



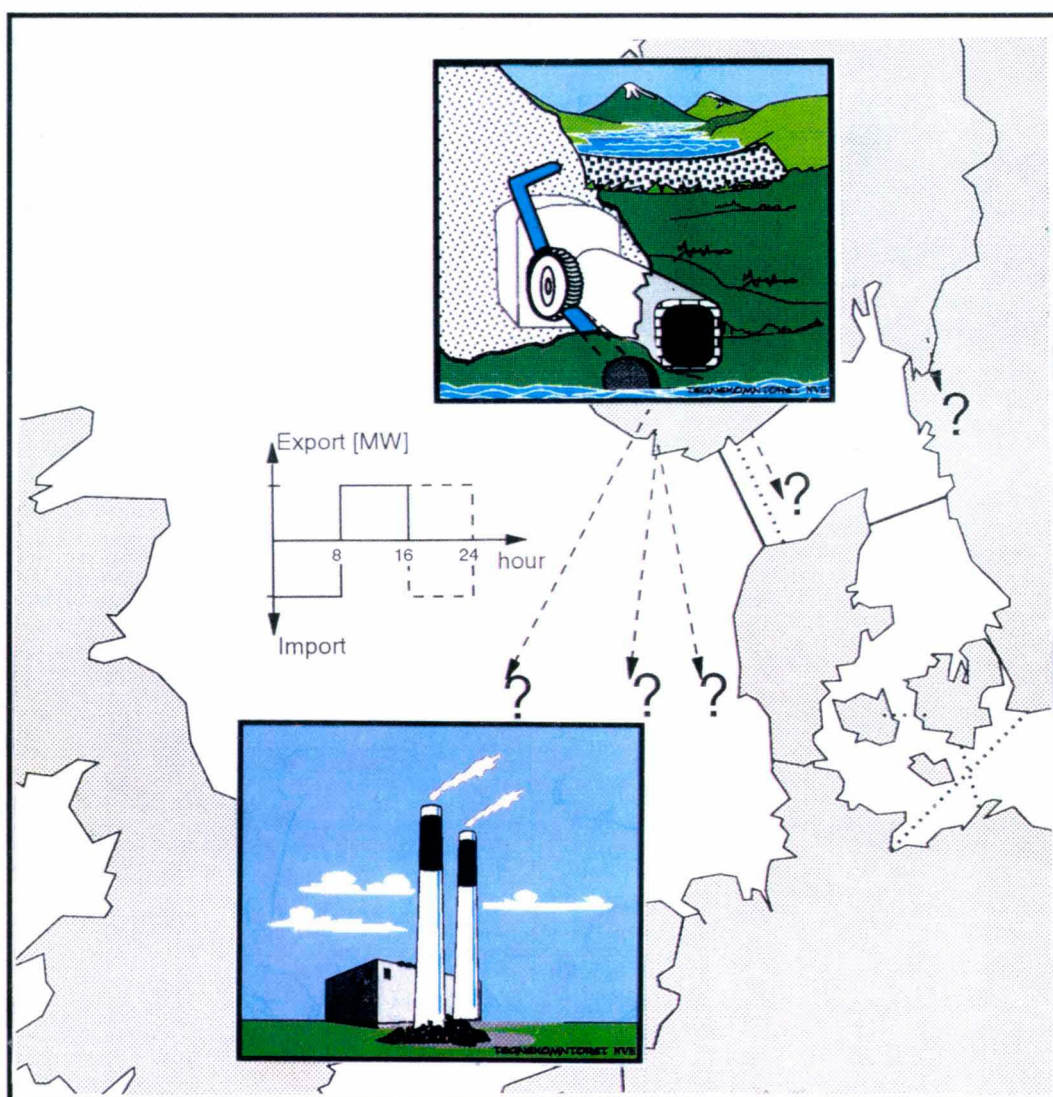
NVE
NORGES VASSDRAGS-
OG ENERGIVERK

PUBLIKASJON

Nr 28
1992

Inge Harald Vognild

EFFEKTUTVEKSLING MED UTLANDET



ENERGIAVDELINGEN

NORGES
VASSDRAGS- OG ENERGIDIREKTORAT
BIBLIOTEK

Omslagsbilde: Tegnekontoret, NVE



NVE
NORGES VASSDRAGS-
OG ENERGIVERK

TITTEL EFFEKTUTVEKSLING MED UTLANDET	PUBLIKASJON 28/1992
	DATO 30.11.92
FORFATTER Inge Harald Vognild	ISBN 82-410-0153-3
	ISSN 0802-2569

SAMMENDRAG

Gevinstene ved å utnytte samspillet mellom det norske vannkraftsystemet og andre lands varmekraftsystemer kan gjøre det interessant å etablere nye utenlandsforbindelser basert på pumpekraftavtaler.

I denne rapporten vises det at norsk vannkraft kan være et konkurransedyktig alternativ for dekking av maksimallasten i varmekraftland.

ABSTRACT

The benefits of utilizing the interaction between the Norwegian hydropower system and thermal power systems in other countries may make it interesting to establish new interconnections based on pumped storage agreements.

In this report it is shown that Norwegian hydro power may be a competitive alternative in covering the peak load in thermal power systems.

EMNEORD /SUBJECT TERMS

TOPPEFFEKT
PUMPEKRAFT
MELLOMRIKSFORBINDELSER

PEAK LOAD CAPACITY
PUMPED STORAGE
INTERCONNECTIONS

ANSVARLIG UNDERSKRIFT


Erling Diesen
Vassdrags- og
energidirektør

NORGES
VASSDRAGS- OG ENERGIDIREKTORAT
BIBLIOTEK

Kontoradresse: Middelthunsgate 29
Postadresse: Postboks 5091, Maj.
0301 Oslo 3

Telefon: (02) 95 95 95
Telefax: (02) 95 90 00
Telex: 79397 NVEO N

Bankgiro: 0629.05.75026
Postgiro: 0803 5052055

SAMMENDRAG

Målet med denne rapporten er å:

- * Bidra til at diskusjonen om økt norsk kraftutveksling med utlandet i sterkere grad fokuseres på effekt.
- * Informere om tekniske og kostnadmessige forhold av betydning for kraftutveksling med utlandet.

Rapportens målgrupper er myndighetene, kraftselskapene og andre interesserte.

I det norske vannkraftsystem er det for tida et effektoverskudd på 3-4000 MW i en dimensjonerende tunglastsituasjon. Dette gir grunnlag for å etablere nye pumpekraftavtaler med utlandet. Utvidelser i produksjons- og overføringsnettet kan øke utvekslingspotensialet ytterligere. Anleggs- og driftskostnader for norsk topp effekt sammenliknes med aktuelle termiske oppdekningsalternativer (gasturbiner og gasskraftverk).

Fra et norsk ståsted kan nye forbindelser basert på pumpekraftavtaler være interessante av flere grunner:

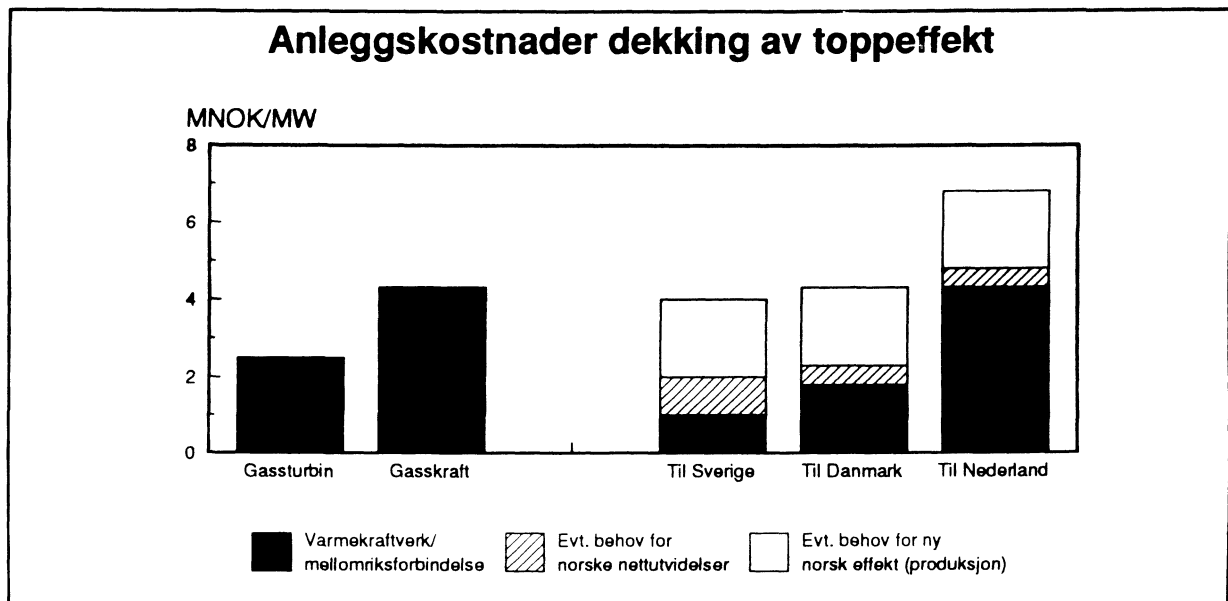
- * Utnyttelsen av det norske kraftsystemet blir bedre.
- * Forbindelsene vil ha ledig kapasitet for eksport/tørrårssikring.
- * Miljøkonsekvensene i Norge blir ubetydelige.
- * Norsk kraftoppdekning bedres og prisnivået stabiliseres.
- * Miljøforbedringer i utlandet kan oppnås.

For aktører i varmekraftland kan tilgang til lett regulerbar effekt være interessant fordi:

- * Start og stopp av varmekraftverk er dyrt og gir stor slitasje.
- * Regulering av varmekraftproduksjon kan være tidkrevende.
- * Det er lite lønnsomt og slitasjemessig ugunstig å kjøre varmekraftverker på lav kapasitetsutnyttelse.
- * Utbygging av fornybare energikilder (f.eks. vindkraft) gir større reguleringsbehov.
- * Økt innslag av kraftverker med kombinert varme- og kraftproduksjon gir lavere frihetsgrader for å regulere elektrisitetsproduksjonen.
- * Pumpekraftavtaler muliggjør utsetting av nye kraftverker inntil disse får tilfredsstillende utnyttelse.

Interessen for norsk topp effekt vil avhenge om denne er økonomisk konkurransedyktig med andre oppdekningsalternativer. Figuren på neste side sammenlikner anleggskostnadene for norsk topp effekt med varmekraftlandenes mest aktuelle termiske oppdekningsalternativer. Totale anleggskostnader for norsk topp effekt kan forutsatt korte mellomriksforbindelser og/eller ledig kapasitet i det norske produksjons- og overføringssystemet være lavere enn varmekraftbasert topp effekt. I tilfeller hvor norsk

toppeffekt har høyere anleggskostnader, kan lavere driftskostnader likevel gjøre norsk toppeffekt økonomisk interessant.



