



NORGES VASSDRAGS- OG ELEKTRISITETSVESEN

NORGES ENERGIFORSYNING

**Uttalelse til Olje- og energidepartementet 1. november 1979
som trykt vedlegg til Energimelding**

**Uttalelse
fra
Norges vassdrags- og elektrisitetsvesen
til
Olje- og energidepartementet
om
Norges energiforsyning**

Avgitt 1. november 1979

Vedlegg 1. – Uttalelse fra NVE til Olje- og energidepartementet om Norges energiforsyning
Med særskilt paginering

Innhold

	Side		Side
1. Innledning, definisjoner og forklaringer	2	5.2 Kortsiktige fluktuasjoner i forbruket	29
1.1 Innledning	2	5.3 Kraftdisponeringen	29
1.2 Energiflyt i et samfunn	2	5.4 Beslutningsgrunnlag for kraftutbyggingen og omfanget av planleggingen	30
1.3 Måleenheter	4	5.5 Nødvendig krafttilgang	30
1.4 Definisjoner	4	5.5.1 Alminnelig forsyning	30
2. Utvikling av produksjon og forbruk til og med 1978	5	5.5.2 Kraftintensiv industri	33
		5.5.3 Nødvendig fastkrafttilgang totalt	33
4. Energiressurser, kostnader og miljøvirkninger	9	5.6 Planlegging av fastkrafttilgangen på lengre sikt	33
3.1 Kalkulasjonsrenten	9	5.7 Elektrisitetsverkenes prognoser og fylkesprognoser	34
3.2 Vannkraft	10	6. Mulige utviklingslinjer for forsynings-systemet fremover	34
3.2.1 Økonomisk nyttbar vannkraft	10	6.1 Sikkerhet i energiforsyningen	34
3.2.2 Miljøvirkninger	13	6.2 Klarlagt tilgang på ny vannkraft	35
3.2.3 Distriktsvirkninger	14	6.3 Samkjøring og tilskudd av varmekraft	36
3.3 Fossilfyrte kraftverk	15	6.4 Kraftvarmeverk, varmesentraler, mottryksaggregater	38
3.3.1 Ressurser og reserver	15	6.5 Nettsystemet	39
3.3.2 Kostnader	16	6.5.1 Nettets oppgaver	39
3.3.3 Miljøvirkninger	17	6.5.2 Forskjellige nettnivåer	40
3.3.4 Distriktsvirkninger	17	6.5.3 De fremtidige kraftutbyggingers virkning på krafttransportbehovene	40
3.4 Kjernekraftverk	18	6.5.4 Kostnader og miljøvirkninger	40
3.4.1 Brenselsreserver	18	6.5.5 Energitapene i nettsystemet	41
3.4.2 Kostnader	18	6.6 Kraftforsyningsens samspill med andre energibærere	41
3.4.3 Miljøvirkninger	18	6.6.1 Tilgang og forbruk	41
3.4.4 «Kjernekraftutvalget»s innstilling	18	6.6.2 Tilpassing mellom tilgang og forbruk	42
3.4.5 Andre forhold	19	6.6.3 Ukonvensjonelle energiformer	44
3.5 Andre energiressurser og kilder	19	6.7 Alternative strategier for videre utbygging av kraftforsyningen	44
3.6 Globalt fremtidsperspektiv	20	6.7.1 Utvikling mot mer bruk av fornybare energikilder	44
4. Forbruksutvikling	21	6.7.2 Utvikling mot mer bruk av lagerressurser	45
4.1 Hva er prognose	21	6.7.3 Utvikling mot økt selvforsyning i Norge	45
4.2 Hvilke forbrukssektorer det lages elektrisitetsprognoser for	22	6.7.4 Utvikling med hovedvekt på vern av vassdrag	45
4.3 Elektrisitetsdirektoratets arbeid med analyse av forbruksutviklingen	22	6.8 Oppgavefordeling, organisasjon, personellbehov i energisektoren	45
4.4 Hva Elektrisitetsdirektoratets prognoser og analyser brukes til	22	6.8.1 Elektrisitetssektoren	45
4.5 Tidligere prognoser	23	6.8.1.1 Oppgavefordeling i elektrisitetssektoren	45
4.6 Forutsetningene om utviklingen av de samfunnsaktiviteter som krever energi og elektrisitet	23	6.8.1.2 Elektrisitetsforsyningsens organisasjon	46
4.7 Beregningseksempler	25	6.8.1.3 Elektrisitetsforsyningsens personellbehov	47
4.8 Drøfting av inngangsdata	26	6.8.2 Den totale energisektor	47
4.8.1 Forholdstallene i beregningsmodellen, endring i forbruksvaner	26		
4.8.2 Pris- og inntektselastisiteter	26		
4.8.3 Forutsetningene om økonomisk utvikling	27		
4.8.4 Utviklingen av elektrisitetsprisene	27		
5. Tilrettelegging av krafttilgangen	28		
5.1 Grunnlaget	28		

	Side
6.8.2.1 Oppgaver innen den totale energi- sektor	47
6.8.2.2 Forbrukssystemet	48
6.8.2.3 Forsyningssystemet	48
6.8.2.4 Koordinerende organ	48
7. Grunnlag for handlingsprogram	50
7.1 Totale avveininger m.h.t. økono- miske og andre kostnader	50
7.2 Kraftproduksjonssystemets sammen- setning	51
7.3 Investeringsbehov, økonomi, finan- siering	53
7.4 Fleksibelt kraftsalg, gjenkjøp av kraft	54
7.5 Priser og kostnader	55
7.5.1 Prinsipper for prisfastsettelse	55
7.5.2 Alminnelig forsyning	56
7.5.3 Kraftintensiv industri	59
7.5.4 Avgifter	59
7.5.4.1 Merverdiavgift	59
7.5.4.2 Investeringsavgift	59
7.5.4.3 Elektrisitetsavgift	60
7.5.4.4 Spørsmål om prisregulering gjennom avgifter	60
7.5.4.5 Spørsmål om miljøavgift på elektrisk energi	60
7.5.4.6 Dokumentavgift og stempelavgift	60
7.5.4.7 Konesjonsavgifter	61
7.5.4.8 Generelt om avgifter	61
7.6 Energiøkonomisering	61

	Side
7.7 Styring av energiforbruket, sparing og rasjonering, bestillingsfrister	61
8. Hovedstyrets tilrådinger	63
8.1 Generelt	63
8.2 Ressursvurderinger	63
8.2.1 Vannkraften	63
8.2.2 Nye energikilder	63
8.2.3 Kjernekraft	64
8.3 Energipolitiske retningslinjer	64
8.4 Avgifter	64
8.5 Priser og tariffer	65
8.5.1 Priser og kostnader	65
8.5.2 Tariffer	65
8.6 Finansiering av elektrisitetsutbyg- gingen	66
8.7 Fleksibel tilpassing mellom tilgang og forbruk	67
8.8 Energiøkonomisering	67
8.9 Rasjonering	67
8.10 Ordning av energiforsyningen	68
8.11 Lokal og sentral energiplanlegging ...	68
8.12 Forbruksutvikling	69
8.13 Utbyggingsprogram frem til 1995	70
8.14 Kjøp av varmekraft i tørrår og i kalde vintre	71
8.15 Omfang av planlegging og forbe- redelser	71
8.16 Beredskap	72
8.17 Informasjon	72
Stikkordregister	73

Vedlegg**Uttalelse fra Norges vassdrags- og elektrisitetsvesen til Olje- og energidepartementet om Norges energiforsyning avgitt 1. november 1979.****1. Innledning, definisjoner og forklaringer.****1.1 INNLEDNING**

I mange år etter krigen var det bred enighet om målene for energipolitikken. Den har hele tiden gått ut på å utvikle et elektrisitetforsyningssystem som er «best mulig» tilpasset det samfunn det skal tjene. Med tiden forandres oppfatningene av hva som er best mulig. Dermed blir det forskjellige løsninger til forskjellige tider.

Etter hvert er det fremkommet mer ulike syn på den videre samfunnsutvikling bl. a. når det gjelder økonomisk veksttakt og næringsstruktur.

Det er også fremkommet ulike syn på sammenhengen mellom nødvendig energitilgang og muligheten for å realisere de mål det ellers er enighet om.

Endelig har det i lengre tid vært ansett nødvendig å utforme energipolitikken også ut fra andre hensyn enn kun det å fremskaffe de ønskede energikvanta. Slike hensyn er naturvern, miljøvern, en langsiktig ressursforvaltning nasjonalt og globalt, en balansert distriktsutvikling, beredskapsmessig sikring av landets energiforsyning m. v.

Slike hensyn har ledet til vern av en rekke vassdrag mot kraftutbygging og begrensning av de prosjekter det gis konsesjon for, til motstand mot prosjektering og bygging av varmekraftverk, til tilsvarende motstand mot kraftledninger, til utsettelse med planlegging og bygging av kjernekraftverk, til begrensning av produksjonstakt og leteaktivitet i Nordsjøen og til økende interesse for ukonvensjonelle energikilder.

Denne utvikling har også ført til at planlegging av nye prosjekter nå i regelen utføres og presenteres i flere alternativer. Konsekvensene for et bredt spektrum av fagområder og interesser utredes, og mange instanser konsulteres under planleggingen.

NVE gir i denne uttalelsen først en oversikt over utviklingen av landets elektrisitetforsyning og øvrige energitilgang fram til og med 1978.

De energiresurser som står til landets disposisjon på kortere og lengre sikt, er beskrevet, likeså deres kostnads- og miljømessige

egenskaper. De kostnader som refereres, er hovedsakelig kostnader forbundet med utnyttelse av vedkommende ressurs til elektrisitetsproduksjon. Med mindre annet er presisert, refererer alle priser og kostnader seg til prisenivået pr. januar 1978.

Nye prognoser for landets krafttettersspørsel fram til år 2000 er utarbeidet, og det er redegjort for de forutsetninger prognosene bygger på.

Endelig er det skissert et grunnlag for handlingsprogram for dekning av krafttettersspørselen utover mot 1990 og videre mot år 2000, idet både utbyggingstiltak og ulike økonomiske, tekniske og institusjonelle tiltak for bedre energiutnyttelse er vurdert.

I et avsluttende kapittel har Hovedstyret gitt sine tilrådinger.

Intensjonen med denne uttalelse er for øvrig mer å bidra med et underlag for fastlegging av landets fremtidige energipolitikk enn bare å søke å tallfeste en forbruksutvikling og å foreslå konkrete utbyggingsprosjekter. Det fremtidige kraftproduksjonssystemets sammensetning må vurderes i forbindelse med hvert enkelt større utbyggingsprosjekt, i lys av situasjonen på de tidspunkt slike vedtak skal fattes.

Denne uttalelse er søkt utformet som et mest mulig selvstendig dokument. Den bør likevel sees i sammenheng med andre uttalelser og innstillinger avgitt av NVE i de senere år, spesielt i forbindelse med elektrisitetforsyningens og NVE's organisasjonsforhold, om energiøkonomisering, om verneplan for vassdrag, om priser og leveringsvilkår for statskraft, om de årlige budsjetter m. v.

Denne uttalelse bygger på et omfattende materiale som er samlet og behandlet i NVE.

1.2 ENERGIFLYT I ET SAMFUNN

Som grunnlag for den videre presentasjon er i fig. 1 vist en illustrasjon av norsk energistatistikk for 1977. Her fremgår hovedtrekkene i energiflytet i Norge fra produksjon og import, via flere omvandlinger før energien til slutt kommer forbrukeren til gode.

Fig 1 : ILLUSTRASJON AV NORSK ENERGISTATISTIKK 1977.

