektoratet, feb. 1986

Som vist blir det et voksende gap mellom vannkrafttilgang og det prognostiserte forbruk fra 1990-tallet og utover.

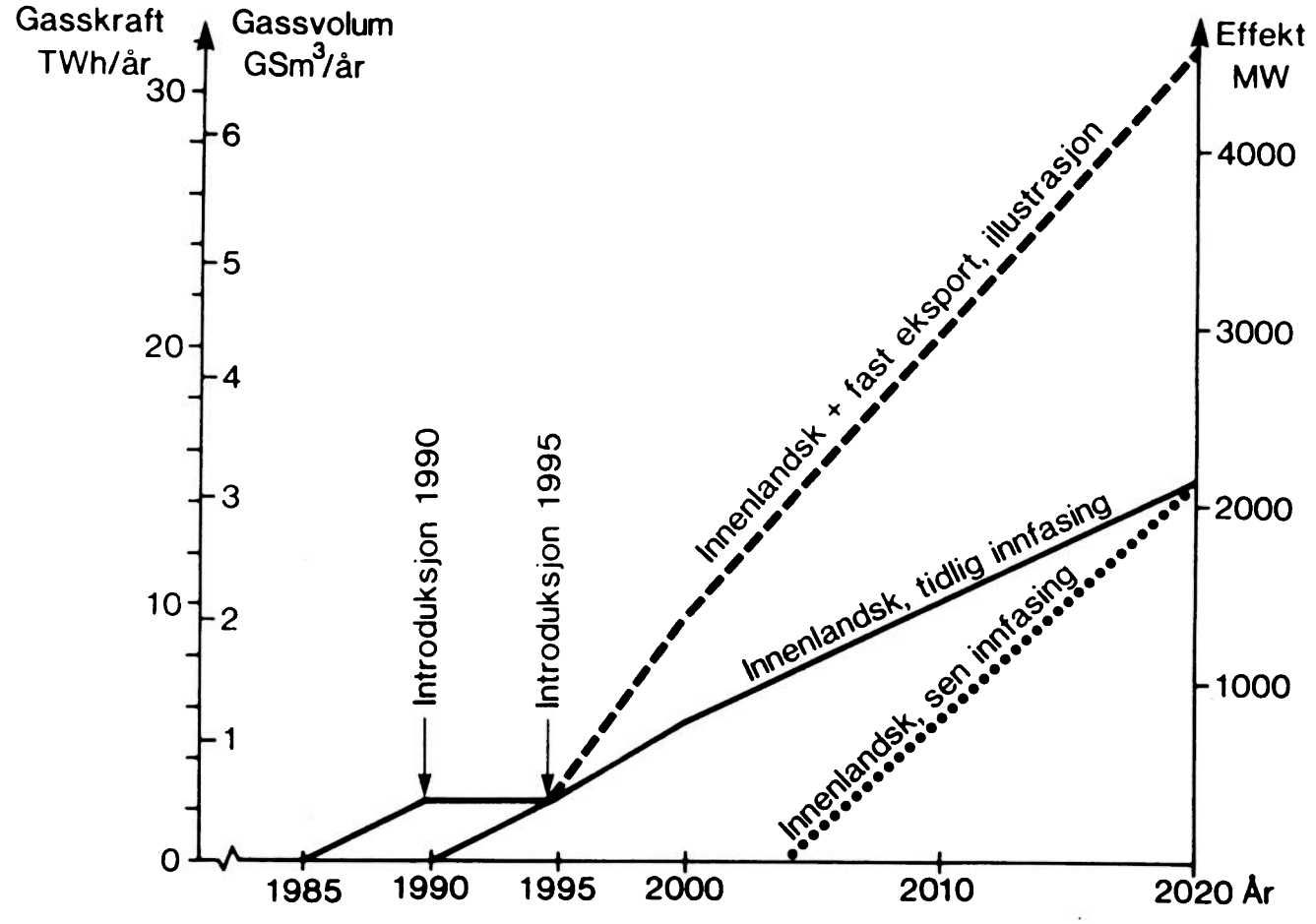
Med Energimeldingens måltall for perioden 1990-2000, og antagelsen om en 1 TWh/år videre vekst, vil vannkraften ta slutt omkring år 2005. Med NVE's prognose vil dette skje allerede omkring år 2000. Dette intervallet kan dermed betraktes som det seneste tidspunkt for introduksjon av gasskraft eller annen varmekraft.

Om det antas en overgangsperiode med en gradvis innføring av gasskraft sammen med en gradvis sluttføring av vannkraften, kunne et egnet introduksjonstidspunkt for gasskraft være allerede i 1990-årene, eksempelvis 1995. Om gass kunne stilles tilgjengelig kunne også 1990 være et interessant introduksjonstidspunkt. Tilgang på gass så tidlig anses imidlertid ikke som realistisk.

Det vil være utviklingen i årene framover og de reviderte mål en eventuelt måtte sette seg, som bestemmer et eventuelt introduksjonstidspunkt for gasskraft og en mulig gasskraftmengde.

Figur 3 viser noen illustrative utviklingsbaner for gasskraftmengder, gassmengder og kraftverkskapasiteter i det norske kraftsystem. Energimeldingens måltall er lagt til grunn sammen med visse antagelser om ytterligere vannkraftutbygging.

Figur 3 Antatt behov for gasskraft, avledede gassmengder og kraftverkskapasitet



Kilde: NVE-Energidirektoratet, feb. 1986

Den prikkede kurven viser en tenkt bane med utbygging av all vannkraft først. Det heltrukne kurveforløp viser en tenkt bane med gradvis innføring av gasskraft samtidig med en gradvis sluttføring av vannkraftutbyggingen. Det ønskelige, men altså ikke realistiske, tidspunkt 1990 er også tegnet inn. I dette tilfellet vurderes en installasjon i området 350 MW å kunne være en hensiktsmessig størrelse å starte med.

Det er også tenkbart at norsk gasskraft kunne eksporteres til utlandet på fast kontrakt. Den strekede kurve viser et forløp hvor også en illustrasjonsmessig andel slik eksport inngår. Om det i praksis kan komme på tale vil avhenge av energimarkedet og interesse for dette i våre naboland. Dette er foreløpig ikke undersøkt.

Om forbruket vokser mer enn prognosene i Energimeldingen, eller om tilgangen av ny vannkraft reduseres, forsinkes, eller fordyres vil behovet for eventuell gasskraft kunne øke. Dette vil forskyve kurvene i fig. 3 oppover.

Blant aktuelle regioner for lokalisering av gasskraftverk anses områdene Sør/Vest/Midt-Norge som stort sett likeverdige. Foreløpige vurderinger tyder på at forskjeller i overføringskostnader slår lite ut her. Det antas derfor at det blir ilandføringsstedet for gassen som vil være avgjørende for i hvilke(n) av disse regioner et gasskraftverk bør plasseres.

Dersom et gasskraftverk plasseres i Nord-Norge, vil det påløpe større overføringskostnader i forhold til plassering lenger syd. En plassering i Nord-Norge forutsetter derfor spesielt fordelaktige vilkår for gassleveransene.

3. OPPDEKNINGSALTERNATIVENE TIL VANNKRAFT

Aktuelle alternativer til vannkraft har tidligere vært kullkraft og kjernekraft. Gasskraft har også vært vurdert, men det har til nå vært mulig å finne mer lønnsom avsetning av gassen ved eksport til kontinentet og Storbritannia. Denne studien vurderer gasskraft hvor de siste utviklinger på gass- og kraftsiden er tatt hensyn til.