Med de forutsetninger som er lagt til grunn, konkluderer rapporten bl.a. med følgende:

- Oppnåelig pris for eksport av tilfeldigkraft vil naturlig knyttes opp til driftsavhengige kostnader i kull- og kjernekraftverk.
- Varmekraftlandene vil kunne produsere fastkraft til en kostnad som er på nivå med gjennomsnittlige kostnader for ny norsk vannkraft.
- Oppnåelig pris for fastkraft og toppeffekt vil avhenge av om varmekraftlandene kun vil spare driftskostnader eller også kan spare investeringskostnader.
- Enhetskostnaden for en likestrømskabel til Danmark er lavere enn enhetskostnaden for gassturbiner.
- Enhetskostnaden for en likestrømskabel til f.eks. Nederland er sammenliknbar med enhetskostnaden for gasskraftverk.
- Det kan være mer lønnsomt å dekke regulereffektbehovet i f.eks. Nederland via likestrømskabel enn ved å bygge gassturbiner eller gasskraftverk. Dette gjelder også om en må foreta utbygginger i det norske kraftsystemet.
- Overføringskostnaden på en 750 MW 500 km lang likestrømskabel kan ved full kapasitetsutnyttelse komme ned i ca 5 øre/kWh.

INNHOLDSFORTEGNELSE

1	PUMPEKRAFTAVTALER	2
2	EFFEKTSITUASJONEN I NORGE	3
2.1	DAGENS EFFEKTBALANSE	3
2.2	EFFEKTBALANSENS UTVIKLING	5
3	MARGINALE EFFEKTKOSTNADER I DET NORSKE PRODUKSJONSSYSTEMET	6
4	MARGINALE EFFEKTKOSTNADER I DET NORSKE OVERFØRINGSNETTET	7
4.1	UTVEKSLING MOT SVERIGE	7
4.2	UTVEKSLING SØROVER MOT KONTINENTET	8
5	KOSTNADER VED NYE MELLOMRIKSFORBINDELSER	10
5.1	KOSTNADER VEKSELSTRØMS MELLOMRIKSFORBINDELSER	10
5.2	KOSTNADER LIKESTRØMS MELLOMRIKSFORBINDELSER	10
6	KOSTNADSFORHOLD VARMEKRAFT	12
6.1	ENERGIKOSTNADER FASTKRAFT	12
6.2	EFFEKTKOSTNADER VARMEKRAFT	13
7	TEKNISKE FORHOLD VARMEKRAFT	16
7.1	REGULERINGSMULIGHETER VARMEKRAFT	16
7.2	PRAKTISK REGULERINGSSTRATEGI I VARMEKRAFTLAND	17
7.3	TILGJENGELIGHET TERMISK PRODUKSJONSKAPASITET	17
7.4	NORSK TOPPEFFEKT TIL REGULERING	18
8	BETALINGSVILLIGHET FOR NORSK KRAFT	19
8.1	KOSTNADER OG BETALINGSVILLIGHET FOR FASTKRAFT	19
8.2	KOSTNADER OG BETALINGSVILLIGHET FOR TILFELDIGKRAFT	20
8.3	KOSTNADER OG BETALINGSVILLIGHET FOR TOPPEFFEKT	20
9	KOSTNADSSAMMENSTILLINGER	22
9.1	FORUTSETNINGER	22
9.2	TOTALE ANLEGGSKOSTNADER VED NYE MELLOMRIKSFORBINDELSER	22
9.3	KOSTNADSSAMMENLIKNING VED ULIKE OPPDEKNINGSALTERNATIVER	24
9.3	OVERFØRINGSKOSTNADER LIKESTRØMSKABEL	26
10	DISKUSJON OG KONKLUSJON	27
VEDLEGG 1 TEKNISKE FORHOLD STRØMRETTETTERANLEGG		
VEDLEGG 2 TEKNISKE FORHOLD LIKESTRØMSKABLER		

1 PUMPEKRAFTAVTALER

De siste års kraftoverskudd har aktualisert interessen for å etablere flere mellomriksforbindelser. Slike forbindelser vil gi et større marked for norsk kraft, redusere flomtap i våtår og øke importmulighetene i tørrår.

NVE ønsker med denne rapporten å fokusere på mulighetene for å utnytte samspillet mellom effektdimensjonerte kraftsystemer (varmekraftland) og energidimensjonerte systemer (vannkraftland) bedre gjennom inngåing av nye pumpekraftavtaler¹.

Rapportens målgruppe er myndighetene, kraftselskapene og andre interesserte.

Rapporten drøfter forhold som:

- * Effektbalansen i Norge
- * Marginale effektkostnader i det norske produksjons- og overføringssystemet
- * Kostnader for nye mellomriksforbindelser
- * Kostnads- og tekniske forhold ved varmekraftbasert kraftproduksjon
- * Betalingsvillighet for norsk kraft
- * Kostnadssammenstilling av vannkraftbasert og varmekraftbasert topp effekt

Statnett SF har bidratt til utarbeidelsen av kapittel 4.

Etablering av nye mellomriksforbindelser for kortsiktig kraftutveksling vil neppe gi god nok inntjening. Langsiktige fastkraftavtaler, i første omgang med tanke på eksport, har vært kontroversielt. Imidlertid kan nye forbindelser knyttet til pumpekraftavtaler fra et norsk ståsted være interessante av følgende grunner:

- * Verdiskapningen i det norske kraftsystemet kan økes.
- * Økt mulighet for energiutveksling i ekstremår.
- * Miljøkonsekvensene i Norge blir små.
- * Små konsekvenser for norsk kraftoppdekning.
- * Miljøforbedringer i utlandet.

Varme- og vannkraftsystemer har komplementerende egenskaper som gir grunnlag for et lønnsomt samspill. Varmekraftsystemene er effektdimensjonerte. Knapphetsfaktoren er tilstrekkelig produksjonskapasitet for å dekke belastningstoppene. Over døgnet/året er det netto overskudd av produksjonskapasitet i disse systemene. Vannkraftsystemer er energidimensjonert. Knapphetsfaktoren er vanntilsiaget. Norske kraftverk dimensjoneres for hurtig å kunne kjøre ut magasin vann. Norge har pr. 01.01.92 et effektoverskudd på 3-4000 MW i en tunglastsituasjon.

Tekniske, økonomiske og miljømessige forhold gjør at det er lite ønskelig å regulere

¹ Energinøytral utvekslingsavtale med levering under høylast og tilbakelevering under lavlast.

varmekraftverk fullt ut etter svingningene i forbruket over døgnet. Vannkraftverk er imidlertid lett regulerbare. I varmekraftland er det nødvendig å supplere grunnlastverkene med gassturbiner, egen eller importert vannkraft eller med egne pumpekraftverk.

Gassturbiner karakteriseres ved lave kapitalkostnader, men høye driftskostnader. Døgnreguleringen skjer typisk ved at ett og ett aggregat koples inn og ut når det ikke lenger er teknisk/økonomisk forsvarlig å regulere pådraget på det enkelte aggregat.

Pumpekraftverk er vanlig i varmekraftland. Om natten, når elektrisitetsforbruket og prisene er lave, kan overskuddskraften fra varmekraftverk brukes til å pumpe opp vann til høyereliggende magasiner, eller fra vannfylte gruver. På dagtid kjøres vannet ut for å dekke lastøkningen.

En pumpekraftavtale mellom Norge og tredjeland betyr at det norske vannkraftsystemet fungerer som et "pumpekraftverk". Dette betyr at Norge leverer kraft på dagtid, og mottar tilsvarende kraftmengde om natten slik at netto kraftutveksling er null.

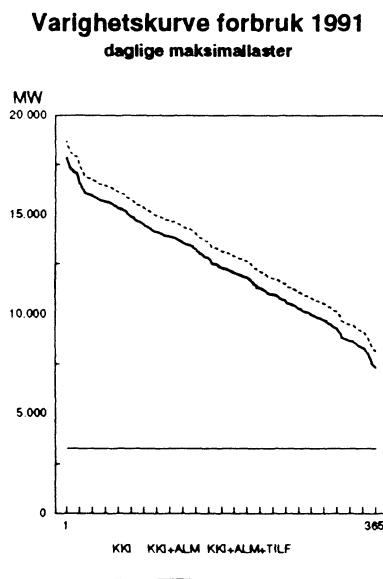
En forutsetning for inngåing av pumpekraftavtaler mellom Norge og varmekraftland, er selvfølgelig at dette er lønnsomt for alle parter. I rapporten vises det at denne forutsetningen kan være til stede.

2 EFFEKTSITUASJONEN I NORGE

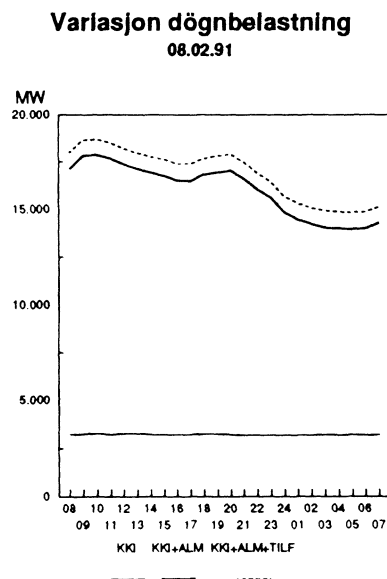
2.1 DAGENS EFFEKTBALANSE

Installert effekt i norske vannkraftverk er pr. 01.01.92 ca 26700 MW. I tillegg kommer ca 300 MW i varmekraftverk. Analyser NVE har foretatt sammen med Statkraft og Samkjøringen i 1990², tilsier at 87% av installert effekt kan forventes å være tilgjengelig i en høylastperiode. Teoretisk vil dermed ca 23500 MW være disponibelt. I praksis vil begrensninger i innenlandsk overføringsnett redusere dette til ca 22000 MW.

Samkjøringen foretar regelmessig analyser av registrerte maksimallastsituasjoner. Den høyeste totale belastning som til nå (november 1992) er målt i Norge inntrådte 08.02.91 kl 10. Totalt forbruk i alminnelig forsyning (ALM) og kraftintensiv industri (KKI) var da på ca 17900 MW (referert kraftstasjons vegg). Tilfeldig kraft og eksport (TILF) kom i tillegg. Samlet produksjon var ca 21000 MW.



Figur 1



Figur 2

Figur 1 viser varighetskurve for daglige maksimalbelastninger i 1991. Figur 2 viser belastningsvariasjonen i maksimaldøgnet 08.02.91. De tre grafene på begge figurer er hhv. KKI (heltrukket), KKI + ALM (uthevet) og KKI + ALM + TILF (stiplet) (kilde: Samkjøringen).