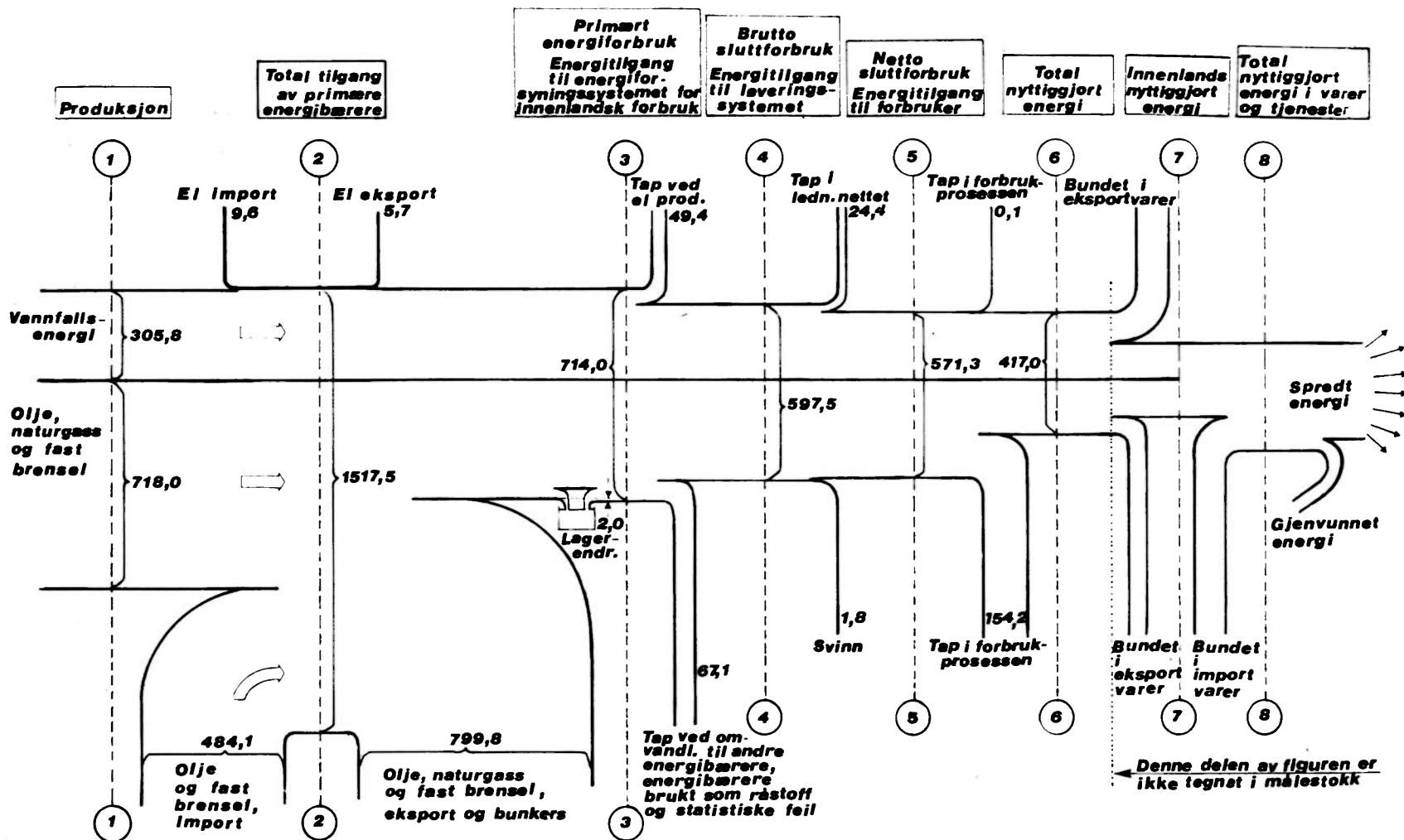


Fig. 1: Illustrasjon av norsk energistatistikk 1977.
 Alle tall i PJ (10¹⁵ J)
 (A. Vinjars energiflytdiagram)

Vedlegg

Norges framtidige energibruk og -produksjon

Landets samlede produksjon av energibærere, dvs. energiinnholdet i egenprodusert brensel og stillingsenergien av det vanntilsi- get som blir fanget opp i våre magasiner, eksklusiv flomtap, er illustrert i snitt 1. Sammen med import av fossilt brennstoff (olje, kull, gass) og elektrisitet gir dette «innen- landsk tilgang» av energi i snitt 2. Når eks- port av elektrisitet og brensel trekkes fra, fås «primært energiforbruk» i snitt 3, som uttrykker energiinnholdet i de energibærere som anvendes innenlands. Før energibærerne leveres til sluttforbruk blir en del av dem om- vandlet (f. eks. fra kull til koks, råolje til raf- finert olje eller fra vannfallsenergi til elektri- sitet), og under denne omvandlingsprosessen kan det oppstå betydelige tap (seksjon 3—4). I «netto sluttforbruk», snitt 5, er dette tatt hensyn til ved at det er gjort fradrag for tap som oppstår under fordelingen av energibæ- rere til forbrukerne. P.g.a. de lave virknings- grader ved bruk av fast og flytende brensel går en vesentlig større energimengde tapt i selve forbruksprosessen. Dermed gjenstår den energimengde som nyttiggjøres av forbruke- ren, snitt 6. I fig. 1 er også antydnet «netto energiinnhold» i import- og eksportvarer. Det foreligger imidlertid ikke statistikk for dette. Snitt 7 og 8 tjener derfor bare til kvalitativ illustrasjon.

I diagrammet i fig. 1 er ikke medregnet den norske handelsflåten forbruk av olje i uten- riksfart. Dette forbruket er imidlertid betyde- lig. Eksempelvis var i 1977 handelsflåten netto sluttforbruk (snitt 5) av olje i uten- riksfart ca. 40 pst. større enn innenlands netto sluttforbruk av olje.

1.3 MALEENHETER

Energimengde angis i grunnenheten joule, J (uttales: jul) som gir mål for energiinnhold eller dens evne til å utføre arbeid. En kan også oppgi den mengde energibærere som energien er bundet til, i volum- eller masse- enheter.

Den internasjonale standardiseringsorgani- sasjonen har utgitt en standard for de så- kalte SI-måleenheter (ISO 1000). I Norge er den nasjonale standard for måleenheter — NS 1024 — bygget på denne uten endring. Her blir bl. a. energibærere målt i masse- og volumenhetene tonn og m³, mens energiinnhold blir målt i kilowattimer, kWh (bare for elektri- sitet) og i joule (J). Den joulske virkning av elektrisitet følger av at 1 J = 1 W s, (watt- sekund), dvs. 1 kWh tilsvarer 3,6 millioner J.

Norsk Standard, NS 1024 om SI-enheter m. v. er fastsatt ved kgl. res. av 10. juni 1977 i medhold av lov av 31. oktober 1946. Enhe-

ter som kalorier, ekvivalente oljetonn o. l. inn- går ikke i denne standard.

Da enheten 1 J er meget liten, brukes i praksis bl. a. følgende enheter:

- 1 MJ, megajoule = 10⁶J = 1 million J
- 1 GJ, gigajoule = 10⁹J = 1 milliard J
- 1 TJ, terajoule = 10¹²J = 1 000 milliarder J
- 1 PJ, petajoule = 10¹⁵J = 1 million milliarder J
- 1 EJ, exajoule = 10¹⁸J = 1 milliard milliarder J

Spesielt for elektrisk energi brukes bl. a.:

- 1 MWh, megawatttime = 10³ kWh = 1 tu- sen kWh
- 1 GWh, gigawatttime = 10⁶ kWh = 1 mil- lion kWh
- 1 TWh, terawatttime = 10⁹ kWh = 1 mil- liard kWh

For effekt, dvs. energi pr. tidsenhet (også elektrisitet) brukes bl. a.:

- 1 MW, megawatt = 10³ kW = 1 000 kW (kilo- watt)
 - 1 GW, gigawatt = 10⁶ kW = 1 million kW
- For elektrisk spenning brukes bl. a.:
- 1 kV, kilovolt = 10³ V = 1 000 V (volt).

1.4 DEFINISJONER

Elektrisk energi og elek- trisk kraft brukes ofte i samme betyd- ning. Elektrisk energi gir mer presist uttrykk for energimengden (kWh), mens elektrisk kraft også kan betegne størrelsen på ener- gimengden som i øyeblikket tas ut fra leve- ringssystemet, dvs. belastningens størrelse (effekt) (kW). Et forsyningssystem karakte- riseres både av den energimengde (kWh) som kan leveres innenfor et lengre tidsrom (eks. år) og den maksimale belastning (kW) det kan tåle.

Fastkraft.

Elektrisk kraft som leveres i henhold til kontrakt som vanligvis gjelder for et lengre tidsrom. I kontrakten angis som oftest hvor stor effekt og som regel også energimengde som mottakeren har rett til å ta ut i hvert kalendermessig angitt tidsrom.

Fastkraftpotensial, produksjonsevne for fast- kraft.

For et gitt kraftproduksjonssystem karak- teriseres fastkraftpotensialet ved at merkost- naden ved å ta ytterligere litt fastkraft ut av systemet er lik merkostnaden ved å frem- skaffe den samme mengde fastkraft ved ut- bygging av systemet. Merkostnad inkluderer her samfunnsøkonomiske konsekvenser av le-

veringsinnskrenkninger. Fastkraftpotensialet for et system er den mengde fastkraft det samkjørte system er i stand til å yte.

Fastkraftbidrag.

For et gitt kraftverk er fastkraftbidraget den økning i systemets fastkraftpotensial som følger av at systemet utvides med dette kraftverket. Tilsvarende gjelder for importrettigheter og -muligheter.

Tilfeldig kraft.

Elektrisk kraft som leveres på vilkår som partene blir enige om etter hvert. En levering av tilfeldig kraft kan som regel avbrytes på kort varsel av begge parter eller bare av den ene part. Hittil har tilfeldig kraft vesentlig gått til elektrokjeler i industrien og i boligblokker og til andre varmeformål til erstatning for olje, herunder eksport.

Energisparing

betegner tiltak for å redusere energiforbruket. En reduksjon av energiforbruket er da et mål i seg selv.

Energiøkonomisering

er en side av den mer generelle ressursøkonomisering som betegner bestrebelser på å bruke akkurat så mye av enhver ressurs at nytten av å bruke den siste enhet er lik kostnaden ved å framskaffe den (økonomisk optimal tilpasning).

Kraftintensiv industri

omfatter følgende grupper i standard for næringsgruppering (SN):

Kjemiske råvarer: omfatter karbid og cyanamidfabrikker (3511), produsenter av andre kjemiske grunnstoffer (35119), kunstgjødsselfabrikker (3512), og basisplast- og kunstfiberfabrikker (3513).

Jern og stål: omfatter jern- og stålverk (37101).

Ferrolegeringer: omfatter ferrolegeringsverk (37102).

Aluminium: omfatter aluminiumsverk (37201).

Andre metaller: omfatter produsenter av andre ikke-jernholdige metaller (37202).

Energiressurser.

Ressurser som det kan utvinnes nyttbar energi fra, enten direkte eller etter omforming til annen form for energibærer, eksempelvis vannfallsenergi til elektrisk energi, eller olje til mekanisk energi. Energiressurs refererer til evne til å avgi nyttbar energi.

Energiresserver

er de til enhver tid økonomisk utvinnbare energiressurser.

Energikilder.

Med dette forstås fortrinnsvis fornybar energi. Også av kildene er bare en viss andel økonomisk utnyttbare. En kan bruke betegnelsen reserver også i denne forbindelse.

Vannfallsenergi.

Den energimengde som ideelt kan innvinnes ved vannets fall fra ett nivå til et lavere nivå. Spesifikk vannfallsenergi er 9 807 J pr. m³ vann og m fallhøyde.

Inntektselastisiteten

ved elektrisitetsforbruket gir uttrykk for endringen i elektrisitetsforbruket når forbrukerens inntekt endres. Eksempelvis er inntektselastisiteten 1,1 når elektrisitetsforbruket øker med 1,1 pst. ved 1 pst. økning i inntekten.

Priselastisiteten

ved elektrisitetsforbruket gir uttrykk for endringen i elektrisitetsforbruket når elektrisitetsprisen endres. Eksempelvis er priselastisiteten for elektrisitetsforbruket minus 0,3 når elektrisitetsforbruket går ned med 0,3 pst. ved 1 pst. økning i elektrisitetsprisen. Priselastisiteten ved energiforbruket ved økning i elektrisitetsprisen er vanligvis mindre pga. omlegging fra bruk av elektrisitet til bruk av annen energibærer, eksempelvis lettolje.