Kullkraft har tradisjonelt vært betraktet som det mest nærliggende alternativ i planleggingssammenheng selv om en hittil ikke har vært innstilt på å bygge kullkraftverk i Norge. Myndighetene har forutsatt at kjernekraft foreløpig ikke behøver å inngå som alternativ i planlegging av kraftforsyningen. Kostnadsutviklingen på kjernekraftområdet blir imidlertid fulgt opp.

I forbindelse med forstudien er det etablert kostnadstall for gasskraftverk, kullkraftverk og kjernekraftverk. Tallene er av generell natur og er beheftet med usikkerhet. De gir likevel et utgangspunkt for å vurdere verdien av gass i elektrisitets-produksjon.

Tabell 2 sammenfatter kostnadstallene for disse alternative kraftslag. Pengeverdien er medio 1985. De endelige kostnadene for elektrisitet produsert i et gasskraftverk vil avhenge av hva som betales for gassen levert kraftverket.

TABELL 2 KOSTNADSTALL FOR VARMEKRAFT

	ANLEGGS-KOSTNAD [1] (1985) KR/KW	FASTE ÅRS-KOSTNADER (1985) KR/KWÅR	DRIFTSAVHENGIGE KOSTNADER EKS. BRENSEL (1985) ØRE/KWH
350 MW UFYRT KOMBI, GASS	4000(3500)	405(365)	1,5
350 " DAMPKRAFTV., "	5000	485	0,5
600 " DAMPKRAFTV., KULL	7100	770	2,8
1000 " KJERNEKRAFTVERK	13700	1350	7,1 [2]

[1] Iberegnet investeringsavgift og renter i byggetiden
[2] Inklusive brensel

Kilde: Statkraft, feb. 1986

Tabellen angir anleggskostnader, faste årskostnader og driftsavhengige kostnader eksklusive brensel.

Anleggskostnadene baserer seg på veiledende priser på nøkkelferdige anlegg innhentet fra europeiske hovedleverandører. Til disse priser er det lagt til de tilleggskostnader en norsk byggherre må regne med. Disse kostnadene omfatter byggestedskostnader, kai, kjølevannsanlegg og ytre elektriske anlegg. Videre omfatter kostnadene prosjekteringskostnader hos byggherre, nødvendige miljøundersøkelser, investeringsavgift og renter under byggetiden. Kostnadsanslagene er basert på at en ikke vil ha anledning til å nyttiggjøre seg eksisterende infrastruktur.

Nøkkelferdige anlegg anses som regel som en dyrere løsning for en byggherre, men mindre krevende, enn bygging av kraftverk basert

på oppdelte kontrakter og stykkevise innkjøp. Anleggskostnadene kan derfor eventuelt bli lavere enn angitt her.

På den annen side er kraftverksmarkedet for tiden presset sterkt nedover. De mottatte priser for de nøkkelferdige leveranser er derfor muligens lavere enn de ville ha vært i en mer normal markedssituasjon.

De faste årskostnadene omfatter årlige avskrivninger av anleggskostnadene (beregnet som en annuitet med 7% kalkulasjonsrente over 25 år) og de faste driftskostnadene.

De driftsavhengige kostnader eksklusive brensel utgjøres hovedsaklig av driftsavhengig vedlikehold.

For gasskraftverk på land er tre alternative kraftverkstyper aktuelle. Disse har hver for seg sine sterke og svake sider.

- Ufyrte kombinerte anlegg, som fremviser de laveste kostnader og den høyeste virkningsgrad. Virkningsgraden er i størrelsesorden 45-50%. Brenselfleksibiliteten er imidlertid begrenset. Med brenselfleksibilitet menes evnen til å kunne benytte andre brensel enn gass.

- Vanlige dampkraftverk, som i forhold til det ufyrte kombinerte anlegget har høyere kostnader og lavere virkningsgrad. Virkningsgraden for et gassfyrt dampkraftverk er satt til 41%. Brenselfleksibiliteten er imidlertid god.

- Fyrte kombinerte anlegg, som representerer en mellomting mellom de to foregående kraftverkstyper.

I forstudien er det etablert kostnadstall for ufyrte kombinerte anlegg og dampkraftverk.

I praksis må det forventes at omstendighetene omkring det enkelte prosjekt vil bestemme valg av kraftverkstype. Avgjørende blir rimeligvis hvilke krav som stilles til fyring med annet brensel enn gass.

Tabell 2 viser også to alternative sett kostnadsdata for det ufyrte kombinerte anlegget. Tallene i parentes gjelder for et anlegg med færrest og størst mulige hovedkomponenter (2 gassturbiner, 1 dampturbin). Som kostnadsreferanse i forstudien er det valgt en noe mer oppdelt og dyrere stasjonsutforming.

I praksis vil stasjonsutformingen bestemmes av omstendighetene omkring det enkelte prosjekt. Avgjørende blir rimeligvis krav som stilles til driftsfleksibilitet, regularitet i gassavtak, etc.

For gasskraftalternativene er teknisk mulig brukstid satt til 7000 t/år.

4. KONKURRANSEFORHOLDET MELLOM OPPDEKNINGSALTERNATIVENE TIL VANNKRAFT

En tidlig introduksjon av gasskraft innebærer at en vil konkurrere med kostnaden for ny vannkraft. Langtidsgrenes-kostnaden for ny vannkraft er anslått til omlag 24 øre/kWh med 7% kalkulasjonsrente (pengeverdi medio 1985).

En sen introduksjon av gasskraft innebærer at den vil konkurrere med kullkraft og eventuelt kjernekraft. Med de beskrevne kostnadsdata (tabell 2) er det gjennomført driftssimuleringer av gasskraft, kullkraft og kjernekraft i det norske elkraftsystemet for 1990 og 1995. Beregningen er baser på NVE's regnemodell JARSIM. Modellen simulerer driften av det samlede system inklusive kraftveksling med utlandet.

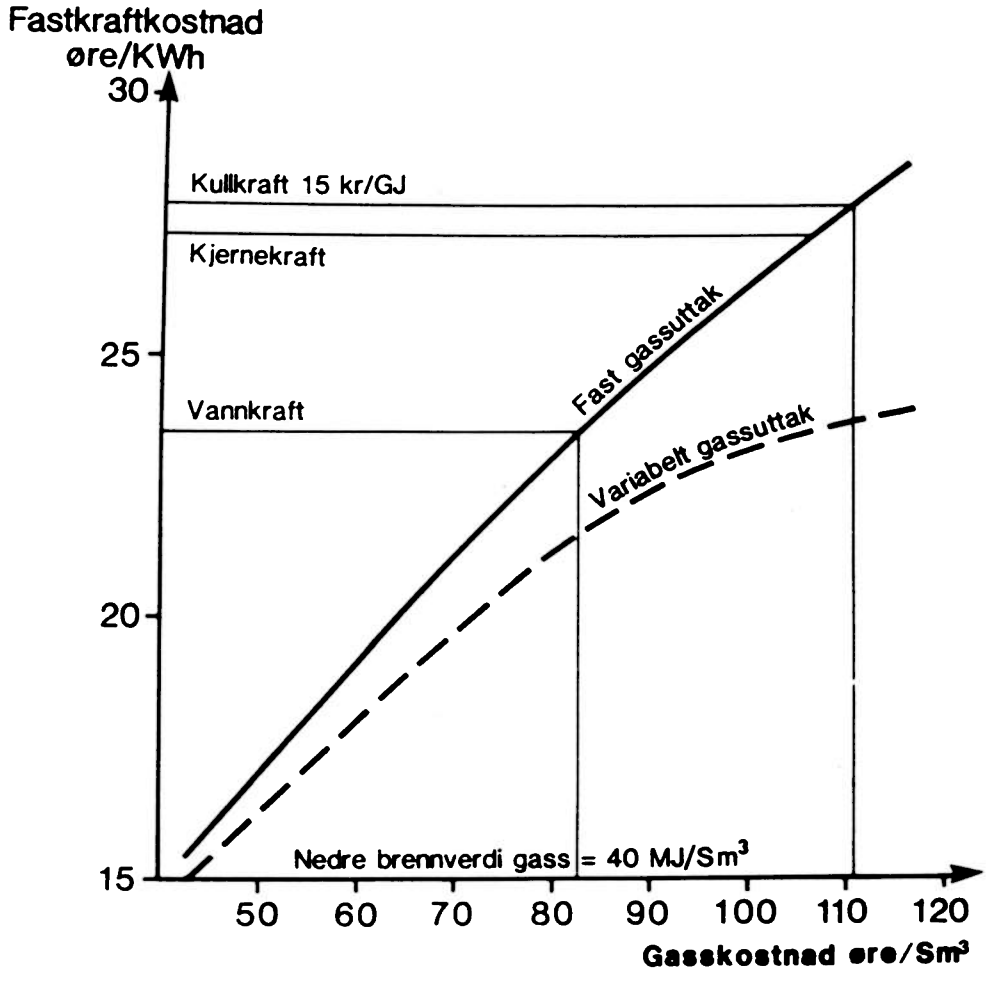
Simuleringene er foretatt med forskjellige forutsetninger og inngangsdata, som tilsammen belyser hvordan konkurranseforholdet kraftslagene imellom kan tenkes å bli ved forskjellige antagelser om den fremtidige utvikling.