En stor del av kraftforbruket i Norge går til elektrisk oppvarming. Maksimalbelastningen vil derfor avhenge av temperaturforholdene. Kuldeperioden som forårsaket belastningstoppen i 1991, var det ikke spesielt kaldt i forhold til det som statistisk kan påregnes. Hvis en forutsetter at dimensjonerende temperatur er den laveste 3-

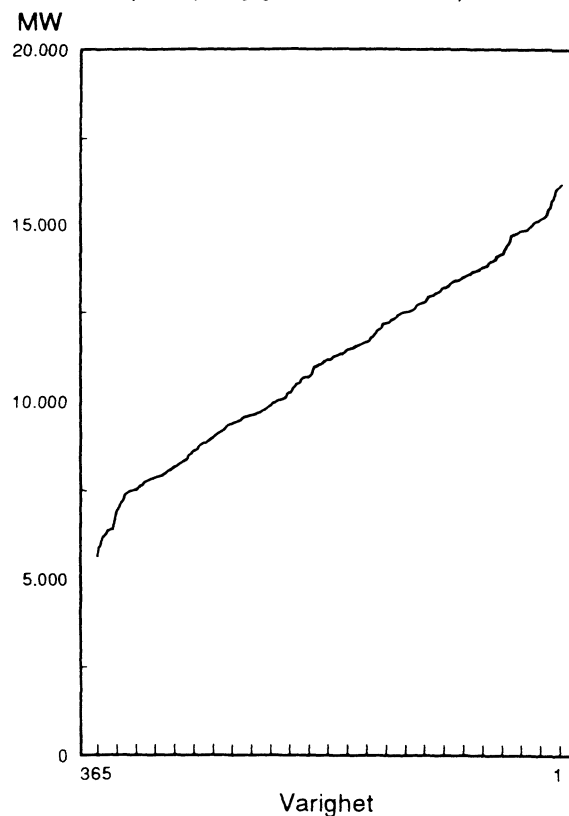
² Fellesrapport Samkjøringen, Statkraft og NVE, EFFEKTANALYSER, datert september 1990.

døgnsmiddel-temperatur som kan forventes hvert 10 år, måtte en ha lagt på en temperaturkorreksjon på 1500-2000 MW. Total "kontraktfestet" belastning ville da blitt 19500-20000 MW.

Dette tilsier at Norge i dagens situasjon har et teoretisk effektoverskudd på i størrelsesorden 3-4000 MW i en ekstrem kuldeperiode. Reserveforpliktelser knyttet til Nordel-samarbeidet, nettbegrensninger og tap i overføringsnettet gjør at ledig kvantum for utveksling med utlandet i dagens situasjon i praksis vil ligge rundt 3000 MW. Men uansett viser dette at balansen i Norge er god.

Potensialet for utveksling av reguleffekt må imidlertid ikke bare ses i forhold til en høylastsituasjon da varmekraftlandene også vil ha behov for døgnerregulering over hele året. Samtidig er det grunn til å anta at avtaler med klausuler om leveringsinnskrenkning i en norsk høylastsituasjon vil redusere oppnåelig pris på toppeffekt.

Teoretisk potensial utveksling av reguleffekt
(basert på daglige maksimallaster 1991)



Figur 3

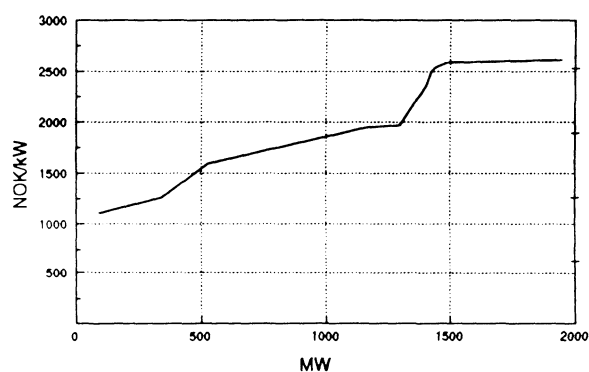
Figur 3 viser teoretisk potensial for reguleffekt i det norske kraftsystemet med utgangspunkt i tilgjengelig kapasitet i produksjonssystemet på 23500 MW og daglige "kontraktsfestede" maksimallaster i 1991. Selv om figuren ikke tar hensyn til begrensninger i overføringsnettet, revisjoner under lettlast osv., indikeres det at mulig nivå for eksport av toppeffekt er meget stort.

⁶ Veien mot år 2000, Eksterne mål for Bergen Lysverker, datert 08.01.92.

3 MARGINALE EFFEKTOSTNADER I DET NORSKE PRODUKSJONSSYSTEMET

NVE undersøkte i 1991 kostnadene ved økt effektinstallasjon i kraftverk i Sørvest-Norge⁷. Den marginale kostnaden for utbygging av topp effekt (i forhold til normal effektinstallasjon) ligger for mange kraftverker rundt 2000 kr/kW (2 MNOK/MW).

Prosjektene som er undersøkt i rapporten, og andre prosjekter NVE har sett på, indikerer at det finnes et potensial for effektutvidelser på flere tusen MW i Norge. En forutsetning for at dette skal bygges ut, er imidlertid at det finnes et marked for denne effekten. Dette markedet er neppe tilstede i Norge i dag. Med flere utenlandsforbindelser kan det bli aktuelt å dimensjonere nye norske kraftverker som om de er en del av et samkjørende europeisk kraftsystem.



Figur 5

Figur 5 viser kostnader ved effektutvidelser for 11 kraftstasjoner i Sør-vest Norge.

I tillegg til kostnadene ved ny produksjonskapasitet, må en også ta hensyn til at en ved å kjøre aggregatene over bestpunkt, vil få en dårligere virkningsgrad i kraftverkene. Dette vil variere mellom ulike typer kraftverk. For kraftverk med lange tunneler, som f.eks. Tonstad, vil en i tillegg få betydelige falltap i tunnelsystemet. For Tonstad vil totalvirkningsgraden reduseres med 5% når produksjonen øker fra 300 MW til 960 MW. Det er anslått at dagens kraftverker kan yte opp til 80-90% av maksimal ytelse før falltapet begynner å få stor betydning (falltapet øker kvadratisk med vannføringen).

Kostnadene for marginale falltap og elektriske falltap kan verdsettes etter utvekslingsprisen på samkjøringbørsen og vurderes ikke spesielt her.

Opprustning/utvidelse av eksisterende verker vil i enkelte tilfeller kun kreve elektrisk konsesjon. Slike tiltak antas å ville være miljømessig lite kontroversielle.

⁷ NVE-publikasjon nr. 23 1991.

Opprustning og utvidelse av vannkraftverk. Kostnad ved effektutvidelse i kraftverk i Sørvest-Norge.

4 MARGINALE EFFEKTKOSTNADER I DET NORSKE OVERFØRINGSNETTET

Overføringsnettene er effektdimensjonert. Beregninger utført av Statnett⁸, viser at det norske sentralnettet kan overføre omlag 22000 MW (referert en gang nedtransformert sentralnettet). Reført kraftstasjons vegg tilsvarer dette ca 23000 MW. Ved større overføringer må nettførsterkninger foretas. En belastningstopp på dette nivå kan forventes å ha kort varighet, dvs. at overføringssystemet har ledig kapasitet i størstedelen av året, jf. figur 1.

Ved kontraktfestet eksport av fastkraft eller regulereffekt, vil prisbetingelsene påvirkes av leveringssikkerheten. Nye utvekslingsavtaler kan dermed forutsette at det må foretas investeringer i det norske overføringssystemet.

De nærmeste markedene for norsk topp effekt ligger i våre naboland Sverige og Danmark. Tyskland er også et potensielt marked, enten ved at kraften transitteres gjennom Danmark (evt. også gjennom Sverige), eller ved at det etableres likestrømsforbindelser mellom Sør-Norge og Nord-Tyskland. Nederland og Storbritannia kan også bli aktuelle markeder.

Beregningene Statnett har utført, viser at utveksling mot Danmark i liten grad påvirker kraftflyten mot Østlandet.

Ved inngåelse av langsiktige utvekslingskontrakter med utlandet vil aktørene ha behov for å inngå avtaler av samme varighet for bruk av overføringstjenesten i det norske sentralnettet.

I de kostnadsvurderinger som er foretatt i dette kapitlet, er det forutsatt at nye forbindelser etableres. I praksis kan opprustning av eksisterende overføringer (tiltak som øker tillatt strøm og/eller spenning) være et vel så realistisk alternativ.

4.1 UTVEKSLING MOT SVERIGE

4.1.1 DAGENS SITUASJON

Det foregår i dag en betydelig transport av kraft fra Vest-Norge til Oslo-området. For tida er det god kapasitet i nettet. Størstedelen av norsk kraftutveksling mot Sverige skjer via Østfold.

Ved større mengder norsk eksport til Finland, kan dette skje gunstigst via det svenske nettet. Sverige vil da levere kraft til Finland fra sine vannkraftanlegg i nord og motta tilsvarende kvanta fra Norge. Dette vil gi mindre overføringstap i det svenske nettet.

⁸ Statnett SP-notat 11/92, datert 31.03.92.
Konsekvenser i hovednettet ved opprettholdelsen av eksportvolum i fremtiden.

Ved eksport til Sverige kan overføringstapene i en tunglastsituasjon bli relativt store, mens import vil være tilsvarende gunstig. Tapene ved eksport til Sverige vil kun bli ubetydelig større enn hvis alternativet var forbruk i det sentrale Østlandsområdet.

Med dagens tilstrekkelige kapasitet er behovet for nettførsterkninger i liten grad til stede på norsk side. Frykten for spenningskollaps begrenser imidlertid det kvantum Sverige tillater overført fra Norge i en høylastsituasjon. Overføringsgrensene vil heves ved relativt billige tiltak som produksjonsbortkopling og SVC-anlegg⁹.

De samfunnsøkonomiske kostnader forbundet med utnyttelse av ledig kapasitet er lik tapskostnadene. Investeringene er allerede foretatt og anleggskostnadene er dermed såkalt "sunk-cost".

4.1.2 FRAMTIDIG UTVIKLING

Hvis forbruket i Østlandsområdet øker, vil det om en del år kunne bli nødvendig å forsterke nettet mellom Sørvest-Norge og Østlandet for både å opprettholde og evt. øke dagens utvekslingskapasitet mot Sverige. Behov for nettførsterkning kan som nevnt bli aktuelt ved inngåelse av nye langsiktige eksportkontrakter.

Statnett har påvist at en ved relativt enkle og billige tiltak kan øke overføringsevnen betydelig på enkelte framtidige flaskehalser. Overføringsevnen over en flaskehals ved Oslofjorden kan f.eks. økes betydelig til en kostnad på ca 0.2-0.3 MNOK/MW¹⁰.

Hvis totalbelastningen kommer opp i ca 22000-23000 MW, må en imidlertid uansett gå inn med større tiltak. En øvre grense for kostnader ved forsterkningstiltak kan være en 300 km lang 420 kV ledning fra Vestlandet til Oslofjordområdet til en kostnad på ca 1200 mill og en overføringskapasitet på 1000-1500 MW. Kostnaden ved økt overføringskapasitet kan da settes til ca 1.0 MNOK/MW.

Det er ikke spesielle problemer å dekke toppbelastningen i Sverige bortsett fra at det kan oppstå flaskehalser i nettet. Nye forbindelser til Sverige kan bli aktuelle pga. energiekspport som følge av mulig framtidig svekket svensk kraftbalanse eller pga. transitt av kraft til f.eks. Danmark og Tyskland.