2. Utvikling av produksjon og forbruk til og med 1978.

Rikelig med tilgang på rimelig vannkraft som har vært avsatt til relativt lave priser, har hatt avgjørende betydning for landets forbruk av elektrisk energi. Vannkraftens gode geografiske fordeling og de mange korte og bratte vannløp har gjort det mulig å byg-

ge ut vannkraften billig i små enheter helt fra elektrisitetsforsyningen startet. Vannkraften kunne dermed bygges ut lokalt i takt med økingen i behovet for elektrisitet. Dette har ført til et utpreget desentralisert produksjons- og forsyningssystem med en rekke kom-

munale og private elektrisitetsverk omkring i landet. Statens direkte engasjement i kraftforsyningen foregår gjennom NVE-Statskraftverkene.

Den billige vannkraften har også bidratt til en sterk vekst i elektrisitetsforbruket i de senere år. Fra 1950 har midlere årsvekst i fastkraftforbruket vært ca. 5,8 pst., se tabell 2.1. Dette innebærer nesten en dobling av forbruket hvert 12. år. De siste år har imidlertid den midlere årsvekst vist en avtagende tendens.

For den kraftintensive industri er det registrert en høy vekst i slutten av 1950-årene og begynnelsen av 1960-årene (se fig. 2.5). Dette hadde sammenheng med gunstige internasjonale konjunkturer og en bevisst utbygging av vannkraft for industriformål.

I første halvdel av 60-årene fant det sted en sterk øking av forbruksveksten innen tjenesteytende næringer. Dette er bl. a. en følge av at etterspørselen da kunne tilfredsstilles etter en periode med knapphet på elektrisk kraft i etterkrigstiden.

For treforedling, bergverk og alminnelig industri har veksten de siste årene være noe ujevn. Til tross for dette synes likevel langtidstrenden å være opprettholdt. Noe annerledes stiller det seg med den kraftintensive industrien. Dette forbruket er svært følsomt overfor konjunktursvingninger. Sviktende etterspørsel på eksportmarkedet og reduserte krafttildelinger til kraftintensiv industri i de siste årene forklarer denne utviklingen. For tjenesteytende næringer og til dels husholdninger og jordbruk har utviklingen de siste år gått i motsatt retning, idet veksten har vært økende. I perioden 1973—77 (dvs. etter oljekrisen) har veksten i offentlig og privat tjenesteyting¹⁾ vært ca. 12,3 pst. p. a. mot 8,6 pst. p. a. i perioden 1963—73.

For husholdning og jordbruk var veksttallene henholdsvis 6,6 og 4,8 pst. En tilsvarende vekst har ikke funnet sted for det totale energiforbruk innen disse sektorer, idet det har skjedd en overgang fra flytende og fast brensel til elektrisitet.

Utviklingen av netto elektrisitetsforbruk innen de forskjellige sektorer og totalt er vist i fig. 2.1—2.6.

Norges totale energiforbruk skiller seg ikke ut fra de øvrige vest-europeiske lands energiforbruk. Men Norge står i en særstilling ved den høye andelen av elektrisk energi i det totale energiforbruk. Allerede i 1950 var elektrisitetsandelen ca. 33 pst. av netto sluttforbruk (snitt 5, fig. 1). I likhet med de aller fleste industrialiserte land har elektrisitetsandelen økt ytterligere de siste 10 år. I 1977 utgjorde elektrisitetsforbruket 41,3 pst. av netto sluttforbruk, mens for nyttiggjort energi (snitt 6, fig. 1) var elektrisitetsandelen hele 56,6 pst.

Forholdet mellom olje og elektrisitet kan variere noe fra år til år avhengig av produksjonsforholdene i vannkraftsystemet. I nedbørsrike år med gunstige tilsigsforhold omsettes overskytende kraftproduksjon som tilfeldig kraft, se tabell 2.2, dvs. til kjeler for produksjon av damp eller varmt vann som ellers måtte produseres ved hjelp av olje. Prisforholdet mellom olje og elektrisitet har selv sagt også stor betydning. Etter oljekrisen 1973/74 har prisen for nyttiggjort energi til oppvarmingsformål vært lavere for elektrisitet enn for olje. Etter at elektrisitetsavgiften i juni 1978 ble satt til 2 øre/kWh for alt forbruk, er denne prisforskjellen nær utjevnet. Kapitalkostnad for de respektive typer oppvarmingsanlegg er da ikke medregnet.

Økende elektrisitetsandel gjør at veksten i landets totale energiforbruk er noe lavere enn veksten i elektrisitetsforbruket. Etter 1950 har midlere energiforbruksvekst vært ca. 4,6 pst. pr. år, dvs. 1,2 pst. lavere enn økningen av fastkraftforbruket alene. Sammensetningen av energibærere har i de siste 10 år gjennomgått betydelige endringer. De faste brenslers andel har avtatt, mens oljens og elektrisitets andel har økt, se tabell 2.3. Fra en andel på 69 pst. i 1939 og 39 pst. i 1950 sank den energimessige andel av faste brensel i 1977 til 5,9 pst. av netto sluttforbruk. Olje og gass utgjorde i 1978 52,8 pst. av netto sluttforbruk.

1) Sektorinndeling: Elektrisitetsstatistikk 1976.

Norges framtidige energibruk og -produksjon

Vedlegg

År	Bruttoforbruk av fastkraft (GWh)	Kraftintensiv industri (GWh)	Alminnelig forsyning (GWh)
1950	15 711	6 457	9 254
1955	21 925	8 317	13 608
1960	30 290	13 038	17 252
1965	44 842	19 643	25 199
1970	56 169	23 884	32 285
1971	58 578	25 667	32 911
1972	60 379	25 587	34 792
1973	65 557	27 347	38 210
1974	68 065	28 262	39 803
1975	68 497	26 997	41 500
1976	72 819	27 313	45 506
1977	72 633	25 413	47 220
1978*)	76 280	26 790	49 490

*) Foreløpige tall.

Tabell 2.1. *Bruttoforbruk av fastkraft.*

År	Vannkraft (GWh)	Total produksjon	Varmekraft (GWh)	Import (GWh)	Eksport (GWh)	Totalt bruttoforbruk (GWh)	Tilf. kraft inkl. pumpe- kraft (GWh)
1950		16 924				16 924	1 213
1955		22 600				22 600	675
1960	30 915		206	210	78	31 253	963
1965	48 858		92	117	2 176	46 891	2 049
1970	57 260		345	808	1 644	56 769	600
1971	63 281		282	458	3 373	60 648	2 070
1972	67 441		175	120	4 767	62 969	2 590
1973	72 894		143	66	5 259	67 844	2 287
1974	76 644		56	63	5 607	71 156	3 091
1975	77 415		72	83	5 703	71 867	3 371
1976	82 038		96	240	6 878	75 496	2 677
1977	72 203		229	2 653	1 570	73 515	624
1978*)	80 970		130	850	4 240	77 710	1 430

*) Foreløpige tall.

Tabell 2.2. *Produksjon og totalforbruk av elektrisk kraft.*

Tabell 2.3. Netto sluttforbruk av energi og prosentvis fordeling mellom energibærere.
(1PJ = 10^{15} J)

År	Totalt		Faste brensler		Olje og gass		Elektrisitet	
	PJ	%	PJ	%	PJ	%	PJ	%
1950		100		39,0		28,0		33,0
1960		100		16,0		45,0		39,0
1966		100		11,0		48,0		41,0
1970	497,0	100	45,8	9,2	266,4	53,6	184,8	37,2
1971	498,5	100	44,5	8,9	256,9	51,5	197,1	39,6
1972	512,5	100	40,8	8,0	267,6	52,2	204,2	39,8
1973	533,5	100	41,8	7,8	272,8	51,1	218,9	41,1
1974	523,2	100	44,4	8,5	248,2	47,4	230,5	44,1
1975	529,7	100	41,8	7,9	256,0	48,3	231,9	43,8
1976	560,8	100	38,4	6,8	280,9	50,1	241,5	43,1
1977	571,3	100	33,5	5,9	301,8	52,8	236,0	41,3
1978*)	586,5	100	35,5**)	6,1	301,7	51,4	249,3	42,5

*) Foreløpige tall.

**) Anslåtte tall.

Den synkende elektrisitetsandel de siste år henger sammen med:

- kaldere vintre som gir større øking i olje- enn i el-forbruket.
- sviktende konjunkturer for kraftintensiv industri og treforedlingsindustri, noe som

gir vesentlig større reduksjon av el- enn av oljeforbruket.

- nedgang i omsetning av tilfeldig kraft, bl. a. på grunn av tilsigsforhold og relativt liten tilgang på ny kraft.

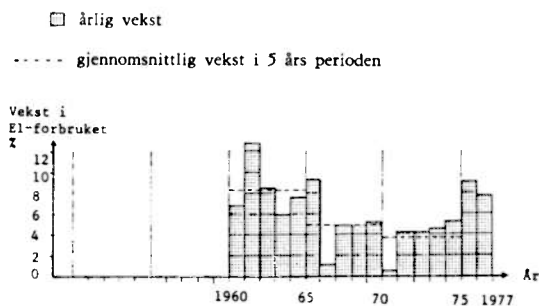


Fig. 2.1. Husholdninger og jordbruk.

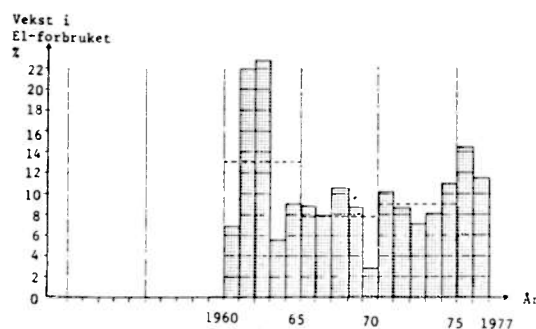


Fig. 2.2. Privat og offentlig tjenesteyting og transport.

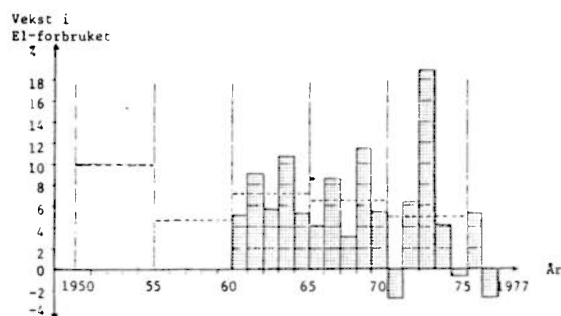


Fig. 2.3. Treforedling, industri ellers, bergverk og anleggskraft.

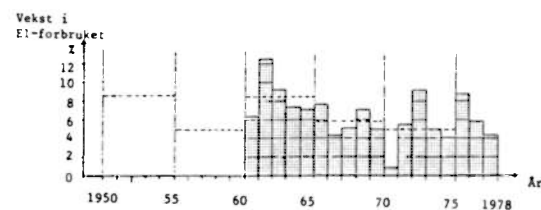


Fig. 2.4. Netto alminnelig forsyning.

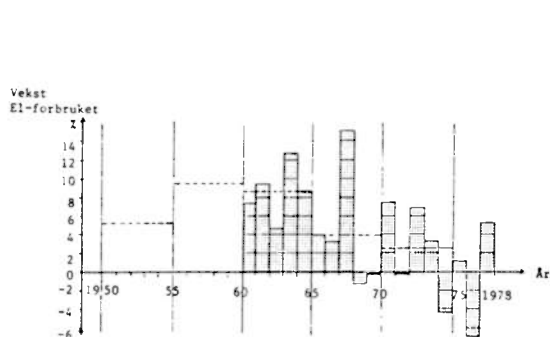


Fig. 2.5. Netto kraftintensiv industri.

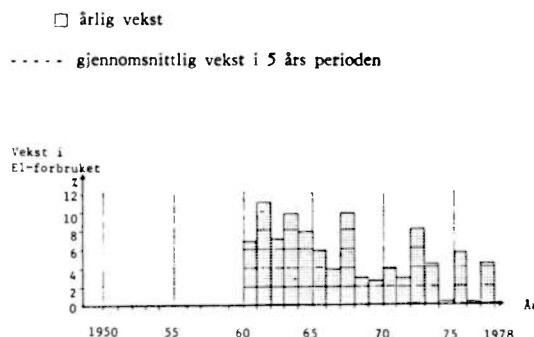


Fig. 2.6. Netto fastkraftforbruk.