Det følgende beskriver et par av disse beregningseksemplene.

Figur 4 viser et beregningsresultat med et 350 MW ufyrt kombinert anlegg innpasset i systemet i 1990. Kurvene viser fastkraftkostnaden for gasskraftverket som funksjon av gasskostnad. Ved omregningen mellom energi og volum for gass er anvendt en nedre brennverdi på 40 MJ/Sm^3.

Den heltrukne kurve viser kostnadsgrensen for gassen om den forutsettes levert kraftverket som et fast kvantum. Den stiplede kurve antyder til sammenligning hva gassen kunne koste dersom den ble levert som et variabelt kvantum tilpasset behovet i kraftsystemet.

Figur 4 Kostnadsgrense for gass ved innfasing av 350 MW gasskraftverk i 1990 i forhold til andre oppdekningsalternativ.



Kilde: NVE-Energidirektoratet, feb. 1986

Frihet til å avta gass etter behov betyr at kraftverket bare kjøres i de perioder hvor kraftverdien i systemet er høyere enn de driftsavhengige kostnader for gasskraftverket. Dette medfører lavere driftstid for verket, men hever kostnadsgrensen for gassen. Redusert brukstid reduserer gassbehovet tilsvarende.

Fastkraftkostnaden for et 600 MW kullkraftverk (med 15 kr/GJ kullpris) er vist som en horisontal strek, likeså kostnaden for

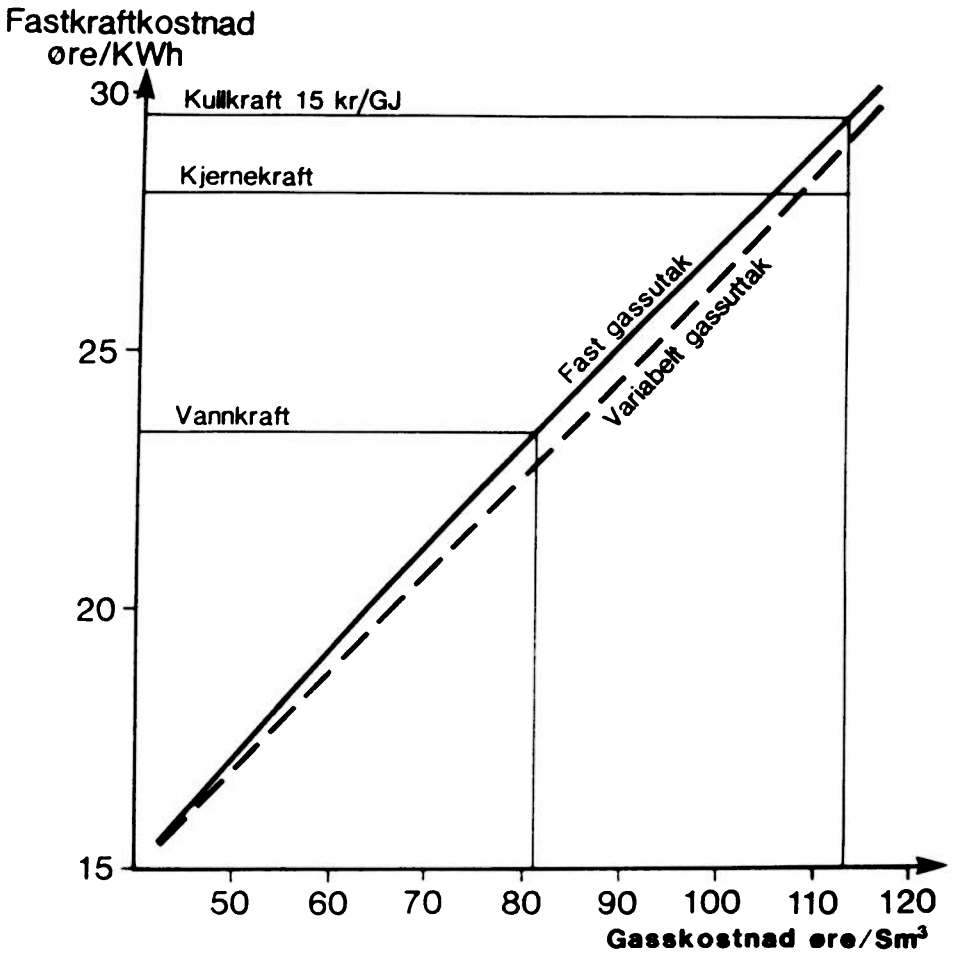
et 1000 MW kjernekraftverk. Gjennomsnittskostnaden for ny vannkraft er også avmerket. Fig. 4 viser altså et samlet bilde av kostnadsgrensen for gass til kraftproduksjon sett som alternativ til ulike produksjonsformer.

Figur 5 viser tilsvarende beregningsresultater for et 800 MW ufyrt kombinert anlegg innpasset i systemet for 1995. I forhold til fig. 4 har kurven for variabelt gassuttak beveget seg oppover mot kurven for fast uttak. Forskyvningen skyldes flere forhold. Mengden av gasskraft innpasset i vannkraftsystemet har økt relativt sett. Videre er muligheten for billig import som kan konkurrere med gasskraft forutsatt økt, som en illustrasjon på hva en slik antakelse kunne bety. Tilsigs- og forbruks-fordelingen for det samlede vannkraftsystem er også forandret ved at Nord-Norge også inngår i modellen i dette eksempelet. Beregningsmessig øker disse forhold kraftverdien i det norske system, og dermed brukstiden for gasskraftverket.

I fig. 5 er videre fastkraftkostnaden for kullkraft og kjernekraft økt. Dette skyldes de samme forhold som beskrevet ovenfor.

Tilsammen viser de to figurene hvordan kostnadsgrensen for gass avhenger av de systemforutsetninger som legges til grunn.

Figur 5 Kostnadsgrense for gass ved innfasing av 800 MW gasskraftverk i 1995 i forhold til andre oppdekningsalternativ



Kilde: NVE-Energidirektoratet, feb. 1986

Tilsvarende beregninger som vist i fig. 4 og fig. 5 er også gjennomført for et gassfyrt dampkraftverk istedenfor et ufyrt kombinert anlegg.

Av de samlede beregninger og vurderinger hvor både ufyrte kombinerte anlegg og dampkraftverk inngår fremstår følgende konklusjoner mht. kostnadsgrensen for gass til kraftproduksjon.