4.2 UTVEKSLING SØROVER MOT KONTINENTET

4.2.1 DAGENS SITUASJON

Fra høsten 1993 vil det være i drift tre likestrømskabler mellom Norge og Danmark med en samlet overføringsevne på ca 1000 MW. Betydelige deler av denne

⁹ Statkraft DPS-notat 54/90, Kraftsystemet i Sør-Norge. Dynamiske aspekter.

¹⁰ Statkraft DPS-notat 33/91, Tiltak for å heve sørnorske snittgrenser.

kapasiteten er bundet opp i kontrakter de nærmeste årene.

Utteksling av kraft med f.eks. Tyskland og Nederland kan skje fra Sørlandet. Sannsynlig terminalpunkt er Lista/Feda eller Tonstad. Utteksling herfra vil påvirke det norske nettet på tilsvarende måte som ved utteksling mot Danmark.

Med dagens belastning innenlands er det ikke behov for større forsterkninger¹¹ for å opprettholde overføringskapasiteten mot Danmark.

Dette betyr at omlag 1000 MW kan overføres til en kostnad som primært avhenger av tapene.

4.2.2 FRAMTIDIG UTVIKLING

Hvis forbruket på Sørlandet øker, vil det bli mindre ledig kapasitet på kraftledningene i området for eksport. Statnetts beregninger viser at ved en belastning på ca 22000 MW (referert en gang nedtransformert sentralnettet), vil maksimal effektoverføring reduseres til 500 MW. Imidlertid kan en ved investeringer for ca 400 MNOK øke effektoverføringen med 700 MW til ca 1200 MW. Dette gir en enhetskostnad på ca 0.6 MNOK/MW. En del av disse kostnadene vil forøvrig kunne begrunnes i behov for økt leveringskvalitet på Sør-Vestlandet.

Ved ytterligere overføringsbehov kan en tenke seg en 150 km 420 kV ledning fra f.eks. Ulla-Førreområdet, til en kostnad på 5-600 MNOK og en økt kapasitet på 1000 MW. Dette gir en enhetskostnad på ca 0.5 MNOK/MW.

Utbygging av ny topp effekt i Sira-Kvina verkene kan være nettmessig gunstig og redusere disse kostnadene.

Ved mulige framtidige forbindelser til utlandet fra dette området er det også viktig å vurdere disse i sammenheng med tanke på hensiktsmessige terminalpunkter.

¹¹ Statnett SP-notat 39/42. Oppgradering av linjer i forbindelse med ny Danmarkskabel.

5 KOSTNADER VED NYE MELLOMRIKSFORBIND- ELSER

5.1 KOSTNADER VEKSELSTRØMS MELLOMRIKSFORBINDELSER

Nye vekselstrøms mellomriksforbindelser kan være aktuelt til Sverige, Finland og Russland. Vi ser her kun på kostnadene ved en ny forbindelse til Sverige fra Østlandet.

Det antas at en opptil 300 km lang forbindelse fra Oslofjordområdet til f.eks. Göteborgområdet kan etableres til en kostnad på ca 1000 MNOK og øke overføringskapasiteten på mellomriksforbindelsene med ca 1000 MW. Enhetskostnadene blir da ca 1 MNOK/MW.

5.2 KOSTNADER LIKESTRØMS MELLOMRIKSFORBINDELSER

Ved overføring med sjøkabel mellom Norge og kontinentet må en likerette strømmen fordi det ikke er praktisk mulig å overføre vekselstrøm over så store avstander med kabel. Øvre grense for overføring med vekselstrømskabel er ca 60 km.

Kostnadene ved likestrømsoverføring består av kostnadene ved:

- Strømretteranlegg på hver side av likestrømskabelen
- Likestrømskabelen, inkl. legging og nedgraving

Selv om strømretteranleggene fordyrer likestrømsoverføringen, er likestrømsoverføring teknisk gunstig fordi bl.a. effektflyten kan styres bedre, stabilitetsforhold bedres m.v. Tekniske forhold knyttet til strømretteranlegg og likestrømskabler er beskrevet i vedlegg 1 og 2.

5.2.1 KOSTNADER STRØMRETTERANLEGG

En likestrømskabel krever strømretteranlegg på hver side. Kostnaden for slike anlegg kan deles i 4 omtrent like store deler:

- Transformatorer
- Thyristorer
- Bygningsmessig arbeid og installasjon
- Koplings- og kontrollanlegg

Oppgitte kostnadstall i forbindelse med kabel 3 til Danmark antyder at to slike anlegg koster omlag 600 millioner kroner. For Skagerrak 3 gir dette en enhetskostnad på ca 1.4 MNOK/MW. Når det gjelder anleggene ved Skagerrak 3, kan disse overbelastes kontinuerlig med 10%. Da vil en imidlertid ikke ha redundans (reserve) på kjølingen.

Optimal størrelse på strømretteranlegg er bipolare anlegg med spenning +/- 600 kV og maksimal strømstyrke på 4800 A. Begrensning i overføringsevnen for likestrømskabler gjør imidlertid at optimal størrelse i praksis vil være i størrelsesorden 500 kV/750 MW. Ut fra kostnadsanslag fra leverandører vil enhetskostnad for to strømretteranlegg, inkludert bygningstekniske arbeider, kunne komme ned i 1.0-1.1 MNOK/MW.

5.2.2 KOSTNADER LIKESTRØMSKABLER

Anleggskostnader ved Skagerrak 3 er oppgitt til 500 mill kr. Dette gir en enhetskostnad på 1.1 MNOK/MW.

På bakgrunn av publiserte tall fra Skagerrak 3 prosjektet og antakelser om mulig teknologiutvikling, er kostnadene ved mulige 500 kV kabler med overføringsevne på 750 MW til hhv. Danmark (ca 125 km) og Nederland (ca 540 km) anslått til hhv. ca 500 MNOK og 2300-2500 MNOK. Kostnadene inkluderer utlegging og nedgravning. Enhetskostnadene blir da hhv. ca 0.7 MNOK/MW og 3.2 MNOK/MW.

5.2.3 SAMMENSTILLING AV NØKKELTALL

På grunnlag av kostnadstallene og opplysninger om tap, se vedlegg, har vi satt opp et overslag av nøkkeltall:

750 MW kabel til Danmark

	2 likeretter-stasjoner	750 MW kabel	SUM
Tap	1.4 %	0.5 %	1.9 %
Anleggskostnad	1.1 MNOK/MW	0.7 MNOK/MW	1.8 MNOK/MW

750 MW kabel til Nederland

	2 likeretter-stasjoner	750 MW kabel	SUM
Tap	1.4 %	1.9 %	3.3 %
Anleggskostnad	1.1 MNOK/MW	3.2 MNOK/MW	4.3 MNOK/MW

6 KOSTNADSFORHOLD VARMEKRAFT

I debatten om norsk kraftutveksling med utlandet er det behov for å klargjøre kostnadmessige forskjeller mellom:

- * Langsiktige avtaler om kraftutveksling (fastkraft)
- * Kortsiktig kraftutveksling (tilfeldigkraft)
- * Energinøytrale utvekslingsavtaler (pumpekraft)

Ved fastkraftutveksling basert på utbygging av norsk vannkraft, er det naturlig at kostnadene for ny vannkraft, referert varmekraftlandets grense, sammenliknes ved varmekraftlandenes alternativer som er varmekraftverk med høy kapasitetsutnyttelse.

Ved kortsiktig kraftutveksling og avtaler på få år vil nok anleggskostnadene for produksjonsanlegg i større eller mindre grad måtte holdes utenfor kostnadsvurderingen.

Ved pumpekraftutveksling er det naturlig å sammenlikne kostnadene for norsk toppeffekt med varmekraftlandenes kostnader ved bruk av gassturbiner og gasskraftverk med lav brukstid.

Ved etablering av nye mellomriksforbindelser, vil de kunne være basert på utvekslingsavtaler som inneholder momenter av alle tre utvekslingskategoriene.

6.1 ENERGIKOSTNADER FASTKRAFT

Dekking av ny fastkraftproduksjon i varmekraftland kan skje til følgende kostnader¹²:

Kullkraft:	34 øre/kWh
Kjernekraft:	37 øre/kWh
Gasskraft:	27-33 øre/kWh

I følge samme rapport er gjennomsnittlig utbyggingskostnad for norsk vannkraft til sammenligning 27 øre/kWh. Kostnadene for ny varmekraft forutsetter høy kapasitetsutnyttelse av anleggene. Fastkraftkostnadene for ny varmekraft vil i utgangspunktet variere relativt lite fra land til land. Samtidig vil forskjeller mhp.:

- * Alder og teknologi i eksisterende produksjonskapasitet
- * Avkastningskrav
- * Krav til rensning av avgasser
- * Bindinger til bruk av innenlandsk brensel
- * Konsesjonsbetingelser
- * Engineeringsmessige forhold

¹² NVE-publikasjon nr. 9 1991.
Kostnader for kraftverkprosjekter pr. 01.01.1990.

likevel medføre at det både nå¹³ og i framtida¹⁴ vil kunne være kostnadsforskjeller fra land til land.

De forutsatte kostnader for varmekraft må betraktes som veiledende. Men de viser at det ikke uten videre er lønnsomt med norsk krafteksport basert på nyutbygging når en i tillegg må legge til overføringskostnader. Fastkrafteksport kan imidlertid være interessant med tanke på utnyttelse av allerede utbygd kraft. Når kostnadene til forbruker i mange varmekraftland er betydelig høyere enn i Norge, skyldes dette i stor grad avgifter.

6.2 *EFFEKTKOSTNADER VARMEKRAFT*

6.2.1 ANLEGGSKOSTNADER VARMEKRAFT

Vi har sett på gassturbiner, gasskraftverk (kombinerte anlegg), kullkraftverk og kjernekraftverk. Kostnadene er basert på NVEs rapport fra 1991.

	Anleggskostnad (MNOK/MW)
Gassturbin	2.5
Gasskraft (kombinert anlegg)	4.3
Kullkraft	7.7
Kjernekraft	14.8

Gassturbiner karakteriseres av lave kapitalkostnader og høye brenselkostnader. Den andre ytterligheten er kjernekraft, som har høye kapitalkostnader, men lave brenselkostnader.

¹³ Elektrizitätswirtschaft nr. 19/92
Wirtschaftlichkeit von Wärmekraftwerken bei Grundlaststromerzeugung.

¹⁴ UNPEDE, januar 1991. Programmes and Prospects for the Electricity Sector, 1989-1995, 2000, 2005 and 2010, Nineteenth Edition, Eurprog.

6.2.2 ANTATTE BRENSELSKOSTNADER VARMEKRAFT

Disse driftskostnadene er anslått ut fra en "lav" og en "høy" prisbane på brensel:

	Kostnad primær energibærer	Virkn. grad.	Brenselkostnad (øre/kWh)
Lav prisbane			
Lettolje	30 NOK/GJ	32%	33
Naturgass	90 Nøre/SM ³	48%	18
Kull	12 NOK/GJ	39%	11
Kjernekraft			5
Høy prisbane			
Lettolje	40 NOK/GJ	32%	44
Naturgass	120 Nøre/SM ³	48%	24
Kull	16 NOK/GJ	39%	15
Kjernekraft			5

Markedsprisen for disse brenslene kan variere betydelig, også som funksjon av innkjøpt kvantum. Dagens priser er lave sammenliknet med prisene de siste 10-15 årene.