3. Energiressurser, kostnader og miljøvirkninger.

3.1 KALKULASJONSRENTEN

Kalkulasjonsrenten kan fortolkes som verdi av realkapital eller som preferanse av forbruk i dag kontra forbruk i fremtiden. Kalkulasjonsrenten er følgelig en viktig størrelse i alle kalkyler som har som formål å sammenligne fordringer og ytelser som oppstår til forskjellige tider.

For at samfunnets ressurser skal bli riktig disponert, er det nødvendig at kalkulasjonsrentens størrelse er riktig fastsatt ut fra de faktiske økonomiske forhold. Og avkastningen av marginal realkapital som investeres i elektrisitetsforsyningssystemet, må være den samme som for marginal realkapital som investeres i andre samfunnssektorer. Denne verdi må også tilsvare den verdi private forbrukere tillegger realkapital, f.eks. ved investeringer med sikte på å redusere forbruket av elektrisk kraft. Kalkulasjonsrenten kan refereres til løpende priser, dvs. priser uttrykt i en verdienhet som inflateres. En slik kalkulasjonsrente betegnes hensiktsmessig som en nominell rentesats. Alternativt kan kalkulasjonsrenten refereres faste priser, dvs. priser uttrykt i en verdienhet som er konstant og uavhengig av tiden. En slik kalkulasjonsrente betegnes gjerne realrente.

Nominell rente er tilnærmet lik summen av realrenten og inflasjonsraten:

$$r \approx r + i$$

Samfunnsøkonomiske investeringskalkyler blir som regel basert på faste priser og en realrente.

Gjennom de siste 15–20 år har det i Norge vært en del diskusjon omkring hvilken rentesats som bør legges til grunn ved valg mellom offentlige investeringsobjekter. I 1975 anbefalte Finansdepartementet at det inntil videre

skulle legges til grunn en rentesats på 10 pst. Det ble presisert at denne satsen er å forstå som en realrente. En realrente på 10 pst. sammen med 9 pst. inflasjon tilsvarer en nominell rente på ca. 20 pst. Denne rentesatsen kan sammenlignes med bl. a. bankenes renter for innskudd og utlån som også gis som nominelle rentesatser.

Finansdepartementets anbefaling av 1975 var basert på en rekke antakelser, bl. a. om den videre vekst i det samlede forbruk av varer og tjenester. NVE har gjennomgått grunnlaget for anbefalingen av 1975 og pekt på at de økonomiske utsikter som nå foreligger, tilsier en betydelig reduksjon av kalkulasjonsrenten. En slik reduksjon ville også harmonere med den praksis som nå følges i en rekke andre land. Således har den svenske Energikommisjonen i sin utredning foreslått at en kalkulasjonsrente (realrente) på 3–4 pst. bør anvendes i planleggingen av den videre utbygging av elektrisitetsforsyningssystemet i Sverige. Så vidt vites foreligger det i Danmark fra den sentrale forvaltning ingen retningslinjer om hvilken rentesats som bør benyttes. Men kraftselskapene i Danmark benytter differansen mellom markedets lånerente og inflasjonsraten som for tiden gir en realrente på 4–5 pst. I 1978 gikk regjeringen i Storbritannia inn for å redusere anbefalt kalkulasjonsrente fra 10 pst. til 5 pst. Dette ble begrunnet med den sterkt reduserte avkastning i den private sektor.

I Norge foreligger det nå rundskriv fra Finansdepartementet hvor det anbefales at kalkulasjonsrenten reduseres fra 10 pst. til 7 pst., med 5 pst. og 9 pst. som alternativer for følsomhetsanalyser. De analyser som presenteres

Vedlegg

Norges framtidige energibruk og -produksjon

her er derfor basert på 7 pst. kalkulasjonsrente og belyst med virkningen av 5 pst. h.h.v. 9 pst. i den utstrekning dette har vært mulig.

Kredittmarkedet i Norge har hittil vært preget av omfattende reguleringer. Marginal realkapital har derfor generelt hatt en verdi som har vært større enn den rentesats som har vært betalt for lån. Sammen med en rekke andre forhold representerer dette en betydelig komplikasjon når kalkulasjonsrentens størrelse skal fastsettes. Det medfører også at investeringsprosjekter som er tapsbringende i h.h.t. anbefalt kalkulasjonsrente, ikke automatisk faller bort. For å få den nødvendige tilbakekobling til kalkulasjonsrentens størrelse, må det derfor kontrolleres at den realkapital som er avsatt til investeringer, virkelig blir investert med et slikt avkastningskrav. I motsatt fall må kalkulasjonsrentens størrelse justeres og ny kontroll foretas. Det må også sikres at den økonomiske vekst som anbefalt kalkulasjonsrentesats nødvendigvis er basert på er identisk med den økonomiske vekst som legges til grunn for beregning av utviklingen i forbruket av elektrisk energi.

En slik undersøkelse ligger utenfor NVE's ansvars- og kompetanseområde. Med den betydning som kalkulasjonsrenten har for den videre utbygging av elektrisitetsforsyningssystemet, vil NVE sterkt anbefale at en slik un-

dersøkelse blir gjort. Det bør også undersøkes om det kan være hensiktsmessig å benytte en kalkulasjonsrentesats som varierer med tiden.

3.2 VANNKRAFT

3.2.1 Økonomisk nyttbar vannkraft.

I verdensmålestokk er vannkraften av mindre betydning, men for enkelte land, bl. a. Norge, representerer den en meget betydelig og verdifull energikilde.

Avløpet fra Norges overflate, pluss det vann som renner inn i landet over riksgrensen, er beregnet i middel å representere en potensiell energimengde på ca. 550 TWh/år, regnet til havets overflate, eventuelt til riksgrensen for vann som renner ut av landet. Den totale vannfallsenergi som dette avløp representerer er det selvsagt ikke mulig å utnytte fullt ut verken teknisk eller økonomisk. Tallet må dessuten betraktes med en viss skepsis hva nøyaktigheten angår.

Norges økonomisk nyttbare vannkraftpotensial i forhold til total avløpsenergi er illustrert i fig. 3.2.1. Fig. 3.2.2 viser fordelingen av økonomisk nyttbar vannkraft på fylkene. En mer detaljert oversikt over Norges økonomisk nyttbare vannkraftpotensial er gitt i tabell 3.2.1.

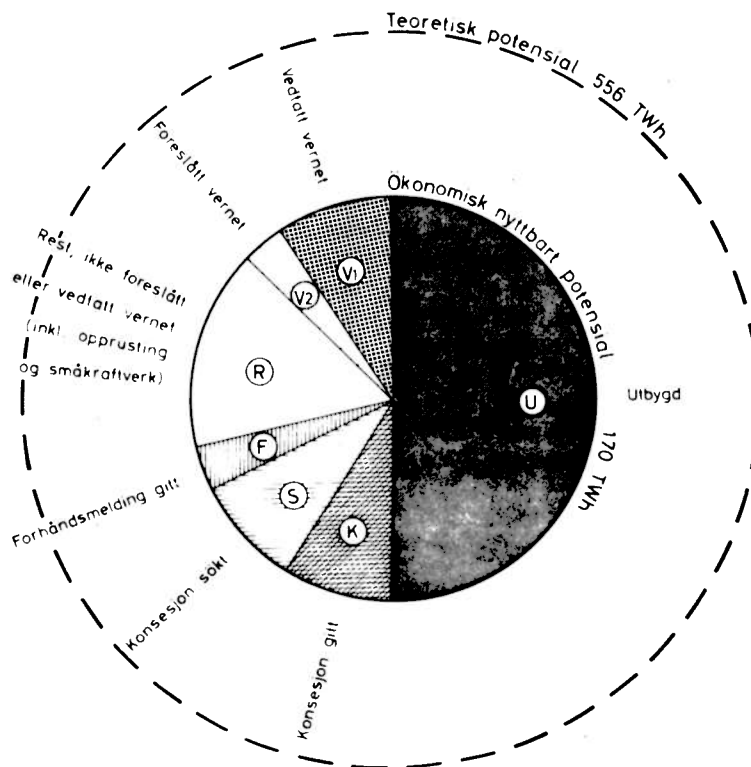
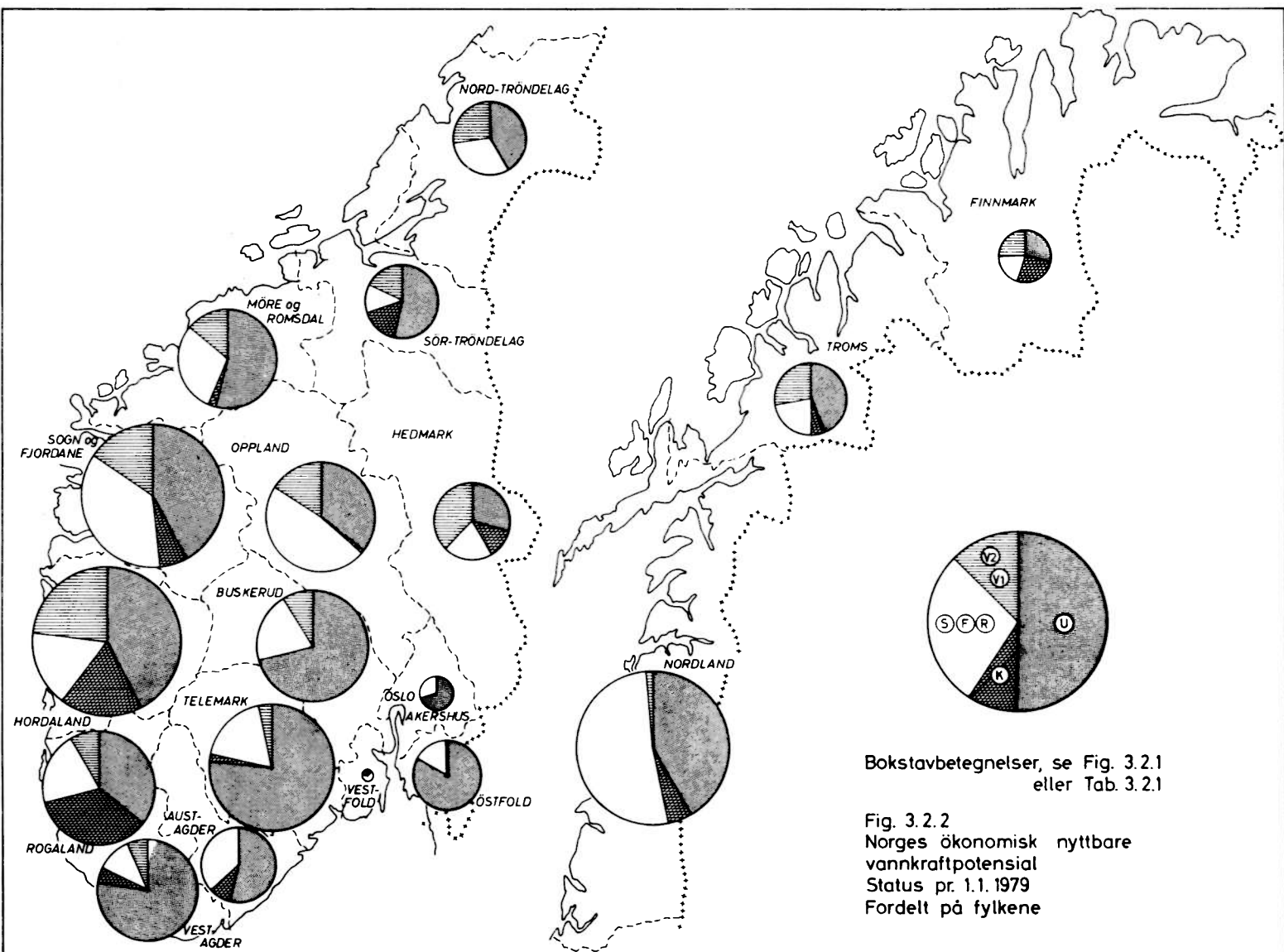


Fig. 3.2.1. Totalt og økonomisk nyttbart vannkraftpotensial i Norge. Status pr. 1. januar 1979.