Dersom gassen koster mindre enn 75-85 øre/Sm^3 levert kraftverket kan gasskraft konkurrere med ny vannkraft. Gjennomsnittskostnaden for ny vannkraft settes da til omlag 24 øre/kWh. Intervallet er en funksjon av ulike systemantakelser og forskjellige kraftverkstyper (ufyrt kombi- eller dampkraftverk). Et ufyrt kombinert anlegg gir en verdi for gassen som er 5-7 øre/Sm^3 mer enn hva tilfelle vil være for et dampkraftverk.

I hvilken grad det i praksis kan betales mer for gassen om den kan avtas som et variabelt kvantum vil avhenge av de system-forutsetninger som legges til grunn.

Et variabelt gassuttak kan øke taket på gasskostnaden. Tilgang på gass til lav nok kostnad er betinget av en høy kapasitetsutnyttelse på feltinstallasjoner og rørledninger og forutsetter høy regularitet for gasskraftverket. Det vurderes derfor som mest realistisk å basere seg på et fast gassuttak.

Overfor kullkraft synes gasskraft å kunne konkurrere om gassen koster mindre enn 105-115 øre/Sm^3. Kostnadsgrensen for gassen i forhold til kjernekraft er omlag 105 øre/Sm^3.

Det må presiseres at verdien av gass i elektrisitetsproduksjon i forhold til kullkraft eller kjernekraft gjelder overfor nye anlegg. For sammenlikninger overfor eksisterende anlegg, som tilfellet helst vil være ved vurderinger overfor utlandet, blir kostnadsgrensen lavere. Dette skyldes at denne i slike tilfelle bestemmes av de driftsavhengige kostnader for de utenlandske kraftverk.

Foreløpige vurderinger av overføringskostnader tyder på at forskjellene regionene imellom blir små dersom en ser på Sør/Vest/Midt-Norge. Det blir også små forskjeller om sammenlikningen skjer mellom gasskraft og vannkraft. Overføringskostnaden vurderes å bli noe lavere for kraftverk

plassert i Sør/Vest-Norge enn i Midt-Norge. Kostnadsgrensen for gassen øker av denne grunn med ca. 5 øre/Sm^3 for lokaliseringer i Sør/Vest-Norge i forhold til lokalisering i Midt-Norge.

For en lokalisering av et gasskraftverk i Nord-Norge blir overføringskostnadene større. Kostnadsgrensen for gassen avtar av denne grunn med ca. 15 øre/Sm^3 for lokalisering i Nord-Norge i forhold til Midt-Norge.

Kullkraftverk eller kjernekraftverk lokalisert nærmere forbruksområdet enn gasskraftverk/vannkraftverk vil gi lavere overføringskostnader.

Det er ikke tatt hensyn til forskjeller i overføringskostnader i fig. 4 og 5.

Gasskraftverk ligner nettmessig på vannkraftverk. I begge tilfeller er det energikildens beliggenhet som bestemmer kraftverkslokaliseringen. Gasskraftverk som et alternativ til vannkraftutbygging vil neppe øke de totale investeringene i overføringssystemet sammenliknet med videre utbygging av vannkraft.

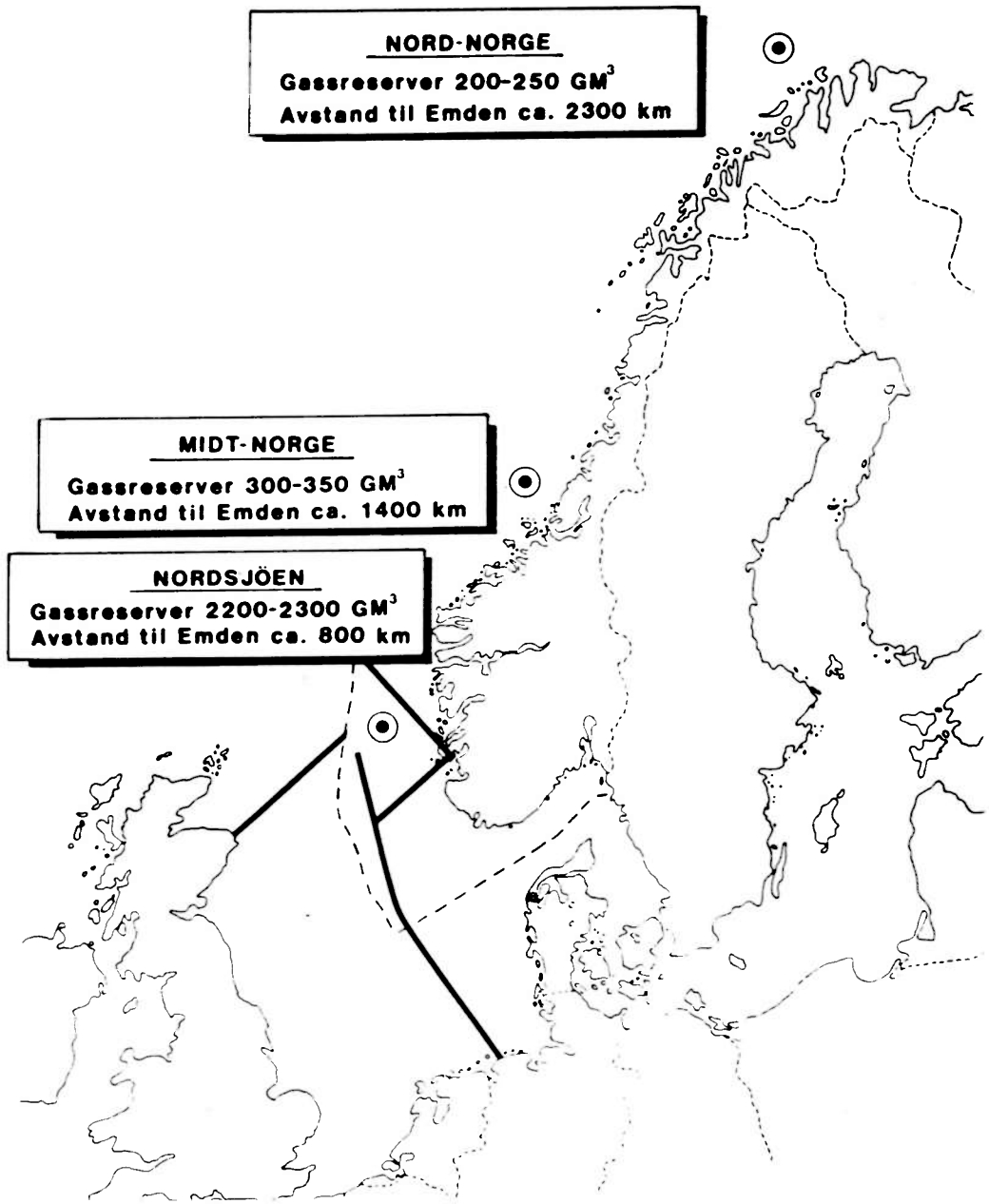
Gasskraft vil imidlertid kunne øke reguleringsbehovet i vannkraftsystemet både over døgn og sesong. Dette vil i så fall få nettmessige konsekvenser i tillegg til overføringsbehovet for gasskraften alene.

Forskjeller i miljøkostnader mellom de ulike kraftslag er det foreløpig ikke tatt hensyn til.

5. TILGANG PÅ GASS

Påviste utvinnbare gassreserver på norsk kontinentalsokkel sør for Stad er i størrelsesorden 2200-2300 milliarder (G)Sm^3. Nord for Stad er det påvist petroleum på Haltenbanken og på Tromsøflaket. Utvinnbare gassreserver på Haltenbanken anslås til 300-350 GSm^3 og på Tromsøflaket 200-250 GSm^3 (figur 6).