Innføring av miljøavgifter vil kunne øke brenselkostnadene betydelig.

I følge UNIPEDÉ forventes det at brenselkostnadene i år 2000 vil ligge på et nivå som for flere land vil ligge rundt og over det som er forutsatt i høy prisbane.

6.2.3 SAMMENLIKNING MED DAGENS PRISER

De prisforutsetningene som er lagt til grunn bygger på antakelser om en mer langsiktig utvikling. I det etterfølgende sammenliknes dette med dagens priser:

OLJE

Med forutsetning om at energiinnholdet i et fat råolje er 5.72 GJ (jf NVEs energifaktahefte 1992), gir en råoljepris på 20 USD/fat og en dollarkurs på 6.0 en råoljepris på 21 NOK/GJ. Hvis det videre forutsettes at prisen på lettolje er 20% høyere og at transportkostnadene for lettolje er 3 USD/tonn¹⁵, samt at energiinnholdet i råolje er 42.3 MJ/kg, gir dette en lettoljepris på ca 27 NOK/GJ.

NATURGASS

Gjennomsnittlig pris for norsk gass i 1991 var 65 øre/SM³ referert norsk kontinental-

¹⁵ NVE prosjektrapport nr 1, del II, juni 1989. Kraftbalansen og gassproblemstillinger. Hovedrapporten for første del av prosjektet gassproblemstillinger.

sokkel (levert Emden)¹⁶. I tillegg kommer transportkostnader.

Basert på kostnadsoverslag fra prosjektet Naturgass til Østlandet¹⁷ fra 1988 har vi estimert en overføringskostnad på ca 1.3 øre/SM³ pr. 100 km rørledning ved et overført gassvolum på 8 Mrd Sm/år. Det faktum at gassrørledningene eies av monopolselskaper, gjør at den bedriftsøkonomiske overføringskostnaden kan bli vesentlig høyere. I tillegg kan det påløpe kostnader i distribusjonsledninger. Som et rundt tall er overføringskostnaden satt til 5 øre/SM³.

En gasspris på 70 øre/SM³, inkludert 5 øre/SM³ for overføring, gir en gasspris til elproduksjon som er noe lavere enn forutsatt i lav prisbane.

KULL

Verdensmarkedsprisen på kull er for tiden ca 10 NOK/GJ, altså noe lavere enn antatt i lav prisbane. Denne prisen er referert importlands havn.

OPPSUMMERING

Med utgangspunkt i dagens priser kan det argumenteres for at den valgte "lave" prisbane er en "middels" prisbane. Dette vil gi som konsekvens at varmekraftalternativene kommer noe bedre ut enn vist i kostnadssammenstillingen i kapittel 9.

¹⁶ Statistisk Sentralbyrå: Olje- og gassvirksomhet
1. kvartal 1992, Statistikk og analyse.

¹⁷ NATURGASS TIL ØSTLANDET, Oslo okt. 1988, Delrapport II (fase I).

7 TEKNISKE FORHOLD VARMEKRAFT

7.1 REGULERINGSMULIGHETER VARMEKRAFT

Ved produksjon av elektrisitet er det behov for å regulere produksjonen over året, over døgnet og innenfor den enkelte time for å tilpasse seg forbruket.

I varmekraftland foregår reguleringen ved vannkraft, pumpekraft eller varmekraft. Varmekraftverk har dårligere reguleringssegenskaper enn vannkraftverk fordi:

- Det tar lengre tid å starte opp varmekraftverk.
- Hyppige start/stopp reduserer varmekraftverkenes levetid betydelig.
- Det tar lengre tid å regulere produksjonen i varmekraftverk opp/ned.
- Regulering av produksjonen i varmekraftverk kan gi dårlig fyringsøkonomi.

7.1.1 REGULERING AV VARMEKRAFTVERK

Varmekraftverk kan reguleres over nesten hele produksjonsområdet. Det er i praksis mer komplisert å regulere produksjonen opp enn ned.

Regulering av produksjonen for anlegg som er i drift, forutsetter at brenselstilførselen kan økes/reduseres for å endre produksjonen direkte (gassturbin og kombianlegg) eller ved at lagret damp brukes.

Hurtig nedregulering kan oppnås ved at ikke alt tilgjengelig damptrykk benyttes i produksjon. Hvis denne dampen ikke tas vare på, vil dette gi dårlig fyringsøkonomi og dessuten kunne være miljømessig uakseptabel.

Hvis effektuttaket må økes, kan det skje ved å øke damptrykk og/eller dampmengde eller igangsette stående aggregater. Effektuttaket fra et varmekraftverk kan typisk reguleres med 1% pr. minutt. Dette er langt langsommere enn for vannkraftverk.

7.1.2 START/STOPP AV VARMEKRAFTVERK

Av varmekraftverk er det kun gassturbiner som kan startes opp momentant. Det tar typisk ca ett døgn å få et stående kullkraftverk i full produksjon.

I forbindelse med døgnregulering blir varmekraftverk, hvis de slås av om natten, holdt i såkalt varm beredskap.

Hyppige start og stopp av varmekraftverk, særlig gasskraftverk, reduserer anleggenes levetid betydelig.

7.1.3 RESERVE

Reserve kan betegnes etter hvor hurtig det kreves at den skal være tilgjengelig i driftsfasen¹⁸. Det skilles mellom tre typer reserve:

- Momentan reserve
- Hurtig reserve
- Langsom reserve

Roterende reserve (momentan og hurtig) er differansen mellom faktisk og maksimal produksjon på innfasede maskiner.

Mange kraftselskaper satser i utgangspunktet på egendekning av momentanreserve ved utfall av egne verk. Begrensninger i overføringsnettet og administrative forhold kan gjøre det hensiktsmessig å dekke seg opp selv med momentanreserve. Samtidig kan det være dårlig fyringsøkonomi i å sitte på reserve utover eget behov med mindre at utveksling av momentanreserve er avtalefestet.

7.2 PRAKTISK REGULERINGSSTRATEGI I VARMEKRAFTLAND

Hvordan den praktiske reguleringen foretas i de ulike varmekraftland, avhenger av produksjonssystemets sammensetning og mulighetene for oppdekning utenfra.

En strategi kan være å regulere produksjonen hurtig opp med gassturbiner og gradvis fase inn kondenskraft (kull/gasskraft). I Nederland, hvor gasskraft står for mer enn 50% av produksjonen, søker en å kjøre gasskraftverkene jevnest mulig og foreta reguleringen med gassturbiner.

En annen strategi kan være å foreta reguleringen med de innfasede varmekraftverkenes. I Danmark foregår reguleringen etter en kjøreplan, hvor også topp-effekt fra Norge inngår.

7.3 TILGJENGELIGHET TERMISK PRODUKSJONSKAPASITET

En må skille mellom begrepene tilgjengelighet og pålitelighet. Tilgjengelighet angir den forventede tid over året som produksjonsenheten er i drift. Tilgjengeligheten påvirkes av primært av hvor hyppig og hvor lenge et verk er ute for revisjon. Pålitelighet angir sannsynligheten for at verket er i drift utenom de planlagte revisjonstider.

Alle kraftverk går gjennom noen ukers revisjon hvert år. Erfaringer fra varmekraftland viser at det ofte kan være problemer med å få tillatelse til å fase inn igjen produksjon etter en revisjon. Dette skyldes sikkerhetsmessige og miljømessige forhold. Typisk

¹⁸ Effekt- og spenningsregulering av elkraftsystemer, Institutt for elkraftteknikk, NTH, januar 1985.

gjelder dette kjernekraftverk om høsten.

Tilgjengelighet og pålitelighet for likestrømsanlegg presenteres regelmessig av CIGRE¹⁹. Likestrømsanlegg synes å ha minst like god tilgjengelighet og pålitelighet som varmekraftanlegg.

7.4 NORSK TOPPEFFEKT TIL REGULERING

For varmekraftland kan norsk toppeffekt være interessant til reguleringsbruk av flere grunner:

- Mindre teknisk slitasje i egne kraftverker.
- Sparte driftskostnader.
- Mulig utsetting av nye investeringer.
- Muligheter for å fase ut eldre kraftverker som kan ha dårlig fyringsøkonomi og høye utslipp.
- Reserve for utfall av egne verk.
- Økt innslag av fornybare energikilder (f.eks. vindkraft) gir større reguleringsbehov.
- Økt innslag av kraftverker med kombinert varme- og kraftproduksjon gir færre frihetsgrader for å regulere elproduksjonen.

Forhold vedr. regulering av kraftproduksjon i varmekraftland er drøftet i bl.a. i ELSAM-Posten nr. 7/92²⁰.

Skjerpede utslippskrav har medført at ny renseteknologi må bygges inn i eldre kraftverk. Dette er betydelig dyrere enn å bygge dette direkte inn i nye verker, og påfører kraftselskapene ekstra kostnader. I enkelte land er det også knyttet strengere rensekrav til kraftverk med lang brukstid over året.

Enkelte kjernekraftverk, f.eks. i Tyskland, begynner å bli gamle. Disse er grunnlastverk, og mulig redusert tilgjengelighet fra disse kan medføre at verker som i dag brukes i regulering, i større grad må gå som grunnlastverk. Dette kan skape større etterspørsel etter reguleffekt siden varmekraftlandene da mister en del av sin egen reguleringskapasitet.

Momentanreserve for utfall av produksjonsenheter i varmekraftlandet kan også gjøre det interessant med oppdekning via kabel fra Norge. Dette vil imidlertid beslaglegge kapasitet på kabelen, og kan dermed komme i konflikt med alternative utnyttelsesmuligheter av kabelen.

¹⁹ CIGRE 1992 Session, 14-302
Survey of the reliability of HVDC systems throughout the world during 1989-1990.

²⁰ ELSAM-Posten nr. 07/92
Hvad skjer der ved en fortsat utbygning med desentral kraftvarme og vindkraft?

8 *BETALINGSVILLIGHET FOR NORSK KRAFT*

I dette kapitlet foretas en drøfting av de forhold som kan tenkes å påvirke varmekraft-landenes betalingsvillighet for ulike typer norsk kraft. Vurderingene er basert på teknisk-økonomiske forhold som vil være utgangspunkt for de kommersielle vurderinger.

En forutsetning for inngåelse av avtaler vil være at de berørte parter finner dette gunstig i forhold til alternative markeder/oppdekningalternativer.

Et sentralt begrep i så henseende er reservasjonspris. Reservasjonsprisen defineres som den høyeste prisen kjøper vil akseptere før transaksjonen blir ulønnsom i forhold til andre oppdekningalternativer. Tilsvarende har selger en reservasjonspris, som er den laveste pris som fortsatt gir lønnsomhet. For at inngåelse av avtaler skal være interessant, må det være et intervall mellom reservasjonspris for kjøper og selger. Hvordan prisen fastsettes innen dette intervallet, vil avhenge av kjøpers og selgers forhandlingssituasjon.