Vedlegg

Norges framtidige energibruk og -produksjon

U) Utbygd			85,1 TWh/år	
K) Konsesjon gitt (under utbygging)			14,7 »	
		Kostnads- klasse: ³⁾		
S) Søkt konsesjon:				
Forra	0,6 TWh/år	I		
Breheimen	2,0 »	II A		
Gaular	1,3 »	II A		
Otta	3,4 »	II B		
Svartisen	4,1 »	II B		
Tovdal	0,9 »	II B		
Andre ¹⁾	2,6 »		14,9 »	
F) Forhåndsmelding ²⁾ gitt:				
Rauma	1,0 TWh/år	II A		
Kobbelv—Hellemo	1,1 »	II A		
Etna—Dokka	0,6 »	II B		
Nausta	0,7 »	II B		
Vefsna	1,2 »	II B		
Andre ¹⁾	1,5 »		6,1 »	
R) Rest, ikke foreslått eller vedtatt vernet:	16,1 TWh/år			
Blant disse nevnes følgende som er lik eller større enn 0,2 TWh/år.				
Mistra	0,2 TWh/år			
Evje	0,2 »			
Hekni	0,3 »			
Tjodan	0,3 »			
Lingvang	0,3 »			
Etne	0,3 »			
Hatteberg	0,3 »			
Fjæra	0,3 »			
Myster	0,2 »			
Nedre og Øvre Finna	0,3 »			
Frafjord	0,3 »			
Sona	0,3 »			
Lomselv	0,4 »			
Opprustning av eldre kraftverk ⁴⁾	ca. 6,0 TWh/år			
Nye småkraftverk ⁴⁾	ca. 5,0 »		27,1 »	
V1) Vedtatt vernet av Stortinget (6. april 1973):				
Varig	6,9 TWh/år			
Til 1983	8,5 »		15,4 »	
V2) Foreslått vernet av NVE's hovedstyre (20. desember 1977), Regjeringen (Dagali, Veig) eller Stortingets industrikomité (Kvænangen, Skaidi):				
Varig	3,2 TWh/år			
Til 1983	2,4 »		5,6 »	
Avrunding			1,1 »	
Sum vannkraftpotensial			170,0 TWh/år	

1) Prosjekter mindre enn 0,5 TWh/år.

2) Om planlegging i henhold til vassdragsreguleringsloven § 4 a.

3) Etter utbyggingskostnad pr. 1. januar 1978 i øre pr. kWh midlere årsproduksjon:

Kostnadsklasse	I	—	85	øre kWh/år
»	IIA	85—	115	—»—
»	IIB	115—	145	—»—
»	III	145—		—»—

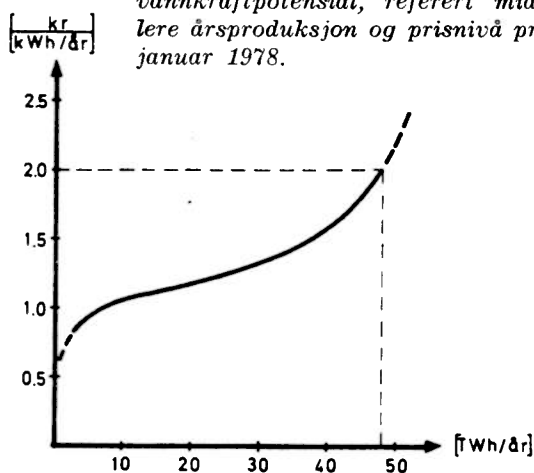
4) Tallene er foreløpige. Opprustningstiltak og småkraftverk er gjenstand for spesielle undersøkelser, som fortsatt pågår.

Tabell 3.2.1. Norges økonomisk nyttbare vannkraftpotensial, midlere årsproduksjon. Status pr. 1. januar 1979.

Kostnadsgrense for økonomisk nyttbar vannkraft er avrundet satt til $2,00 \frac{\text{kr}}{\text{kWh/år}}$ referert midlere årsproduksjon. Denne grense tilsvare omtrent kostnaden for mer kraft fra produksjonssystemet hvis produksjonsevnen blir økt ved hjelp av kullkraftverk eller kjernekraftverk, som med 7 pst. kalkulasjonsrente er billigste alternativ til vannkraften. Som en forenkling er denne grense brukt for alle gjenværende vannkraftprosjekter. Kalkulasjonsrenten er imidlertid av stor betydning for vannkraftens kostnadsgrense og dermed for mengden av økonomisk nyttbar vannkraft. Eksempelvis vil en kalkulasjonsrente på 5 pst. gi en kostnadsgrense på $2,60 \frac{\text{kr}}{\text{kWh/år}}$. Mengden av økonomisk nyttbar vannkraft vil også øke dersom kostnadsgrensen beregnes på grunnlag av oljekraftverk, idet kostnaden for oljekraft er noe høyere enn for kull- og kjernekraft (se kap. 6.3).

Fig. 3.2.3 viser kostnadsstrukturen for det gjenværende vannkraftpotensial når det til forenkling forutsettes at hvert prosjekt dimensjoneres slik at marginalkostnaden blir $2,00 \frac{\text{kr}}{\text{kWh/år}}$ referert midlere årsproduksjon. Gjenværende potensial blir da ca. 48 TWh/år midlere årsproduksjon som tilsvare gruppene S), F) og R) i tabell 3.2.1.

Fig. 3.2.3. Kostnadsstruktur i gjenværende vannkraftpotensial, referert midlere årsproduksjon og prisnivå pr. januar 1978.



Det understrekes at underlagsmaterialet for kurven i fig. 3.2.3 og dermed kurven selv, er beheftet med usikkerhet. Det skyldes at planer og kostnadsoverslag for en rekke potensielle kraftverksprosjekter ble utarbeidet for 15–20 år siden og ble basert på det verdi/kostnadsgrunnlag og den anleggsteknikk som da var tilgjengelig. Mange av planene er dessuten rene skisseprosjekter. Dels skyldes usik-

kerheten at kostnadsoverslagene i årene etterpå kun har vært gjenstand for en summarisk oppskalering for prisutviklingen. NVE anser det derfor nødvendig å satse på en grundig undersøkelse av all gjenværende vannkraft.

Utbyggingskostnaden pr. kWh produksjonsevne for fastkraft blir noe høyere enn for midlere produksjonsevne, fordi ikke all vannkraftproduksjon opp til midlere årlig produksjonsevne kan omsettes til fastkraft. Full utbygging av vannkraftpotensialet (gruppe U), K), S), F) og R) i tabell 3.2.1, inkl. det foreløpig anslåtte potensial for opprusting av småkraftverk) gir i midlere årlig produksjonsevne ca. 148 TWh. Uten tørrårstilskudd antas dette å tilsvare et fastkraftpotensial på ca. 130 TWh/år.

Vanligvis regnes det for vannkraft med en økonomisk levetid på 40 år. Med 7 pst. kalkulasjonsrente vil årlig kostnad til renter og avskrivning tilsvare 7,5 pst. av kapitalen. I tillegg kommer 1 pst. faste kostnader til drift og vedlikehold, til sammen 8,5 pst. av nedlagt realkapital. Når det så regnes at vel 90 pst. av middelproduksjonen kan disponeres som fastkraft og verdien av tilfeldig kraft anslås til 10 øre/kWh, vil fastkraftkostnaden for gjenværende vannkraft variere mellom 8 øre/kWh for det billigste prosjektet og 17 øre/kWh for det dyreste, med et gjennomsnitt på 10–11 øre/kWh.

I de senere år har utbyggingskostnaden for vannkraft steget relativt sterkt. Arbeidsmiljøloven som bl. a. forbyr nattskift har alene medført en kostnadsstigning på 13 pst. Dette er inkludert i tallene ovenfor.

Av det gjenværende vannkraftpotensial må det ventes at en del vil bli unntatt fra utbygging under konsesjonsbehandlingen. Noe kan falle bort allerede på prosjekteringsstadiet, hvis utbyggeren finner at han ikke kan regne med å få konsesjon på sitt opprinnelige prosjekt.

Dette gjelder også for den del av den utbygde vannkraft som ikke er blitt utnyttet i den grad som økonomiske forhold alene skulle tilsi. Økonomisk nyttbart vannkraftpotensial er derfor større enn 170 TWh/år, men en del er altså gått over i gruppen «vernet potensial» allerede på prosjekterings- eller konsesjonsbehandlingsstadiet. Dette vernede potensial kommer i tillegg til verneplanen, men lar seg vanskelig tallfeste.

3.2.2 Miljøvirkninger.

Vannkraftutbygging kan ha både positive og negative miljøvirkninger. En positiv virkning er at skader på grunn av flom stort sett blir redusert.

Blant de negative virkninger er neddem-

ming av bygninger, veier, skog og dyrkbar jord, erosjon, tørrlegging av vassdrag, muligheter for lokale klimaforandringer, isproblemer, skjemmende tippmasser og steinbrudd. Mye blir gjort for å rette på de negative virkninger ved forskjellige tiltak som flytting av bygninger og veier, bestemmelse om største og minste vannføring, restaurering og forming av landskapet, herunder bygging av terskler og beplantning av steintipper m. v. Anleggsveier vurderes av noen som et negativt og av andre som et positivt inngrep. Magasinene er spesielt store inngrep i miljøet. Ofte vil ett magasin med større oppdemming være miljømessig fordelaktig fremfor mange små. Nedslagsfeltene, som arealmessig er dominerende, blir ikke berørt.

Restriksjoner på nye reguleringer blir stadig strengere. Ved revisjon av gamle reguleringskonsesjoner kan det bli satt skjerpede krav til minstevannføringer m. v. Dette vil i så fall redusere tilgangen av fastkraft fra det eksisterende system.

Ved utnyttelse av vannkraften berøres ofte andre interesser tilknyttet vassdragene som friluftsliv, vannforsyning, jordbruksvanning, tømmerskipfløting, fiske og utnyttelse som utslippsresipient. Også disse former for bruk av vassdragene forårsaker miljøvirkninger som kan være positive og negative. Den behandling som vassdragsreguleringsloven foreskriver for konsesjonssøknader, forutsetter en grundig vurdering av alle berørte interesser og innebærer i dag langt på vei en flerbruksplanlegging for vassdraget.

Mange av tiltakene for å redusere miljøvirkningene er tatt med i de økonomiske kostnader i form av restaurering og utforming av landskapet.

3.2.3 Distriktsvirkninger.

Kraftutbyggingen i etterkrigsårene har også hatt et distriktpolitisk siktemål. Dette gikk tidligere først og fremst ut på å skape forutsetning for etablering av kraftintensiv industri i distriktene. I de kommuner som har vært direkte berørt av kraftanlegg, har virksomheten hatt spesielle virkninger, dels forbigående, dels varige.

De kommuner som har vannkraftkilder innen sine grenser, har som oftest vurdert disse virkninger som positive og derfor stilt seg imøtekommende til utbyggingsplanene. Utbyggingskommunenes holdning har imidlertid undergått en forandring med årene.

Opprinnelig forholdt de seg relativt passive under utformingen av planene og ivaretok stort sett bare de funksjoner kommunene etter lovverket er tillagt. Etterhvert er de kommet til å spille en mer aktiv rolle i sam-

arbeid med utbyggeren under hele planleggingsfasen. Dette kommunale engasjement er av stor betydning for å sikre utbyggingskommunene varige fordeler av kraftutbyggingen.