Figur 6 Lokalisering av gassreservene på norsk kontinentalsokkel



Kilde: Statoil

Det leveres idag gass fra et begrenset antall felter i Nordsjøen. Fra Ekofisk-området leveres det ca. 15 GSm^3 gass årlig. Gassen transporteres gjennom Norpipe-ledningen til Emden i Vest-Tyskland.

Statpipe knytter feltene Statfjord, Gullfaks og Heimdal til Norpipe og det kontinentale markedet. Gass fra disse feltene vil bidra til at de norske gassleveranser til kontinentet opprettholdes på et stabilt nivå frem til 1990.

Gassen fra Ekofisk-området og fra Statfjord, Gullfaks og Heimdal er solgt til kjøpere på kontinentet.

Fra feltene Frigg, Odin, Nord-øst Frigg og Murchison produseres det om lag 10 GSm^3/år gass som transporteres gjennom rørledning til Storbritannia. Gassen fra disse feltene er solgt til British Gas Corporation.

Det er idag bare Statpipe som ilandfører gass til Norge. Fra Oseberg vil det bli ilandført olje gjennom en rørledning til Sture i Hordaland. Denne rørledningen med tilhørende lageranlegg er bygget for å transportere stabilisert olje. De tilgjengelige assosierte gassmengder vil være meget små, fordi rettighetshaverne i Oseberg har besluttet å injisere den produserte assosierte gassen i reservoaret for å øke oljeutvinningen. Rettighetshaverne i Oseberg forhandler om kjøp av ytterligere gassmengder til injeksjon i feltet for å øke oljeutvinningen.

I 1990-årene vil nye gassfelter kunne komme i produksjon. Av disse vil Troll og Sleipner ha kapasitet til å levere betydelige mengder gass til kjøpere på kontinentet og i Storbritannia.

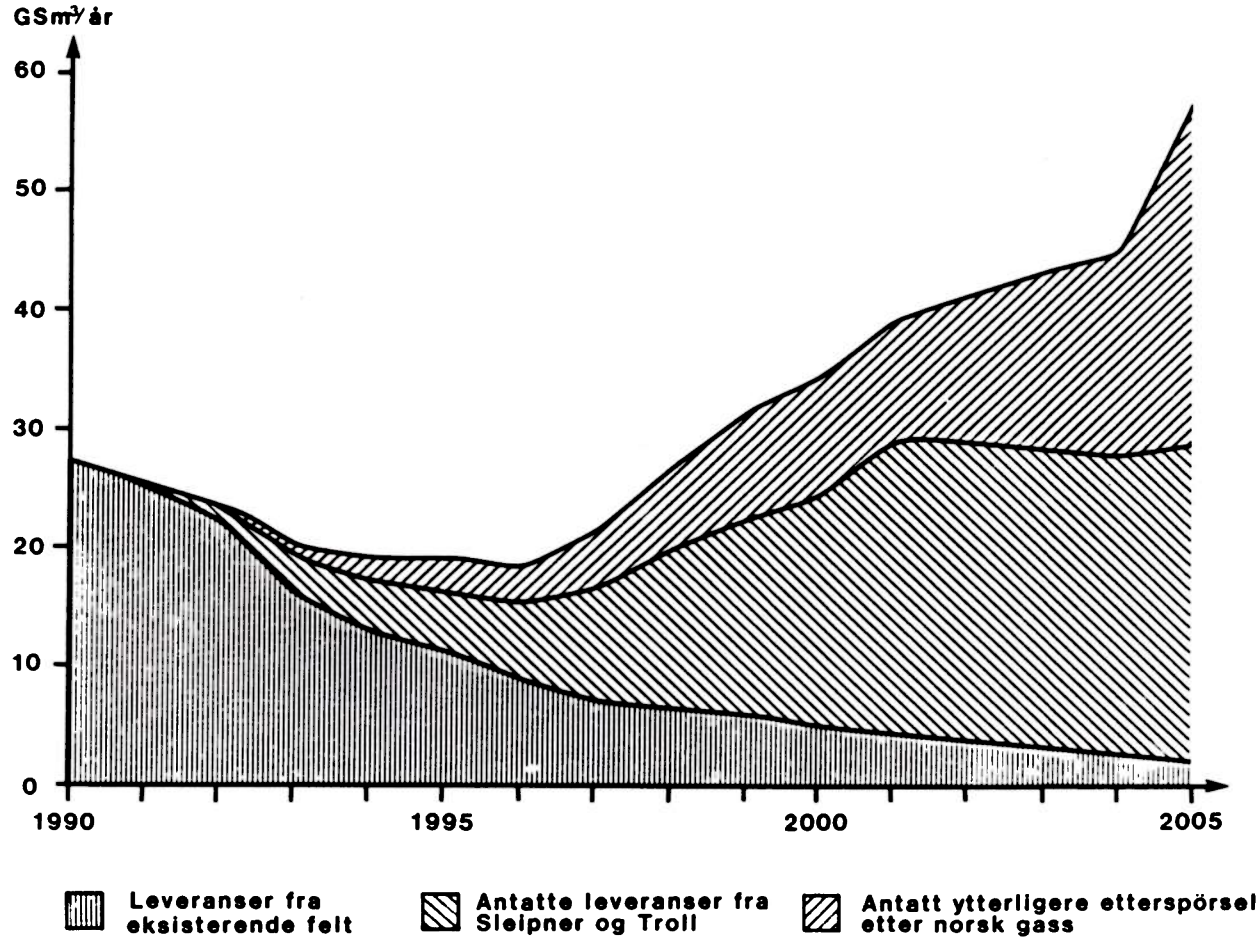
På grunn av de alternative avsetningsmuligheter som gassen i disse feltene har, er det neppe realistisk å forutsette leveranser til elektrisitetsproduksjon på land.

For andre felt som Snorre, Gullfaks sør, Huldra og Hild vil det kunne gjøres gass tilgjengelig på Kårstø, men anvendelse av gassen til formål i Norge vil måtte konkurrere med verdien ved avsetning gjennom de eksisterende rørledningssystem. For de mindre gassfeltene i Nordsjøen slik som Huldra er det også et spørsmål om en kan oppnå gasspriser som gjøre en utbygging lønnsom.

Figur 7 viser den norske gassproduksjon fra eksisterende felt, antatte gassleveranser fra Sleipner og Troll fase I samt antatt ytterligere etterspørsel etter norsk gass på kontinentet og i Storbritannia.

For gassfeltene på Haltenbanken og Tromsøflaket er det utviklingen i gassmarkedene i Vest Europa og USA som vil være bestemmende for en beslutning om utbygging.

Figur 7 Anslag over norsk gassproduksjon



Kilde: Statoil

6. FELT- OG ILANDFØRINGSLØSNINGER FOR GASS TIL ELEKTRISITETS-PRODUKSJON

Produksjon av elektrisitet kan under visse omstendigheter være en aktuell anvendelse av norsk gass.

- Gassen kan ilandføres til Norge. Kraftproduksjon på land er å foretrekke fremfor kraftproduksjon til havs.

- De tilgjengelige gassmengdene på land er så små at en selvstendig eksportløsning (rørledning/LNG) ikke er lønnsom. Det kan være tilfelle for gass som ilandføres sammen med olje (assosiert gass).

- Gassreservene ligger langt fra markedene og transportkostnadene til markedet er prohibitive.

- Begrensede gassmengder som eksportmarkedet bare vil kjøpe til lav pris eller på et senere tidspunkt. Dette kan gjelde både mindre gassfelt og assosiert gass fra oljefelt.

På denne bakgrunnen har forstudien vurdert gass fra følgende områder som aktuell til kraftproduksjon.