En må imidlertid også være klar over at forhold som:

- organisering av kraftforsyningen i de enkelte land
- politiske bindinger
- hensyn til forsyningssikkerhet

vil kunne innvirke på betalingsvilligheten for kraft.

8.1 *KOSTNADER OG BETALINGSVILLIGHET FOR FASTKRAFT*

Beregningene som det er vist til i kapittel 7, viser at gjennomsnittlige kostnader for ny vannkraft i Norge ligger på omlag 27 øre/KWh. Samtidig kan de gunstigste prosjektene, som omfatter flere TWh, bygges ut til en lavere kostnad.

Fastkraft produsert av gass, kull og kjernebrensel kan med dagens forhold bygges til kostnader som er sammenliknbare med norsk vannkraft. Når overføringskostnadene i tillegg blir minst 5-6 øre/kWh til f.eks. Nederland, er det tvilsomt om betalingsvilligheten for norsk fastkraft er stor nok til å dekke utbyggingskostnadene.

Det at prisen til forbrukere på kontinentet er høy, skyldes i stor grad avgifter mm. Relevant sammenlikningsgrunnlag er produsentenes anleggs- og driftskostnader samt kostnader ved kjøp av brensel på verdensmarkedet. Avgifter på brensel bør, i motsetning til avgifter på elektrisitet, inn i kostnadssammenlikningen.

Siden varmekraftlandene er effektdimensjonerte, har disse i utgangspunktet rikelig tilgang på energi. Ettersom anleggsinvesteringer allerede er foretatt, og dermed er "sunk-cost", vurderes ikke eksport av fastkraft fra Norge som særlig interessant. Samtidig er det fra et norsk ståsted interessant å kunne importere kraft i en

tørrårssituasjon til kostnader relatert driftsavhengige kostnader i varmekraftverk.

8.2 KOSTNADER OG BETALINGSVILLIGHET FOR TILFELDIGKRAFT

Ved utveksling av tilfeldigkraft mellom de nordiske land, har det vært vanlig å legge det såkalte midtpris-prinsippet til grunn. Bakgrunnen for denne overskuddsdelingen er forutsetning om at de enkelte land har balanse mellom produksjon og forbruk. Dette innebærer at utvekslingsprisen beregnes som gjennomsnitt av de marginale driftskostnader i de to utvekslingsområdene. I en slik betraktningssmåte blir kapital-kostnadene for produksjonsanleggene å betrakte som "sunk-cost". Med innføring av markedsbasert kraftomsetning er midt-pris prinsippet forlatt. Samtidig vil forutsetningene for at kortsiktig kraftutveksling skal være interessant fremdeles være at det er forskjeller i aktørenes driftsavhengige kostnader.

I tillegg til brenselkostnadene vil det påløpe andre variable driftskostnader i størrelsesorden noen øre/kWh.

I Nordel-systemet forventes det i år med normale forhold (tilsig, temperatur, konjunktur) at brenselkostnaden for kull er prisdannende. Så lenge tilfeldigkraftutveksling skjer etter variable driftskostnader i varmekraftverkene, vil salg av tilfeldigkraft ikke kunne forventes å gi forsvarlig inntjening av nye forbindelser.

Flere utenlandsforbindelser kan derimot åpne for et større marked for både eksport og import av tilfeldigkraft.

8.3 KOSTNADER OG BETALINGSVILLIGHET FOR TOPPEFFEKT

8.3.1 EKSPORTØRS STÅSTED

I det vannkraftdominerte norske produksjonssystemet vil det for en produsent med god reguleringsgrad være begrensede ekstrakostnader i å levere energi på dagen i forhold til lavlastperioder. Dette forutsetter at det ikke oppstår flaskehalser i produksjons- og overføringssystem.

Produsentenes interesse av å eksportere toppeffekt vil avhenge av om oppnådd pris er høy nok til å kompensere for redusert virkningsgrad ved kjøring over bestpunkt og utformingen av tariffene for overføring over forbindelsene til utlandet.

Pumpekraftavtale kan være en nødvendig forutsetning for å realisere et prosjekt. Hvis høylast antas å vare 8 timer, vil forbindelsen ved en energinøytral avtale være bundet opp i 16-17 timer.

Interessen hos effekteksportør vil primært være knyttet til fleksibel bruk av mellom-riksforbindelsen utenom døgnets høylast. Det vil derfor være ønskelig å ikke ta tilbake kraften i våtår og å importere kraft i tørrår. En 750 MW kabel som brukes til utveksling av pumpekraft 16 timer i døgnet, har teoretisk 2 TWh ledig pr. år til import/eksport. En

kan også tenke seg at ikke all kapasitet på kabelen under høylast er bundet opp til pumpekraftavtaler.

8.3.2 IMPORTØRS STÅSTED

For mulig toppeffektimportør vil kapital- og driftskostnader ved kabelforbindelse (eller annen ekstern oppdekning) måtte sammenliknes med kapital-, brensels- og driftskostnader ved planlagte egne anlegg.

Et meget sentralt spørsmål er om importert toppeffekt vil gi reduserte kapitalkostnader eller kun redusere driftskostnadene.

Ved tilbakelevering av kraften i lavlastperioden vil varmekraftprodusentens kostnader være knyttet til driftskostnader, særlig brenselkostnadene, i varmekraftverk, typisk enten fra kjernekraft eller kullkraft.

Varmekraftland som er interessert i en kontraktmessig sikring av sitt toppeffektbehov, vil i en forhandlingssituasjon kunne argumentere for å knytte anleggskostnadene til bygging av gassturbiner. De driftsavhengige kostnader søkes derimot knyttet opp til kull- eller kjernekraft.

I en inngått kontrakt mellom et tysk og et østerrisk selskap²¹ er en kWh toppeffekt verdsatt til 2-3 kWh grunnlast. På den engelske kraftbørsen lå spotmarkedsprisen til sammenlikning ca 50% høyere under døgnetts maksimallast sommeren 1992 enn under døgnetts lavlast²².

²¹ Power in Europe, September 25 1992 133/20

²² Power in Europe, July 17. 1992 128/11.

9 KOSTNADSSAMMENSTILLINGER

9.1 FORUTSETNINGER

Følgende forutsetninger er lagt til grunn for beregningene:

- Det er forutsatt samfunnsøkonomiske kriterier med 7% kalkulasjonsrente. Levetid for produksjonskapasitet og vekselstrømsoverføringer er satt til 40 år og for de øvrige komponenter 25 år.
- Drifts- og vedlikeholdskostnader er inkludert.
- Tapskostnader i det norske overføringssystemet forutsettes innbakt i tilbakeleveringsbetingelsene. Disse drøftes i sammenlikningen mellom varmekraftlandenes oppdekningskostnader.
- Evt. interne nettførsterkninger i utlandet er ikke tatt med.
- Kostnadsoverslagene er usikre og må kun forstås som en indikasjon på nivåer.
- Økte kostnader i det norske overføringssystemet ved utveksling mot Sverige er tilnærmet uavhengig av utveksling via likestrømsforbindelse sørover fra Sør-Norge. Ved økt utveksling samtidig mot f.eks. Danmark og Nederland vil disse gjensidig påvirke overføringskostnadene.
- Varmekraftlandenes energikostnadene ved tilbakelevering av energi i lavlast er satt til 110% av brenselkostnadene ved kullkraft.

Ved drøfting av kostnader i det norske kraftsystemet ved utveksling av regulereffekt, er det hensiktsmessig å ta utgangspunkt i nivåer av innenlandsk forbruk, gitt eksisterende system, framfor å se isolert på et bestemt utvekslingskvantum. Dette fordi en økning av innenlandsk forbruk kan medføre kapasitetsbegrensninger i det innenlandske produksjons- og overføringssystemet.

9.2 TOTALE ANLEGGSKOSTNADER VED NYE MELLOMRIKSFORBINDELSER

Det er naturlig å se på kostnadene ved 4 nivåer av innenlandsk forbruk. Kostnadene for økt kapasitet på selve mellomriksforbindelsene forutsettes å være uavhengig av den innenlandske belastningen. Anslagene bygger på de vurderinger som er presentert i kapittel 3, 4 og 5.

- A Opp til en belastning på ca 22-23000 MW (referert kraftstasjons vegg, tilsvarende ca 21-22000 MW ref. en gang nedtransformert sentralnettet) vil det ikke være teoretiske kapasitetsbegrensninger i produksjons- eller overføringssystem. (Lokale flaskehalsen i overføringsnettet kan inntreffe).
- B Fra ca 22-23000 MW vil begrensninger i overføringssystemet inntreffe. Hvis disse flaskehalsene elimineres, finnes ledig kapasitet i produksjonssystemet opp til ca 24000 MW.
- C Fra ca 24000 MW må ny produksjonskapasitet bygges ut. I første omgang er det forutsatt at billig kapasitet tillates bygget ut. Større tiltak i nettet må også

etableres

D Fra ca 26000 MW må dyrere effekt bygges ut.

De totale anleggskostnadene for effekt i det norske kraftsystemet og mellomriksforbindelsene er interessante for sammenlikning med anleggskostnadene for ulike oppdekningsalternativer med varmekraft, jf pkt. 6.2.1. Anleggskostnadene for effekt er vist tabellarisk og grafisk i det etterfølgende.

9.2.1 TABELLARISK PRESENTASJON ANLEGGSKOSTNADER EFFEKT

A Innenlandsk belastning opp til ca 22-23000 MW (ref. kraftstasjon)	Uttekslinskostnad (MNOK/MW)		
	Sverige	Danmark	Nederland
Produksjonssystem	0.0	0.0	0.0
Overføringssystem	0.0	0.0	0.0
Mellomriksforbindelser	1.0	1.8	4.3
Sum	1.0	1.8	4.3

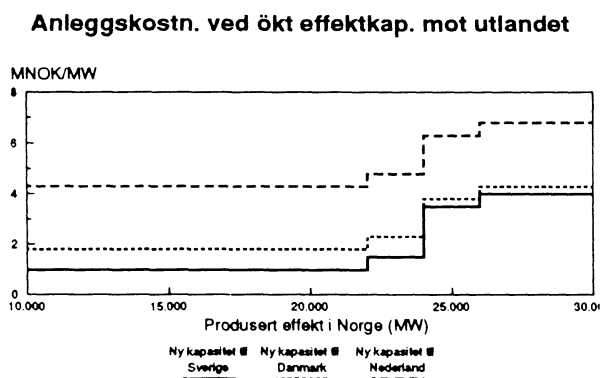
B Innenlandsk belastning fra ca 23000 - 24000 MW (ref. kraftstasjon)	Uttekslinskostnad (MNOK/MW)		
	Sverige	Danmark	Nederland
Produksjonssystem	0.0	0.0	0.0
Overføringssystem	0.6	0.5	0.5
Mellomriksforbindelser	1.0	1.8	4.3
Sum	1.6	2.3	4.8

C Innenlandsk belastning fra ca 24000 - 26000 MW (ref. kraftstasjon)	Uttekslinskostnad (MNOK/MW)		
	Sverige	Danmark	Nederland
Produksjonssystem	1.5	1.5	1.5
Overføringssystem	1.0	0.5	0.5
Mellomriksforbindelser	1.0	1.8	4.3
Sum	3.5	3.8	6.3

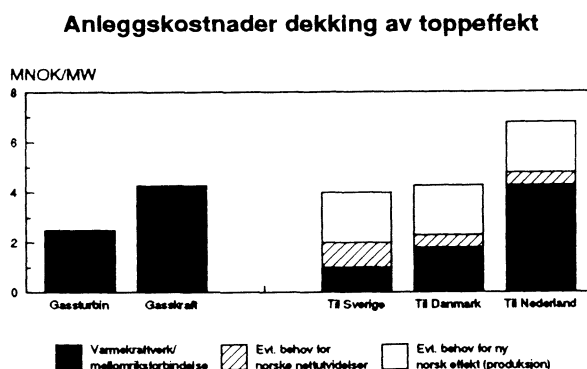
D Innenlandsk belastning over ca 26000 MW (ref. kraftstasjon)	Uttekslingskostnad (MNOK/MW)		
	Sverige	Danmark	Nederland
Produksjonssystem	2.0	2.0	2.0
Overføringssystem	1.0	0.5	0.5
Mellomriksforbindelser	1.0	1.8	4.3
Sum	4.0	4.3	6.8

9.3 KOSTNADSSAMMENLIKNING VED ULIKE OPPDEKNINGSALTERNATIVER

Etterfølgende figurer indikerer grensekostnad for effekt ved mulige nye mellomriksforbindelser som funksjon av innenlands produksjon og sammenlikner disse med varmekraftlandenes alternative anleggskostnader for dekking av maksimallasten.