Tradisjonelt har en utbyggingskommune under anleggsperioden opplevd en oppblomstring av det lokale arbeidsmarked, både når det gjelder antall arbeidsplasser og inntektsutviklingen. Dette har ført til økte kommunale skatteinntekter, men på grunn av midlertidig tilflytting også økte krav til den kommunale økonomi. På permanent basis har kommunene blitt tilført betydelige midler gjennom konsesjonsavgifter og skatter fra kraftverket samt skatter fra de driftsansatte, som riktignok er få sammenlignet med de anleggsansatte. Den konsesjonskraft som kommunene er blitt tildelt, har bidratt til en sikker og billig lokal elektrisitetsforsyning. Det har videre vært vanlig at kraftutbyggerne er tilpiktet å bidra til reising av offentlig forsamlingslokale samt å yte til forskjellige fond som næringsfond, jordbruksfond eller fiskefond. Bygging av veier, broer, kaier og fiske-trapper samt lokale kraftledninger har også vært vanlig. En del av disse ytelser har naturligvis dels vært kompensasjon for avstøelser, skader og ulemper og dels vært til fordel også for utbyggeren selv. Men likevel må det slås fast at de har tilført kommunene netto fordeler, bl. a. fordi kommunene har kunnet overta slike installasjoner vederlagsfritt eller til en lav pris.

Alle de installasjoner kraftutbyggeren bare har behov for under anleggsperioden, søkes nå plassert og utformet slik at de siden kan overtas av kommunen eller andre lokale interessererte for permanent bruk. Det gjelder anleggsboliger, som søkes plassert slik at de passer best mulig inn i kommunens langsiktige utviklingsplaner, anleggets administrasjonsbygg som siden kan huse kommunale kontorer, anleggsverksteder som går over til industribygg, anleggsveier som kan tjene næringsliv og alminnelig kommunikasjonsbehov, osv. Kraftutbyggeren bidrar i denne forbindelse jevnlig med innsats i den kommunale planlegging og med forskutteringer til bl. a. vann og avløp, boligveier m. v. Opparbeidelse av ervervsområder inngår stadig oftere i samarbeidet. Her kan undertiden steinmasser fra anleggsdriften finne nyttig anvendelse. Kommunene er nå spesielt opptatt av tiltak som kan sikre lokalsamfunnet varige arbeidsplasser.

Også i utformingen av de enkelte anlegg ser en nå et økende kommunalt engasjement. Siktemålet er da gjerne å få fram alternativer som etter kommunens vurdering best mulig ivaretar hensynene til eksisterende bosetting

og næringsvirksomhet, natur og miljø, samt kommunenes egen økonomi.

Når de konsesjonspliktige vassdragsrettigheter og -reguleringer etter hvert hjemfaller til Staten, er det ventet at vesentlige verdier vil bli overført til kommunene.

3.3 FOSSILFYRTE KRAFTVERK

Energiressurser basert på hydrokarboner, dannet av rester av dyr og planter fra millioner av år siden, finnes lagret i form av råolje, naturgass og kull. Her skal disse omtales i det vesentlige bare i den grad de kan bli brukt som brensel, særlig i kraftproduksjon.

Oppgavene over de globale energireserver er hentet fra World Energy Conference (WEC), publisert 1978.

3.3.1 Ressurser og reserver.

Av olje (råolje, mineralolje) finnes det globalt reserver på ca. 11 000 EJ inklusiv funn som kan bli utvinnbare dersom prisen på olje stiger fra 1978-nivået på ca. \$ 13 pr. fat (13 kr pr. GJ) til \$ 20 pr. fat (ca. 20 kr pr. GJ) i 1976-dollar. Til sammenligning er verdens energiforbruk for tiden ca. 300 EJ/år. Dessuten kan trolig en tilsvarende mengde olje fremskaffes ved utvinning av olje bundet i skifer og oljesand, ved omdanning av kull til

olje, ved økt utnyttelse av brønnene og ved utvinning av olje på større havdyp. Slik olje ventes gradvis å bli tatt i bruk når prisen overstiger \$ 25—30 pr. fat. Det regnes med at oljeproduksjonen vil nå en topp allerede før 1990 og deretter avta. Norge vil da fremdeles kunne sikre sitt eget oljeforbruk, mens mange andre land blir nødt til å erstatte oljen med annen energi. Etter ca. år 2020 forventes det å være lite olje igjen. Når mangelen blir følebar, ventes prisen å stige til kostnaden for utvinning av olje fra kull, sand eller skifer eventuelt andre alternativer.

Av naturgass finnes det påviste reserver tilsvarende ca. 2 500 EJ. Ytterligere uoppdagede reserver anslås å tilsvare ca. 8 000 EJ. I forhold til forbruket er verdens gassreserver større enn oljereservene.

På grunn av lokaliseringen vil det oppstå vanskeligheter med å få gassen fram til forbruksområdene. Det kan derfor i enkelte regioner bli underskudd også på gass lenge før år 2000.

Av kull finnes det tilsvarende reserver på 16 000—19 000 EJ og totale geologiske ressurser på 250 000—300 000 EJ.

Påviste reserver og tilleggsressurser i Norge av fossile brensler, skogsvirke og brenntorv er gitt i tabell 3.3.1:

Energistoff	Måleenhet	Reserver ¹⁾		Tilleggsressurser ²⁾		Reserver energiinnhold i EJ	
		Tilstedeværende	Utvinnbare	Tilstedeværende	Utvinnbare	Tilstedeværende	Utvinnbare
Brenntorv ³⁾	Mill. tonn	2 100				31,5	
Skogsvirke, ⁴⁾ ⁵⁾							
Bestands-kubikkmasse	Mill m ³	435				3,75	
Kull ⁶⁾	Mill. tonn	20	18	150	135	0,6	0,54
Råolje og							
Gasskondensat ⁷⁾	Mill. tonn	2 053	550	657	184	87,2	23,1
Naturgass ⁷⁾	1 000 mill. m ³	742	406	480	336	30,3	16,6
	m ³					153,35	40,24

Tabell 3.3.1. Fossile brensler, skogsvirke og brenntorv i Norge (ekskl. tilvekst).

1) Oppgitt som «proved reserves» til WEC i 1979.

2) Oppgitt som «additional resources» til WEC i 1979.

3) 20—35 % vanninnhold, 15 MJ/kg.

4) Iflg. NOS A 828 (1975). Brennverdi iflg. Håndbok for skogbrukere. Norsk Forstmannsforening 1961.

5) Ikke medregnet som utvinnbart energiråstoff.

6) 30 MJ/kg.

7) 42 MJ/kg for råolje og 40,8 MJ/Nm³ for gass.

3.3.2 Kostnader.

Oljeprisenes utvikling gjennom de siste 5—6 år illustrerer de usikkerheter som her gjør seg gjeldende og dermed vanskelighetene med å forutsi den videre utvikling. Dette gjelder *kostnads*utviklingen for utvinning av olje, gass og kull, og i enda større grad hvordan *prisene* vil bli satt på det internasjonale marked.

Energiprisutviklingen har imidlertid stor innflytelse på energiforbrukets utvikling, fordelingen på de enkelte energibærere og spesielt hvordan elektrisitet mest hensiktsmessig bør produseres. For å planlegge den videre utbygging av elektrisitetsforsyningssystemet er det derfor nødvendig å ha en begrunnet formening om fremtidig prisutvikling på energi. Slike anslag over prisutviklingen for tungolje og kull for elektrisitetsproduksjon er utarbeidet av NVE i samråd med Olje- og energidepartementet (OED). Resultatet er vist i fig. 3.3.1:

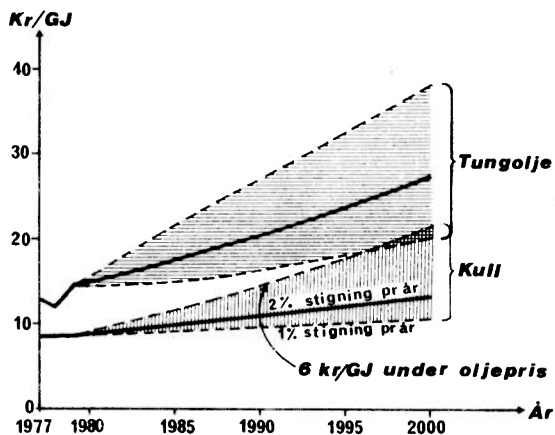


Fig. 3.3.1 Anslag over brenselprisutvikling for olje og kull brukt i kraftverk, prisenivå januar 1978.

For prisen på tungolje er det regnet med at kostnaden for utvinning av olje fra tjæresand og oljeskifer vil sette en øvre grense for råoljeprisen. Det indikerte variasjonsområdet reflekterer usikkerhet, m.h.t. hvor høyt en slik øvre prisgrense ligger og hvor hurtig råoljeprisen vil stige mot denne grensen. Kurven som ligger omtrent midt i variasjonsområdet representerer skjønnsmessig anslått forventet prisutvikling.

Markedsprisen på kull er på kort sikt lite påvirket av oljeprisen. På lengre sikt kan oljeprisen ha en viss innflytelse. I 1977 regnet IEA (International Energy Agency) med at realprisen på kull i USA ville stige med 1—

2 pst. pr. år fram til år 2000. Det synes hitil ikke å være fremkommet noe som tilsier at dette anslaget bør endres. Med en tilsvarende vekst i transportkostnadene vil den samme realprisutvikling fås i Europa. Og i lys av de usikkerheter som gjør seg gjeldende har NVE valgt å regne med forventet utvikling i realprisen på kull på 2 pst. pr. år fra 8,5 kr/GJ i 1977 (prisenivå pr. januar 1978). I fig. 3.3.1 er også kullprisutviklingens usikkerhet illustrert med et variasjonsområde. Nedre grense er fremkommet ved at det er regnet med en realvekst på 1 pst. pr. år. Øvre grense er fremkommet ved at det er regnet med at kullprisen alltid vil ligge under forventet oljepris. Denne differansen er i 1979 ca. 6 kr/GJ. Herav utgjør 2—3 kr/GJ den forskjell som er nødvendig for å gi samme kostnad for kraft fra kullfyrt som fra oljefyrt verk. Det er høyst usikkert hvordan prisen vil komme til å utvikle seg. Det er mulig at prisutviklingen vil vise seg å bli annerledes enn noen av de forløp som er skissert her.

Figur 3.3.2 gir tilsvarende anslag for prisutviklingen på lette oljefraksjoner som kan anvendes direkte hos småforbruker til diverse oppvarmingsformål.

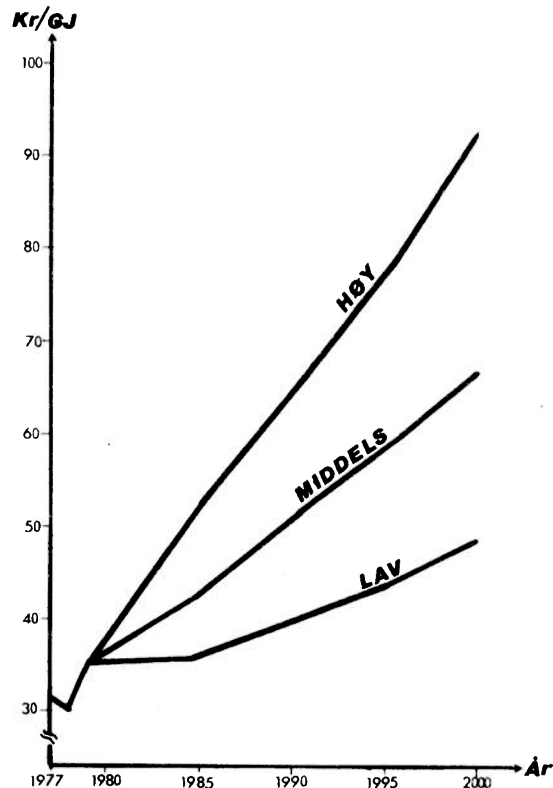


Fig. 3.3.2 Anslag over prisutviklingen for lette oljefraksjoner, prisenivå pr. januar 1978, merverdiavgift inkludert. (Data fra Det interdepartementale prognoseutvalg).

Prisutviklingen på lang sikt, etter år 2000, er så usikker at en ikke finner grunnlag for å gi anslag.

Kostnadene ved produksjon av elektrisk energi fra fossile brenslers består av anleggskostnader, faste driftskostnader for kraftver-

ket og brenselkostnader. Resulterende fastkraftkostnad ved innpassing av varmekraft i det norske systemet vil bli nærmere behandlet i kap. 6.3. Tabell 3.3.2 viser de ulike kostnadselementer.