- Nordsjøen. Aktuelle gassfelter er de som kan knyttes til Statpipe for transport til Kårstø i Nord-Rogaland. Eventuell kraftproduksjon kan da finne sted på Kårstø. Mulige felter er Snorre, Gullfaks sør og Statfjord satelitter. Videre er Huldra, Hild og Oseberg med satelitter mulige som gass eller gass/kondensatfelt. Det er usikkert når gass fra disse feltene kan være tilgjengelige og hva som på det tidspunkt vil være den mest lønnsomme anvendelse av gassen.

- Haltenbanken. Statoil og andre oljeselskaper vurderer ilandføring av ustabilisert væske fra olje og

gass/kondensatfelter. Ved produksjon av salgsprodukter fra en landterminal vil det bli frigjort assosiert gass som kan benyttes til kraftproduksjon. Gass produsert fra gass- og gass/kondensatfelter ("gassfase") kan også være aktuell. Det er avstanden til sentrale gassmarkeder (ca. 1200-1400 km) og fravær av transportsystemer som gjør gass fra Haltenbanken særlig interessant til kraftproduksjon.

- Tromsøflaket. Avstanden til europeiske gassmarkeder er over 2000 km. Gass til kraftproduksjon er derfor en mulig lokal anvendelse av gassen.

Prisen for gass fra Nordsjøen levert til kraftproduksjon i Kårstøområdet kan beregnes enten som en kostnadsbasert pris eller ut fra gassens alternative verdi ved levering til kjøpere på kontinentet.

For å beregne gasskostnaden for gass fra Nordsjøen til et gasskraftverk på Vestlandet er Huldra valgt som eksempel på et gassfelt. Årlig gassproduksjon er satt til ca. 4 GSm^3/år. Den gass som ikke benyttes til kraftproduksjon forutsettes eksportert gjennom Statpipe/Norpipe til kontinentet. Feltet forutsettes bygget ut med en fast plattform supplert med undervanns produksjonssystemer. Gassen transporteres i rørledning til et tilknytningspunkt til Statpipe i Oseberg-området og deretter videre til Kårstø. Produksjonsoppstart er satt til siste del av 1990-årene.

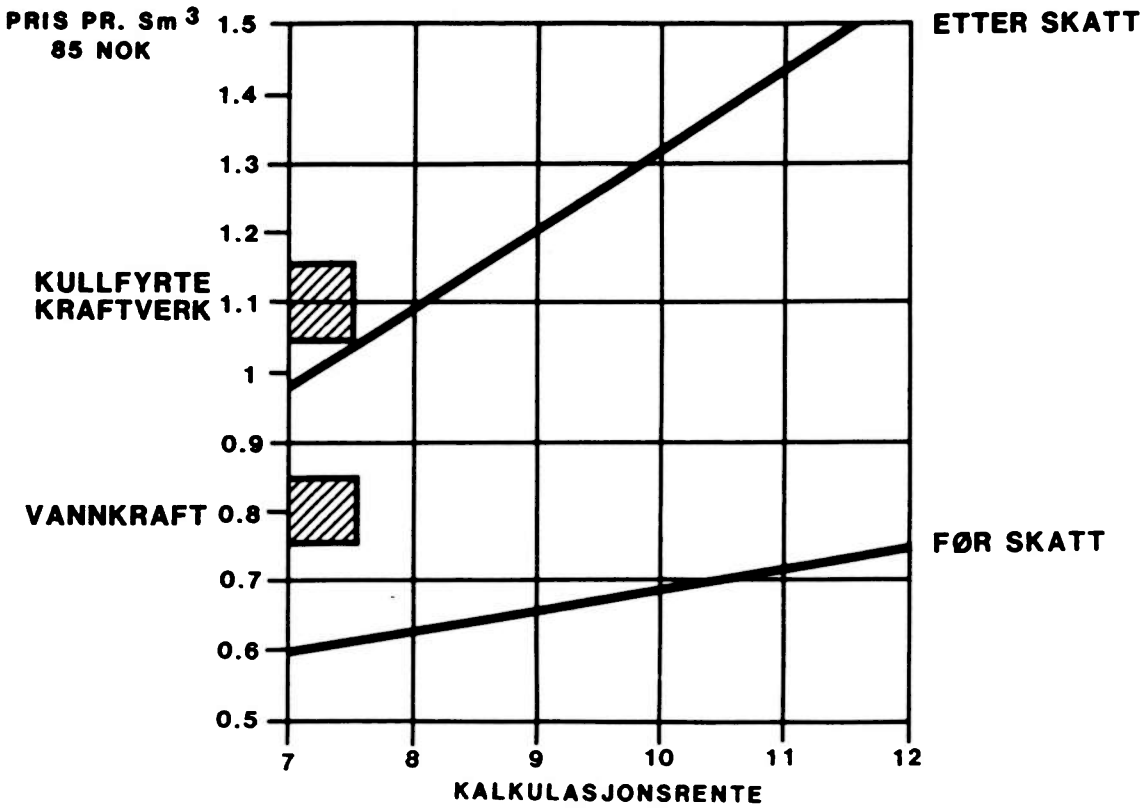
Statoil har beregnet kostnaden for gassen i en samfunnsøkonomisk vurdering og etter skatt (petroleumsskatt) ved alternative krav til avkastning ved levering til et kraftverk lokalisert på eller i nærheten av Kårstø.

Figur 8 viser kostnaden for gass fra Nordsjøen ved avtapping til kraftverk etter Kårstøterminalen. Ved 7% kalkulasjonsrente blir kostnaden ca. 60 øre/Sm^3 ved en samfunnsøkonomisk vurdering og 95-100 øre/Sm^3 etter skatt.

Gasskostnaden er sammenholdt med det tak for gasskostnad som NVE har beregnet avhengig av om gass til gasskraft konkurrerer med ny vannkraft eller kullkraft. Ved beregning av dette taket på gasskostnaden er det gjort en samfunnsøkonomisk vurdering med 7% kalkulasjonsrente.

Ved 10% kalkulasjonsrente blir kostnaden for produksjon og ilandføring av gassen 65-70 øre/Sm^3 ved en samfunnsøkonomisk vurdering og 130-135 øre/Sm^3 etter skatt.

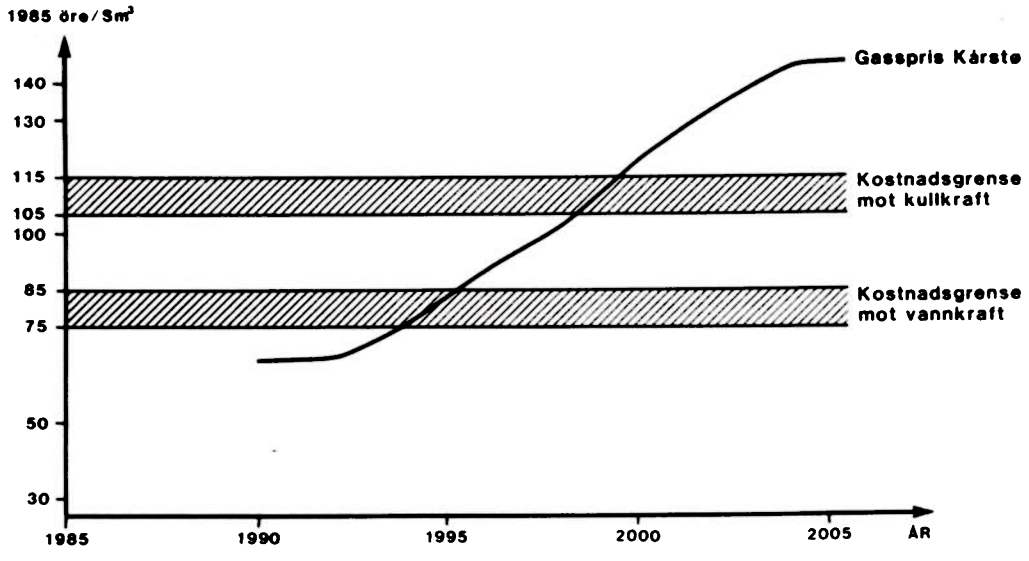
Figur 8 Gasskostnad for gass fra Nordsjøen ilandført til Kårstø sammenlignet med tak på gasskostnad til gasskraft.