Figur 6



Figur 7

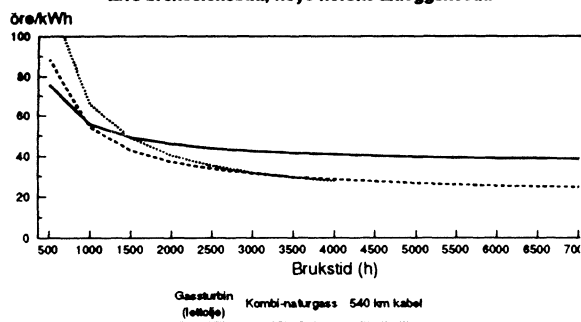
Figur 6 viser anleggskostnader for effekt ved etablering av nye mellomriksforbindelser til hhv. Sverige, Danmark og Nederland som funksjon av produsert effekt i Norge. Figur 7 viser antatt maksimalt kostnadsnivå ved evt. nødvendige tiltak i produksjons- og overføringssystem og sammenlikner total kostnadene med varmekraftlandenes rimeligste termiske oppdekningsalternativer.

For å sammenlikne effektkostnadene ved norsk utveksling av reguleffekt med varmekraftlandenes øvrige oppdekningsalternativer, må en i tillegg til anleggskostnadene også se på byggetidsrenter, brenselskostnader og andre drifts- og vedlikeholds-kostnader.

Vi har sammenliknet produksjonskostnadene for reguler-effekt for 3 ulike oppdek-ningsalternativer:

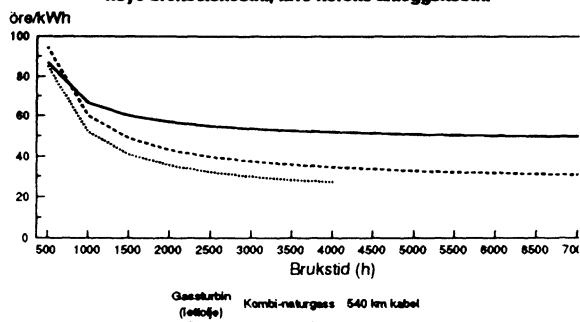
- Gassturbin fyr med lettölje
- Gasskraftverk (kombi-naturgass)
- 540 km lang likestrømskabel

Kostnad reguler-effekt som funksjon av brukstid
lave brænselskostn., høye norske anleggskostn.



Figur 8

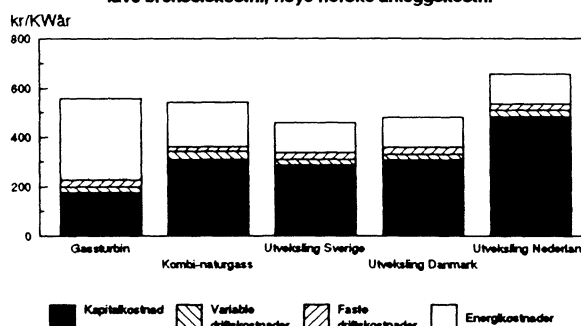
Kostnad reguler-effekt som funksjon av brukstid
høye brænselskostn., lave norske anleggskostn.



Figur 9

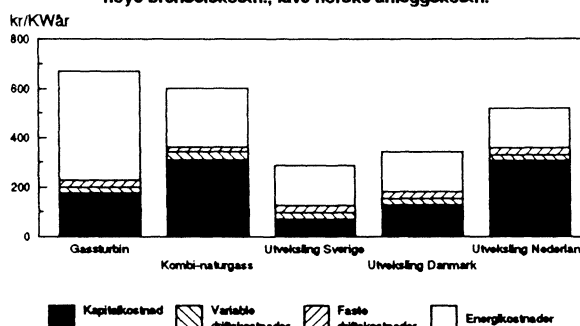
Figurene viser produksjonskostnader for reguler-effekt i öre/kWh for to ytterpunkter. Figur 8 viser et alternativ med lave brænselskostnader og høye anleggskostnader i det norske kraftsystemet. I figur 9 forutsettes høye brænselskostnader og lave kostnader i det norske kraftsystemet.

Kostnadssammensetning, 1000 h brukstid
lave brænselskostn., høye norske anleggskostn.



Figur 10

Kostnadssammensetning, 1000 h brukstid
høye brænselskostn., lave norske anleggskostn.



Figur 11

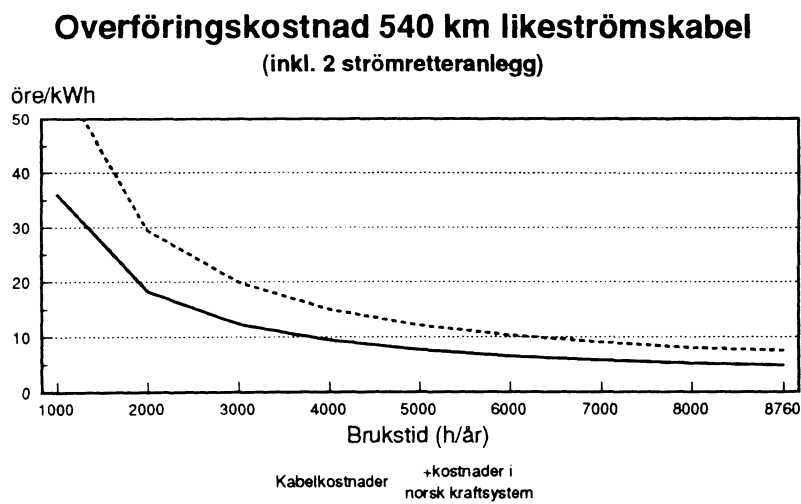
Figur 10 og 11 viser produksjonskostnader for reguleffekt uttrykt i kr/kWår ved brukstid 1000 h/år og sammensetning av ulike kostnadsledd. Det er lagt til grunn de samme kostnadsforutsetninger som for figur 8 og 9.

Med de forutsetninger som er lagt til grunn, synes norsk reguleffekt å kunne være konkurransedyktig, selv ved relativt lave brenselkostnader. Vannkraftbasert toppeffekt kommer gunstigere ut ved økende brukstid. Hvis en i tillegg tar hensyn til start-/stoppkostnader, forsterkes lønnsomheten av vannkraftbasert toppeffekt ytterligere.

Ved korte avstander (f.eks. til Sverige og Danmark) kan anleggskostnadene ved vannbasert reguleffekt være lavere enn for varmekraftalternativer. For lengre sjøkabeloverføringer (f.eks. til Nederland og Tyskland) kan anleggskostnadene bli høyere enn oppdekningssalternativene med varmekraft. Lønnsomhet ved eksport av toppeffekt vil da være avhengig av brenselkostnadene.

9.3 OVERFØRINGSKOSTNADER LIKESTRØMSKABEL

Ved eksport av fastkraft, f.eks. til Nederland eller Tyskland, er det interessant å få estimert overføringskostnadene i øre/KWh:



Figur 12

Figur 12 viser overføringskostnad for energi på likeströmskabel til f.eks. Nederland som funksjon av brukstid (utnyttelsesgrad) på kabelen. Den stiplede linjen inkluderer tillegg for maksimale effektrelaterte kostnader i det norske produksjons- og overføringssystemet.

Med de forutsetninger som er lagt til grunn, kan overføringskostnaden på selve kabelen, inkl. strömmetteranleggene, kunne komme ned mot ca 5 øre/kWh ved høy utnyttelse av kabelen. I tillegg kan det påløpe kostnader i det innenlandske kraftsystemet på noen øre/kWh. Hvis finansieringen av en ny mellomriksforbindelse knyttes opp til en pumpekraftavtale, vil (marginale) overføringskostnader for netto utveksling av mindre kvanta av energi bli lave.

10 DISKUSJON OG KONKLUSJON

En sammenstilling av kostnadene viser at det kan være økonomisk interessant for norske produsenter å selge topp effekt. Samtidig er det beheftet usikkerheter ved flere av de forhold som er drøftet. Usikkerhet vedrørende gjennomførbarhet av pumpekraft-avtaler er særlig knyttet til:

- * Effektbalansens utvikling i Norge
- * Gjennomførbarhet av prosjekter i det norske produksjons- og overførings-systemet
- * Institusjonelle rammebetingelser for kraftutveksling

Usikkerhet vedrørende kommersiell interesse for topp effekt er knyttet til:

- * Faktiske anleggskostnader
- * Prisutvikling og mulige avgifter på fossilt brensel
- * Mulig teknologiutvikling som f.eks. brenselceller

Det er usikkerhet knyttet til effektbalansens utvikling. Netteiernes ønske om bedre kapasitetsutnyttelse av eksisterende anlegg i regional- og distribusjonsnettet, kan bidra til at kontraktsfestet maksimallast reduseres. Behovet for investeringer for å øke potensialet for utveksling av regulereffekt vil i første omgang komme i sentralnettet. Konsesjonssøkte overføringsanlegg kan ha en relativ lav konfliktgrad så lenge det er snakk om opprustning av eksisterende overføringsanlegg som ikke vil kreve nye traséer. Gjennomførbarheten av nødvendige prosjekter i produksjonssystemet antas å være relativ enkel så lenge det i produksjonssystemet er snakk om tiltak som kun krever elektrisk konsesjon eller det er snakk om marginale effektutvidelser for prosjekter som realiseres for å opprettholde innenlandsk kraftoppdekning. Vi har ikke foretatt spesielle vurderinger av institusjonelle rammebetingelser for internasjonal kraftutveksling, men påpeker at at f.eks. hensyn til forsyningssikkerhet kan gi andre prioriteringer enn rent kommersielle betraktninger.