Type	Dampkraftverk								Gass- turbin
Installasjon (MW)	2 x 75		2 x 350		2 x 600		1 x 600		1 x 75
Brensel	Olje	Kull	Olje	Kull	Olje	Kull	Olje	Kull	Lett- olje
Anleggskostn. ekskl. røkgassavsvovlingsanlegg (kr/kW)	3 700	4 585	2 610	3 170	2 260	2 690	2 470	2 970	1 360
Investeringsavg. (kr/kW)	400	495	280	330	240	280	260	310	160
Byggetidsrente (kr/kW)	610	750	500	600	470	560	520	620	110
Sum anleggskostnad (kr/kW)	4 710	5 830	3 390	4 100	2 970	3 530	3 250	3 900	1 630
Kapitalkostnad, anlegg (kr/kW-år)	404	500	291	352	255	303	279	335	140
Kapitalkostnad avsvovlingsanlegg (kr/kW-år)			45	45	40	40	40	40	
Driftslønn, adm., div. (kr/kW-år)	72	102	20	35	14	35	18	35	3
Vedlikehold (kr/kW-år)	28	48	17	37	12	32	19	37	
Sum faste årskostnader (kr/kW-år)	504	650	373	469	321	410	356	447	143
Driftsavhengig kostnad (øre/kWh) uttrykt ved brenselprisen K (kr/GJ)	0,91K	0,96K	0,87K	0,91K	0,86K	0,90K	0,86K	0,90K	1,20K
			+ 0,2	+ 0,2	+ 0,2	+ 0,2	+ 0,2	+ 0,2	+ 2,5

Tabell 3.3.2. *Anleggskostnader, faste årskostnader og driftsavhengige kostnader for fossilfyrte kraftverk. Prisnivå 1978, 7 % kalkulasjonsrente, 25 års økonomisk levetid.*

Driftsavhengig kostnad i øre/kWh fremkommer når brenselkostnaden K inngår med kr./GJ, kfr. fig. 3.3.1 og fig. 3.3.2. For de større kraftverksenhetene er det lagt til 0,2 øre/kWh driftsavhengig kostnad for røkgassrensing. Denne kostnad er hovedsakelig energikostnad som for enkelhets skyld er basert på energipris 15 øre/kWh. Tillegget på 2,5 øre/kWh for gassturbin refererer seg til driftsavhengig vedlikehold.

3.3.3 Miljøvirkninger.

Et større varmekraftverk er i sin utforming og funksjon å betrakte som en større industribedrift. I likhet med en slik bedrift vil også varmekraftverket ha visse lokale miljøulemper som:

- beslagleggelse av arealer.
- omforming av kraftverksområdet og de nærmeste omgivelser fra et landlig miljø til et industrimiljø.

— støy og visse utslipp som kan være generende for de nærmeste omgivelser.

Dessuten følger det med forskjellige utslipp som vil spres over et større område og som kan ha uheldige miljøpåvirkninger av mer regional og til dels global karakter, f.eks. utslipp av karbondioksyd.

Betraktningene om miljøpåvirkning omfatter anlegg og drift av selve kraftverket og aktiviteter knyttet direkte til dette, som havnetrafikk, lossing, transport og lagring av brensel samt transport og deponering av aske.

3.3.4 Distriktvirkninger.

Det som er fremført i kapittel 3.2.3 — distriktvirkninger fra vannkraftutbygging, vil i stor utstrekning også ha gyldighet i forbindelse med bygging av varmekraftverk (inkl. kjernekraftverk).

3.4 KJERNEKRAFTVERK

3.4.1 Brenselsreserver.

Dagens kjernekraftverk benytter spaltbart (fissilt) materiale. I fremtiden vil også fusjonsreaktorer kunne bli aktuelle, men det er langt fram til en eventuelt kan ta slike i bruk. Det spaltbare materiale kan være U-235 i naturlig uran, eller det kan produseres i reaktorer av thorium eller uran-238. Av thorium får en det spaltbare uran-233, og av uran-238 får en plutonium, PU-239.

Antatte globale reserver av uran til kostnad under \$ 130 pr. kg er ca. 4,3 mill. tonn. Dette vil kunne dekke behovet til noe ut i neste århundre. Norge har store forekomster av thorium, men konsentrasjonen er meget lav.

I Norge har det siden 1959 vært i drift en forsøksreaktor med 20 MW varmeeffekt, «Halden-reaktoren».

3.4.2 Kostnader.

Fig. 3.4 viser forventet utvikling i resulterende brenselkostnad for kjernekraftverk (lett vannsreaktor), hvorav urankostnaden inngår som ett av kostnadselementene. Resulterende fastkraftkostnad ved innpassing av denne type kjernekraftverk i det norske systemet vil bli nærmere behandlet i kap. 6.3. Formeringsreaktorenes brenselkostnad er vanskelig å fastslå da de første kommersielle anlegg av denne type først nå er under bestilling og bygging.

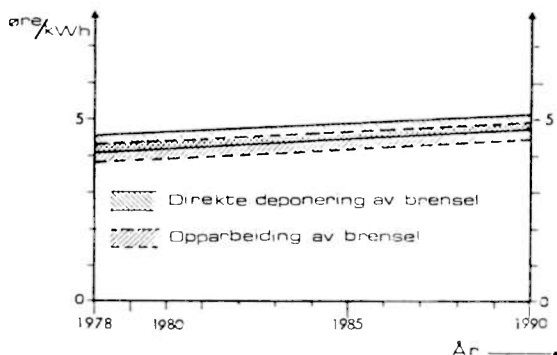


Fig. 3.4 Forventet kostnadsutvikling for brensel til kjernekraftverk (lett vannsreaktor) fram til 1990. Prisen pr. januar 1978.

Kostnadsstrukturen for et 1×1000 MW kjernekraftverk fremgår av tabell 3.4. Spesifikk anleggskostnad avhenger imidlertid av kraftverkets størrelse. Som en indikasjon kan det for et 1×600 MW kraftverk regnes med ca. 20 pst. høyere spesifikk anleggskostnad. For 1×1300 MW kan det tilsvarende regnes med en reduksjon på ca. 15 pst. i forhold

til kostnaden for 1×1000 MW som er gitt i tabell 3.4.

Installasjon (MW)	1×1000
Anleggskostnad (kr/kW)	3 880
Investeringsavgift (kr/kW)	420
Byggetidsrente (kr/kW)	1 200
Sum anleggskostnad (kr/kW)	5 500
Kapitalkostnad (kr/kW-år)	472
Drift, vedlikehold (kr/kW-år)	160
Sum faste årskostnader (kr/kW-år)	632
Driftsavhengig kostnad (øre/kW)	3,8—4,5

Tabell 3.4. Anleggskostnader, faste årskostnader og driftsavhengige kostnader for kjernekraftverk. Prisen pr. januar 1978. 7 % kalkulasjonsrente. 25 års økonomisk levetid.

3.4.3 Miljøvirkninger.

Kjernekraftverk kan i likhet med andre varmekraftverk betraktes som en industribedrift. Men de har dels andre former for utslipp og dels andre mengder. Det er derfor ikke uten videre mulig å foreta en miljømessig evaluering av kjernekraft i forhold til annen varmekraft. Utslipp av tapsvarme blir som regel større ved kjernekraft. Små mengder radioaktive stoffer slippes ut under vanlig drift. Det radioaktive avfallet en får ved spaltningsprosessen, blir tatt vare på. Det vil med tiden miste sin radioaktivitet, men en del av avfallet må lagres meget lenge. Forskjellige metoder for langtidslagring av høyaktivt avfall er under utvikling i flere land. Så vel disse forhold som de sikkerhetsmessige aspekter er vurdert i «Kjernekraftutvalgets» innstilling.

3.4.4 «Kjernekraftutvalget»s innstilling.

«Kjernekraftutvalget» eller «Granliutvalget» ble nedsatt etter forslag fra et flertall av Stortingets Industrikomité, kfr. Inst. S. nr. 255 (1974—75). Utvalget ble oppnevnt i 1976. De 21 medlemmene var dels fagfolk og dels samfunnsengasjerte «ikke-eksperter». Rapporten fra utvalget «Kjernekraft og sikkerhet» foreligger i NOU 1978: 35 A og 35 B (Bilag). En engelsk oversettelse er gitt i NOU 1978: 35 C.

Utvalgets mandat var i korthet å foreta en bred analyse av sikkerhetsforholdene i forbindelse med drift av kjernekraftverk og ved transport, lagring og eventuell prosessering av radioaktivt materiale. Hensikten med analysen var å få et betryggende grunnlag for å kunne bedømme sikkerheten ved kjernekraftverk slik at en skulle kunne avgjøre om det

er fullt forsvarlig å sette i drift slike anlegg her i landet i 1980-årene. Utvalget tok som utgangspunkt at det for Norge bare kan komme på tale å ta i bruk levetidssreaktorer. Vurderingene er derfor basert på bruk av slike reaktorer.

Resultatet av utvalgets vurderinger kan i korthet sammenfattes slik:

«Utvalgets flertall anser at det vil være forsvarlig å ta i bruk kjernekraft i Norge dersom nærmere spesifiserte forutsetninger og krav til sikkerhet blir oppfylt.»

Og når det gjelder forholdet mellom kjernekraft, kull-, olje og gasskraft:

«Ut fra en samlet vurdering mener utvalgets flertall at kullkraftverk utgjør den største belastningen på miljøet. Ved en sammenligning av olje, gass og kjernekraft fremtrer ingen som den klart fordelaktigste.»

På grunn av havariet 28. mars 1979 i kjernekraftverket Three Mile Island i USA er sikkerhetsaspektet kommet sterkere i søkelyset.

3.4.5 Andre forhold.

For å kunne få et fullstendig underlag for en total vurdering av spørsmålet om innføring av kjernekraftverk i det norske kraftsystem er det en rekke andre forhold som vil være av vesentlig betydning, hvorav de viktigste er:

a) Varer og tjenester som inngår i brenselkretsløpet.

Dette gjelder i første rekke forsyningen av uran hvor de kjente forekomster i dag er relativt begrensede, men også tilgang på slike tjenester som anrikning og opparbeiding av brensel. Rimelig sikkerhet for brenselforsyningen over en lang periode må være et vesentlig element i vurderingene av hvorvidt kjernekraft skal tas i bruk i Norge.

Viktige forhold er her også forutsetningene for tilbakeføring av produsert plutonium fra brukt brensel samt utviklingen av formeringsreaktorer. Uten mulighet for utvikling i denne retning vil brenselforsyningen på lengre sikt trolig ikke være tilfredsstillende.

I vurderingen av brenselforsyningssituasjonen bør også inngå gjennomføring av prosjektering etter uran i de områder i Norge som anses lovende.

b) Vurdering av muligheter for lagring av det radioaktive avfallet.

Opparbeiding av det brukte brenselet antas å måtte skje utenfor Norge. En må imidlertid regne med at de som utfører disse tjenestene

vil forbeholde seg rett til å sende det høyaktive avfallet tilbake til opprinnelseslandet.

Et alternativ til opparbeiding er å betrakte det brukte brenselet i sin helhet som avfall. Også dette alternativet krever at sikre lagerplasser kan anvises.

Det er derfor viktig å vurdere mulighetene for avtaler eller samarbeid som sikrer lagring av avfall fra opparbeiding eller av brukte brenselelementer utenfor Norge. Videre er det nødvendig å kunne anviser steder i Norge og metoder for sikkerhetsmessig forsvarlig lagring av alle kategorier radioaktivt avfall i forbindelse med drift av kjernekraftverk. Dette vil måtte omfatte geologiske vurderinger av potensielt egnede lagerplasser for avfall og sikkerhetsmessig vurdering av disse.

c) Vurdering av kjernekraftens kostnader.

Den totale kostnaden fordeler seg i hovedsak på følgende poster:

- Kapitalkostnader.
- Brenselkretsløpets kostnader } Se tab. 3.4.
- Andre driftskostnader.
- Kostnader for nedlegging av kraftverk etter endt levetid.
- Kostnader for nødvendig samfunnsmessig infrastruktur.