Kilde: Statoil

Gass til gasskraft på Kårstø vil måtte konkurrere med den alternative markedsverdi som gassen vil ha ved eksport til kontinentet. Figur 9 illustrerer dette forholdet ved å ta utgangspunkt i en prognose for ny norsk gass til kontinentet fratrukket marginale transportkostnader i Statpipe/Norpipe rørledningene fra Kårstø til Emden i Vest-Tyskland. For de begrensede gassmengder som vil medgå til produksjon av elektrisitet er marginale transportkostnader en realistisk illustrasjon av de kostnader som vil påløpe ved transport. Over tid kan det være hensiktsmessig å bygge ut en viss overkapasitet for leveranser av norsk gass til kjøpere på kontinentet for å kunne utnytte kortsiktige muligheter i markedet. I dette perspektiv er de marginale transportkostnadene et korrekt uttrykk for de reelle kostnadene for transport av begrensede mengder gass fra Norge til kontinentet. Økningen i gassprisen i perioden reflekterer i all hovedsak antagelsen om stigende oljepriser.

Figur 9 Alternativ markedsverdi for gass på Kårstø ved eksport til kontinentet sammenlignet med kostnadsgrense for gass til gasskraft.



Kilde: Statoil

Fig. 9 viser at i perioden 1995 - 2000 vil den alternative markedsprisen ved å eksportere gass til kontinentet være høyere enn kostnadstaket for gassen hvis den skal brukes til gasskraft i konkurranse med nye vannkraftprosjekt. Etter år 2000 vil også den alternative markedsverdi for gassen være høyere enn kostnadstaket for gassen hvis den skal benyttes til kraftproduksjon i konkurranse med nye kullfyrte kraftverk.

Sammenholdes fig. 9 med fig. 8 fremgår det at det på sikt vil måtte være det kontinentale markedet som kan gi akseptabel lønnsomhet for gass fra gassfelter i Nordsjøen. For assosiert gass i begrensede mengder fra Nordsjøen vil sannsynligvis også den alternative markedsverdi for gassen være høyere enn den verdi som kan forventes ved avsetning av gass til kraftproduksjon på Vestlandet. Dette gjør det vanskelig i utgangspunktet å planlegge for bruk av gass fra Nordsjøen til kraftproduksjon. Det må søkes etter gass som har en lavere alternativ markedsverdi men hvor gassverdien til kraftproduksjon likevel kan dekke de nødvendige utvinnings- og ilandføringskostnader.

Statoil vurderer for tiden ulike utbyggingsløsninger for Haltenbanken. Blant disse er også konsepter som vil medføre at det kan ilandføres assosiert gass gjennom en høytrykks rørledning for ustabilisert olje og kondensat. Videre vurderes også ilandføring av assosiert gass gjennom en separat gassrørledning. Tilgjengelige mengder assosiert gass kan da komme opp i ca. 3 GSm^3/år. Konkrete alternativer for feltutbygging vil kunne foreligge i løpet av 1986.

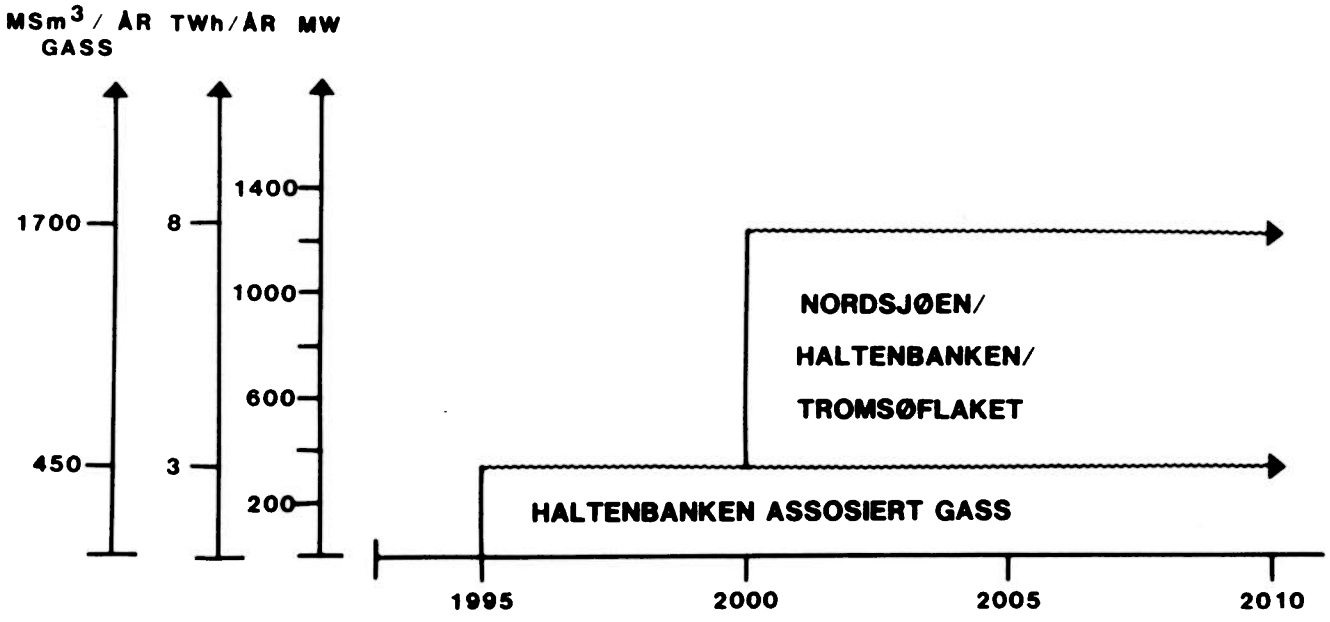
Ved ilandføring av ustabilisert olje og kondensat fra Haltenbanken til Trøndelagskysten vil assosiert gass være tilgjengelig til lavere kostander enn hva som er beregnet for Nordsjøen. Slik gass til kraftproduksjon kan være ilandført fra Haltenbanken ca. 1995. Det kan her være tale om 0,5 - 1 GSm^3/år. Det er få avsetningsmuligheter for denne gassen. Mengdene er for små til å forsvare en egen transportløsning til eksportmarkedene.

Ilandføring av større mengder gass fra Haltenbanken vil være avhengig av når større gassmengder kan eksporteres til Vest-Europa og USA. Ved en slik ilandføring kan mindre mengder gass tappes av og gi grunnlag for videre utbygging av gasskraft i Midt-Norge.

For Tromsøflaket er alle utbyggingsalternativer gasskonsepter. Dette betinger avsetning av gassmengder på minst 10 GSm^3/år med dagens teknologi. Også her kan det da tappes av gassmengder til kraftproduksjon i Nord-Norge. Gassen kan neppe være tilgjengelig før år 2000.

Vurderingene over tilsier at assosiert gass fra Haltenbanken mest kostnadseffektivt kan benyttes til kraftproduksjon i Midt-Norge fra ca. 1995. På sikt kan leveranser fra Nordsjøen, Tromsøflaket og "gassfasen" på Haltenbanken heller ikke utelukkes. Figur 10 illustrerer en mulig innfasing som beskrevet over.