De forutsatte anleggskostnader bygger til en viss grad på erfaringstall og vurderes til å være relativt sikre på dagens stadium. Prisutviklingen på fossilt brensel og mulige teknologiforbedringer kan endre produksjonskostnadene for varmekraft. Dette er vurderinger som kommersielle aktører på egen hånd må vurdere.

Med de forutsetninger som er lagt til grunn, konkluderer rapporten med følgende:

- Det er for tiden ledig kapasitet i det norske produksjonssystemet for utveksling av regulereffekt. Behovet for investeringer vil i først melde seg i overførings-systemet.
- Oppnåelig pris for eksport av tilfeldigkraft vil naturlig knyttes opp til driftsavhengige kostnader i kull- og kjernekraftverk.

- Varmekraftlandene vil kunne produsere energi til en kostnad som er på nivå med gjennomsnittlige kostnader for ny norsk vannkraft.
- Oppnåelig pris for fastkraft og topp effekt vil avhenge av om varmekraftlandene kun vil spare driftskostnader eller også kan spare investeringskostnader.
- Enhetskostnaden for en likestrømskabel til Danmark er lavere enn enhetskostnaden for gassturbiner.
- Enhetskostnaden for en likestrømskabel til f.eks. Nederland er sammenliknbare med enhetskostnaden for gasskraftverk.
- Det kan være mer lønnsomt å dekke reguler effektbehovet i f.eks. Nederland via likestrømskabel enn ved å bygge gassturbiner eller gasskraftverk. Dette gjelder også om en må foreta utbygginger i det norske kraftsystemet.
- Overføringskostnaden på en 750 MW 500 km lang likestrømskabel kan ved full kapasitetsutnyttelse komme ned i ca 5 øre/kWh.

VEDLEGG 1

TEKNISKE FORHOLD STRØMRETTERANLEGG

TEKNOLOGISK STATUS OG UTVIKLING

De teknologiske begrensningene ved likestrømsforbindelser i sjø ligger hovedsaklig på kabelsiden. Strømretteranlegg for likestrøms luftledningsoverføringer er i dag i bruk ved effekter som overstiger det som i nær framtid synes aktuelt for overføring på likestrømskabel.

TAPSFORHOLD

Mens tapene i hvert strømretteranlegg på de to første Skagerakforbindelsene er 1.4%, har teknologiutvikling redusert tapene i nye anlegg til ca 0.7% pr. stasjon. Tapene øker tilnærmet kvadratisk med belastningen.

TILGJENGELIGHET

Moderne strømretteranlegg har en tilgjengelighet på over 99%. For kabel nr. 3 til Danmark, har leverandøren garantert en tilgjengelighet på 98.8%.

ANDRE FORHOLD

Strømretteranlegg genererer overharmoniske strømmer i nettet. Dette kan bl.a. gi telefonstøy samt virke negativt inn på leveringskvaliteten. Det er derfor nødvendig å installere filter som fjerner de overharmoniske strømmene.

Strømretteranlegg forbruker reaktiv effekt. I enkelte driftssituasjoner kan dette gi lave spenninger og dermed utløse behov for fasekompenseringsanlegg.

VEDLEGG 2

TEKNISKE FORHOLD LIKESTRØMSKABLER

SPENNINGSFORHOLD

400 kV er i dag et etablert spenningsnivå for likestrøms sjøkabler og er bl.a. benyttet på Fennoskankabelen over Bottenviken. Vanskeligere bunnforhold medførte at en valgte 350 kV på den nyeste Skagerrakforbindelsen.

Det er fra leverandørhold antydnet at 500 kV burde være mulig ved en framtidig kabel til f.eks. Nederland. Avstanden til Tyskland og Skottland er forøvrig i samme størrelsesorden (ca 500 km).

STRØMSTYRKE

På Skagerrak 3 er det forutsatt en maksimal overføringskapasitet på 440 MW, tilsvarende en strømstyrke på ca 1260 A og et kabeltverrsnitt på 1400 mm².

Ved evt. kabel til Nederland eller andre land kan det være aktuelt å øke dette tverrsnittet til 1600 mm². Maksimal effekt vil da kunne bli ca 750 MW, tilsvarende en strømstyrke på 1450 A. Et tverrsnitt på 2000 mm² kan også være realistisk på noe sikt.

TAPSFORHOLD

Etter opplysninger fra produsent vil tapene ved en ca 500 km lang kabel til kontinentet eller Storbritannia kunne ligge mellom 1.7-2.5%. Det laveste anslaget forutsetter en viss teknologiutvikling.

Tilsvarende tapstall ved kabel til Danmark vil ligge mellom 0.4-0.6%.

TILGJENGELIGHET

På kablene til Danmark har det til nå (15 år) ikke vært elektrisk feil. De 5 feil som har vært på kabelen skyldes trål og anker. Slike feil kan en i stor grad beskytte seg mot ved å grave kablene ned.

Det finnes teknologi for å grave ned kabler 0.5 m under sjøbunnen helt ned til 500 m havdyp. Dette vil øke anleggskostnadene. Kostnadene ved nedgraving tilsvarer kostnadene ved legging av kabel. Drifts- og vedlikeholdskostnader for en 500 km lang sjøkabel kan anslås til kapitalisert å utgjøre 5% av investeringkostnadene. Det er da forutsatt en levetid 25 år og at ingen skader på kablene inntreffer. Sistnevne er realistisk hvis kablene graves ned.

Reparasjon av feil tar 1-2 uker og er dessuten avhengig av værforhold. Siste feil tok pga. dårlig vær 1 mnd å reparere.

Aldringen på kabler er meget lav, forutsatt at terskelverdier ikke overskrides. I dag ligger en nært opp til disse terskelverdiene på Skagerakforbindelsene, og det synes derfor ikke forsvarlig å presse overføringen i perioder med høye utvekslingspriser.

LEGGING AV KABEL

Meteorologiske forhold gjør at kabler må legges på sommerstid. Men "sesongen" har økt i forhold til tidligere pga. bedre teknologi og mer erfaring.

Selve ilandføringen av kabler er en av de kritiske fasene ved operasjonen. På grunt vann kan ikke skipet Skagerrak brukes, her må en benytte lektere.

Kabeltraseer til andre europeiske land er stort sett grunnere enn 50 m (bortsett fra Norskerenna), og dette må det tas tilstrekkelige hensyn til.

Aktuelle momenter ved legging av kabel er:

- Ilandføringssted
- Kortest mulig lengde
- Sjøbunn (sandvandring mm.)
- Risiko ytre skader
- Sjødybde
- Operasjonsmuligheter kabelskip (> 6-7 m havdyp)
- Miljøhensyn
- Kryssing av 3. lands territorialfarvann (ulike lover og regler i de enkelte land)
- Kryssing av olje- og gassrør.

I 1992 ER FØLGENDE PUBLIKASJONER UTGITT:

- Nr 1 Opprusting og utvidelse av vannkraftverk. Seminar om småkraftverk Olavsgård, 29. jan. 1992. (95 s.)
- Nr 2 Gry Berg og Per Einar Faugli (red.): FoU-prosjekter i Orkla. Oppsummerende prosjektmøte. (349 s.)
- Nr 3 Hallgeir Elvehøy og Nils Haakensen (red.): Glasiologiske undersøkelser i Norge 1990 og 1991. (103 s.)
- Nr 4 John Cock: Pris på elektrisk kraft til husholdninger 1992. (7 s.)
- Nr 5 Opprustning og utvidelse av vannkraft. Nr 18. Mælafoss og Skulbørstadfoss kraftverker, Nord-Trøndelag. (15 s.)
- Nr 6 Ollianne Eikenæs og Per Einar Faugli (red.): Etterundersøkellesprogrammet - statusrapport 1991. (71 s.)
- Nr 7 Jon Arne Eie, Per Einar Faugli og Odd E. Sjulsen: Type og referansevassdrag
- Nr 8 Opprusting og utvidelse av vannkraftverk. Erfaringer fra gjennomførte prosjekter, nr 19 Aurland I kraftverk, Sogn og Fjordane. (27 s.)
- Nr 9 Opprusting og utvidelse av vannkraftverk. Erfaringer fra gjennomførte prosjekter, nr 20 Vamma kraftverk, Østfold. (35 s.)
- Nr 10 Anders Korvald og Torodd Jensen, NVE/Ødegård & Grøner: Vannkraftpotensialet relatert til kostnaden for vindkraftverk. Grunnlag: ressurskartlegging i Vesterålen. (122 s.)
- Nr 11 Opprusting og utvidelse av vannkraftverk. Erfaringer fra gjennomførte prosjekter, nr 21 Nedre Nea kraftverk, Sør-Trøndelag. (30 s.)
- Nr 12 Utgår
- Nr 13 Opprusting og utvidelse av vannkraftverk. Utnyttelse av minstevannføring til kraftproduksjon i Sira-Kvina. (19 s.)
- Nr 14 Opprusting og utvidelse av vannkraftverk. Erfaringer fra effektutvidelse ved Tronstad kraftverk. (22 s.)
- Nr 15 Opprusting og utvidelse av vannkraftverk. Beslutningsprosessen - en veiledning. (48 s.)
- Nr 16 Konesjonskraft. (59 s.)
- Nr 17 Tron Laumann : Simulering av breers massebalanse. (16 s.)
- Nr 18 Opprusting og utvidelse av vannkraftverk. Utnyttelse av minstevannføring til kraftproduksjon. Sluttrapport. (15 s.)
- Nr 19 Opprusting og utvidelse av vannkraftverk. Kraftverkene i nedre deler av Drammensvassdraget. O/U-planer 1980-92. (27 s.)
- Nr 20 Steinar Pettersen og Ollianne Eikenæs: Differensiert forvaltning av vernede vassdrag. (18 s.)
- Nr 21 Opprusting og utvidelse av vannkraftverk. Levetid og restlevetid. (42 s.)
- Nr 22 John E. Brittain og Jon Arne Eie (red.): Biotopjusteringsprogrammet - status 1991. (47 s.)

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

Adresse: Postboks 5091 Majorstua, 0301 Oslo 3

I 1992 ER FØLGENDE PUBLIKASJONER UTGITT:

- Nr 23 Erling Solberg; Vindkraft. En generell presentasjon av vindkraft og det norske vindkraftprogrammet.(16 s.)
- Nr 24 Ollianne Eikenæs og Per Einar Faugli (red.): Vassdragsdriftsprogrammet - statusrapport 1991. (66 s.)
- Nr 25 Håkon Egeland (red.): Veileder for regional kraftsystemplanlegging. Rammer for regional kraftsystemplanlegging. Kraftsystemplanen. Organisering av planarbeidet. (14 s.)
- Nr 26 Haavard Østhagen: Prosjekt gjengroing av vassdrag. Sluttrapport. (23 s.)
- Nr 27 Asle Selfors (red.): Kvantifisering av miljøulemper ved ulike energiteknologier. (60 s.)
- Nr 28 Inge Harald Vognild: Effektutveksling med utlandet. (31 s.)