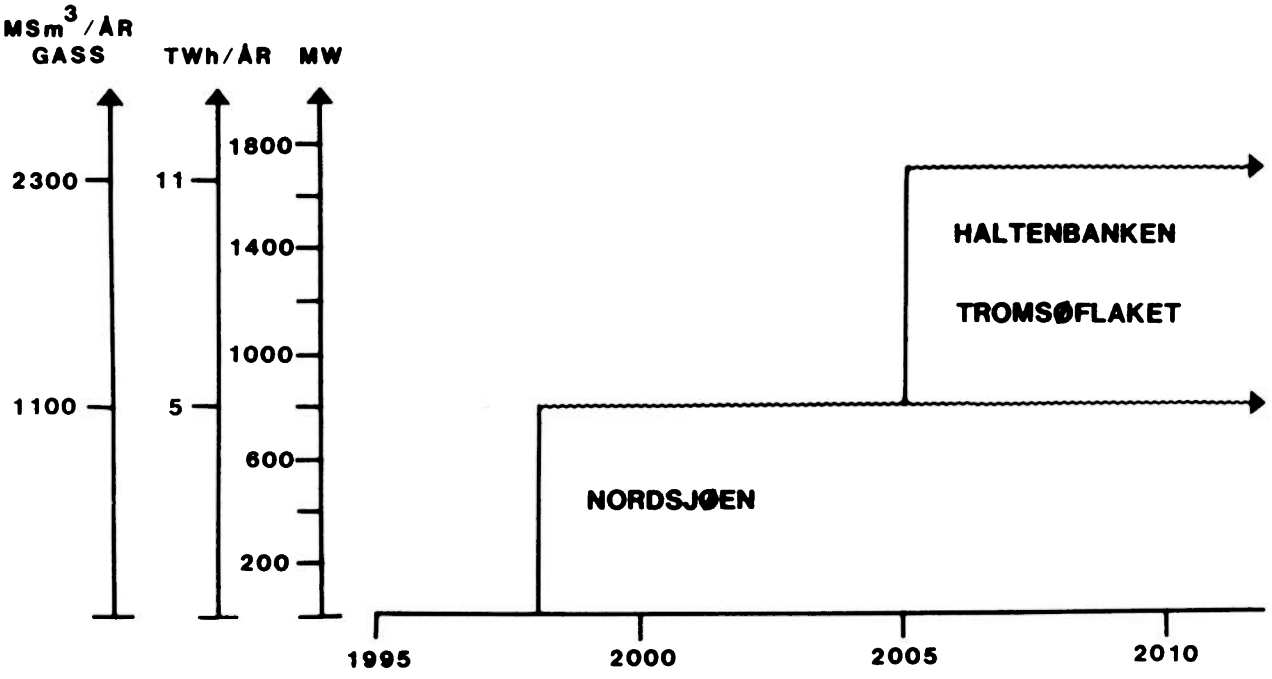
Figur 10 Illustrasjon av mulig innfasing av gass til kraftproduksjon.



Kilde: Statoil/NVE

Et annet alternativ er innfasing av et stort gasskraftverk på Vestlandet med gass fra Nordsjøen sent i 1990-årene og en senere innfasing rundt år 2005 av et stort kraftverk med gass fra enten Haltenbanken eller Tromsøflaket. Dette alternativet forutsetter at det på gjeldende tidspunkt ikke kan etableres eksportløsninger for gassen til kontinentet eller Storbritannia som kan gi en høyere pris for gassen enn ved produksjon av elektrisitet på Vestlandet. En slik innfasing er vist i figur 11.

Figur 11 Alternativ innfasing av gass til kraftproduksjon



Kilde: Statoil/NVE

7. KONKLUSJONER, VIDERE ARBEID

Kraft basert på naturgass fremstår som meget interessant. Perspektivet for gjenværende vannkraft kan bli relativt kort. Avhengig av utviklingen på forbruks- og tilgangssiden synes det å kunne dreie seg om 15-20 år. Om elforbruket fortsetter å stige forbi århundreskiftet må annen kraft inn. Den anstrengte kraftsituasjon i 1990-årene tilsier at en gradvis introduksjon av annen kraft, eksempelvis gasskraft, kunne ta til relativt tidlig i 1990-årene.

Det sentrale spørsmål er om det kan stilles til rådighet gass til lav nok kostnad. Med de kostnadstall og forutsetninger som forøvrig er lagt til grunn synes gasskraft å være et interessant alternativ til kullfyrte kraftverk og kjernekraft under forutsetning av at gassen kan frembringes til gasskraftverket til en kostnad som ikke overstiger 105-115 øre/Sm^3. Gasskraft vil kostnadsmessig også kunne konkurrere med en god del av det gjenværende vannkraftpotensialet hvis utvinning og fremføring av gassen ikke koster mer enn 75-85 øre/Sm^3.

Gass levert til kontinentet selges i dag til en høyere pris enn det som er angitt ovenfor. Det må derfor forutsettes at gass brukt til kraftproduksjon ikke kunne ha vært solgt til disse markeder. Dette gjør det usikkert i hvilken grad gass fra Nordsjøen vil kunne benyttes til kraftproduksjon på Vestlandet, i det denne gassen alltid vil ha en alternativ verdi ved eksport til kontinentet; eventuelt også ved eksport til Storbritannia.

Det er som illustrasjon beregnet hva gass fra Huldrafeltet i Nordsjøen ilandført til Vestlandet vil koste samt hva kostnadstaket for gass til gasskraft er sammenlignet med den alternative markedsverdien for gassen ved eksport til kontinentet. Vurderingen viser at gass fra Nordsjøen som regel må forventes å ha en alternativ markedsverdi som kan konkurrere med

gass til kraftproduksjon på Vestlandet. Det må derfor søkes etter annen gass som har en lavere alternativ markedsverdi hvis gasskraft skal være lønnsomt under vanlige forutsetninger.

Haltenbanken vurderes samlet sett som den mest sannsynlige mulighet hva angår å frembringe gass til lav nok kostnad fordi den assosierte gassen som det her gjelder har en lav alternativ verdi. Utbyggings- og ilandføringsløsninger for Haltenbanken vil være bedre klarlagt i løpet av 1986. Assosiert gass i forbindelse med en oljeutbygging på Haltenbanken antas å kunnne være ilandført i 1995 og gassmengdene kan bli i størrelsesorden 0,5 - 1 GSm^3/år.

På lengre sikt kan heller ikke gass fra Nordsjøen, „gassfasen" på Haltenbanken og eventuelt Tromsøflaket utelukkes som aktuelle til gasskraft.

Det videre arbeid vil bli basert på de alternativer som fremstår som mest realistiske, nemlig Haltenbanken og dernest Nordsjøen.

Gjennom konseptstudier vil det bli etablert detaljerte profiler over gasstilgjengelighet fra hvert enkelt område og gasskostnader levert kraftverk. Gasskostnaden vil i prinsippet være det høyeste av gassens alternative verdi og gassens produksjonskostnad.

De innenlandske innpasningsmulighetene av gasskraft på det aktuelle tidspunkt, og muligehetene for eksport på faste kontrakter, vil bli nærmere vurdert. Gasskraft som tørrårssupplement vil bli undersøkt nærmere som et tillegg til et gasskraftverk i vanlig drift.

Det vil bli utarbeidet konseptstudier for den aktuelle kraftverksløsningen - herunder

- kraftverksplassering
  (miljøforhold, byggestedsforhold)
- valg av kraftverkstype
- vurdering av kraftverksstørrelse
- tilknytning til nettet
- investerings- og driftskostnader

Statkraft og Statoil har inngått en samarbeidsavtale om et slikt videre arbeide. NVE vil delta med systeminnpasning og som konsesjonsmyndighet, tilsvarende NVE's vanlige medvirkning i kraftverksprosjekter.

Konseptstudiene vil bli gjennomført i løpet av 1986.