Resultatet av en totalvurdering av disse kostnader er avhengig av en rekke forhold, så vel på kort som på lengre sikt. Disse kan være krav til sikkerhet, tilgang på varer og tjenester i brenselkretsløpet, kjernekraftens utbredelse og utvikling, kraftverkenes reelle levetid, tilgang på og kostnadene for andre energibærere som f. eks. kull etc.

d) Politiske, tekniske og økonomiske forutsetninger utenfra.

Et norsk kjernekraftprogram er avhengig av vesentlige varer og tjenester utenfra. De politiske, tekniske og økonomiske forutsetninger for kjernekraft i de land i verden som har avgjørende innflytelse på dette området vil derfor være av stor betydning for spørsmålet om kjernekraft i Norge.

3.5 ANDRE ENERGIRESSURSER OG -KILDER

Det finnes en rekke energiressurser og -kilder som i dag spiller en mindre rolle enn vannkraft, kull, gass, olje og kjernebrensel, men som likevel har en viss lokal betydning. Eksempler på slike er torv, trevirke, gjødsel og annet organisk avfall, vindkraft og geotermisk energi (jordvarme). Noen av disse har vært utnyttet i vårt land, til dels i ganske

stor utstrekning. Nedenfor omtales utsiktene for bruk av noen slike ukonvensjonelle ressurser og kilder i Norge.

Blant *ressursene* kan nevnes torv og geotermisk energi. Torv vil neppe bli brukt som brensel i store anlegg i Norge, dels på grunn av kostnadene, dels fordi torv sannsynligvis er mer verdifull brukt på annen måte, og dels også på grunn av vern av våtmarksområder.

Geotermisk energi utvinnes foreløpig bare i form av vann eller damp der det forekommer vulkansk varme nær overflaten. Senere kan det bli utviklet metoder for å tappe energi fra tørre, varme bergarter. I Norge må en bore meget dypt, flere kilometer, for å komme ned i varme soner. Temperaturen øker med ca. 30° C pr. km dybde. NVE ser derfor ingen mulighet for at geotermisk energi vil bli utnyttet i Norge i overskuelig framtid.

Blant *kildene* er de aller fleste et resultat av solstrålingen, direkte eller indirekte. Den direkte solstråling er meget variabel og lite konsentrert. Derfor må en ha lagringsanlegg og relativt store flater for oppsamling. Dette utgjør en vesentlig begrensning for utnyttelsen. I en rekke land er det allerede tatt i bruk solpaneler for romoppvarming og vannvarming. Videre er det utviklet solceller for direkte omforming av solstrålingen til elektrisk energi. Disse er foreløpig svært dyre, og ventes ikke å bli særlig utbredt før kanskje i neste århundre. En annen form for elektrisitetsproduksjon under utvikling består i konsentrasjon av solstrålingen ved speil mot et brennpunkt hvor det produseres damp for drift av en turbin.

De indirekte metodene for utnyttelse av solenergien er bl. a. vindenergi, bølgeenergi, dyrking av hurtigvoksende planter og biokjemisk behandling av gjødsel og annet organisk materiale. Likeså inngår her bruk av ved og skogavfall som brensel. Det arbeides også med å utvinne energi fra sjøvann ved å utnytte at temperaturen varierer med dybden eller at saltinnholdet varierer.

I Norge er forskningsinnsatsen spesielt konsentrert om mulighetene for utnyttelse av havbølgenes energi, og det er bevilget betydelige offentlige midler til dette. Flere industribedrifter har også satset på dette feltet. En kan imidlertid neppe vente de første kraftproduserende prototyper før mot slutten av 1980-tallet.

Tidevannsenergien skyldes solens og månens tiltrekningskraft. Et tidevannskraftverk på 240 MW er i drift i Frankrike. I Norge er forskjellen mellom flo og fjære for liten til at slike kraftverk kan komme på tale. Andre ste-

der i verden er det utredet en rekke prosjekter, men lønnsomheten synes å være dårlig.

Kostnadsoverslagene for de forskjellige typer ukonvensjonelle energikilder er foreløpig usikre og sprikende. Med videre forskning og utvikling kan det ventes sikrere anslag og sannsynligvis en reduksjon. Jevnt over ligger kostnadsoverslagene for disse nå betydelig høyere enn kostnadene ved å utnytte konvensjonelle energiresurser. Dessuten kan miljøvirkningene ved disse energikildene bli betydelige. All erfaring tilsier at en bør utrede miljøpåvirkningene før en tar en ny energikilde i bruk.

Karakteristisk for flere av de fornybare energikildene er at primærenergien er gratis (bølger, vind og solstråling). En reduksjon av kalkulasjonsrenten vil derfor favorisere elektrisitetsproduksjon basert på slike fornybare energikilder i forhold til elektrisitetsproduksjon basert på olje, kull eller uran.

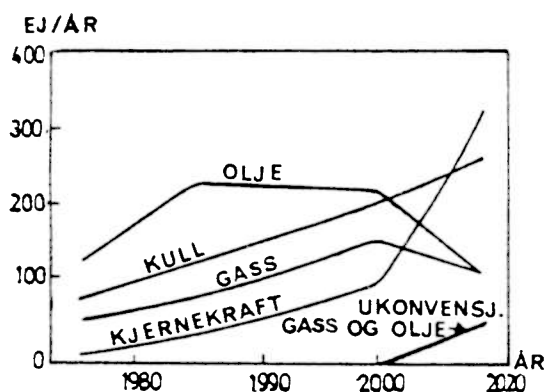
Som konklusjon kan en si at av de ukonvensjonelle energiformene er det i Norge vesentlig bølgeenergien som for tiden synes mest lovende. Enkelte steder langs vestkysten kan kanskje også vindenergien bli utnyttet. Det er også en fornyet interesse for fyring med flis, bark, trekull og andre skogsprodukter. Direkte utnyttelse av solenergi ved hjelp av paneler vil trolig i en viss utstrekning bli tatt i bruk som et supplement for romoppvarming og varmtvannsberedning.

En skal være oppmerksom på at muligheten for utnyttelse av ukonvensjonelle energiformer ofte ligger hos forbrukerne, som derfor må motiveres til å ta slike i bruk. Det beste og mest realistiske motiv er at løsningen er lønnsom.

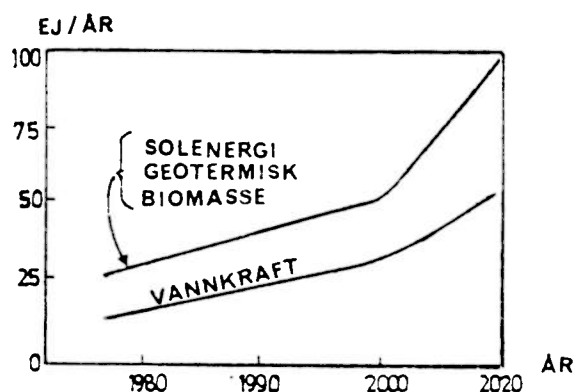
Det er til dels sterk aktivitet på dette området, særlig i de land som strever etter å gjøre seg mindre avhengig av å importere energibærere. Dette kan føre til økonomisk interessante løsninger. For produksjon av elektrisk energi i Norge er det foreløpig ikke noe økonomisk alternativ til de konvensjonelle produksjonsformene. Ukonvensjonelle produksjonsformer vil i beste fall dekke bare en meget liten del av vårt energibehov før århundreskiftet. Mulighetene for praktisk utnyttelse av ukonvensjonelle energikilder er også omtalt i kap. 6.6.3.

3.6 GLOBALT FREMTIDSPERSPEKTIV

Potensialet for årlig primær energiproduksjon i verden fram til år 2020 er vist i fig. 3.6.1 som er hentet fra sluttrapporten fra Kommisjon for energisparing oppnevnt av Verdens energikonferanse.



a) IKKE FORNYBAR ENERGI



b) FORNYBAR ENERGI

Fig. 3.6.1 Årlig produksjon av primærenergi.
Kilde: «World Energy: Looking ahead to 2020».
Rapport fra Conservation Commission of
the World Energy Conference utgitt av
IPC Sience & Technology Press Ltd, 1978.

Fig. 3.6.2 viser tilsvarende forventet etterspørselsutvikling, fordelt på tre regioner,

OECD, land med sentralstyrt økonomi og utviklingsland. Dessuten er resulterende forventet etterspørsel stillet sammen med forventet oppnåelig produksjonspotensial. Det hevdes at det er nødvendig å ha en margin mellom etterspørselen og potensiell tilgang bl. a. fordi det tar lang tid å utvikle produksjonskapasiteten og infrastrukturen.

Rapportens konklusjon er bl. a. at en må øke effektiviteten i bruken av energi, og samtidig utvikle alle former for primærenergi. Særlig er det viktig å kunne erstatte oljeforbruket med kull og kjernekraft, samtidig som fornybare energikilder utvikles så raskt som mulig.

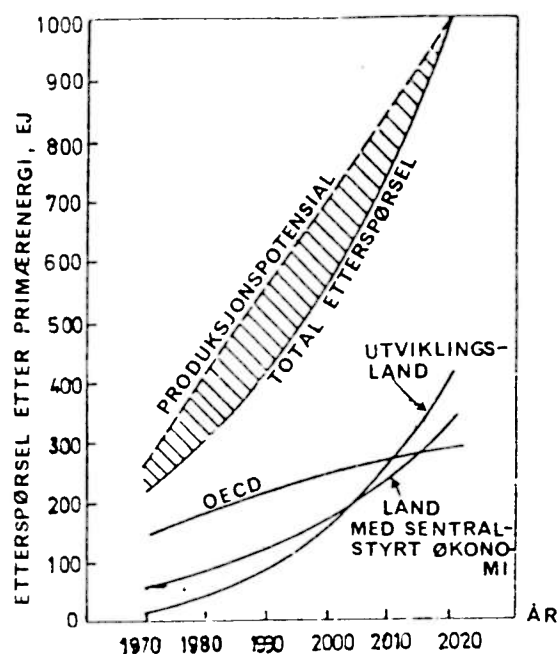


Fig. 3.6.2. Etterspørsel etter primærenergi i verden fram til år 2020.

Kilde: «World Energy: Looking ahead to 2020».
Rapport fra Conservation Commission of
the World Energy Conference, utgitt 1978.

4. Forbruksutvikling.

4.1 HVA ER EN PROGNOSE?

En elektrisitetsprognose er å forstå som forventet utvikling i etterspørselen etter elektrisk energi basert på bestemte forutsetninger om samfunnsutviklingen, f. eks. befolkningsutvikling, produksjon og sysselsetting i de ulike næringssektorer, privat inntekt, priser på elektrisitet og annen energi, folks vaner og ønsker osv. Vurderingen av sammenhen-

gen mellom forutsetningene og den resulterende etterspørselsutviklingen bygger på det historiske erfaringsmateriale som foreligger i form av statistikk og innsikt hos de personer som deltar i eller bidrar til prognosearbeidet. Tidsrammen for prognosen er avhengig av hva den skal brukes til.

Ved utarbeidelsen av prognoser søker en å belyse konsekvensene av de underliggende for-

utsetninger uten å ta standpunkt til om resultatet er ønskelig eller ikke. En prognose er i så måte forskjellig fra et program. Et program er resultatet av beslutninger i styrende organer. Det bygger på prognoseresultater, konsekvensanalyser og politiske avveininger, og forutsetter vanligvis bruk av virkemidler for å styre utviklingen i ønsket retning.

4.2 HVILKE FORBRUKSSEKTORER DET LAGES ELEKTRISITETSPROGNOSER FOR

På grunn av at elektrisiteten delvis kan erstattes av andre energibærere, vesentlig olje, er det nødvendig å knytte elektrisitetsprognosene til utviklingen av det totale energiforbruk. NVE's prognoser for alminnelig forbruk er derfor knyttet til betraktninger om utviklingen av totalt netto sluttforbruk av energi (snitt 5 i fig. 1) i næringssektorene, industri og bergverk (utenom kraftintensiv industri) og tjenesteytende virksomhet. I industrisektoren er energiforbruket knyttet til utviklingen av produksjonsindeksen og elektrisitetsandelen er anslått bl. a. ut fra historisk trend. Energiforbruket innen tjenesteytende virksomhet er avledet av utviklingen av realkapital nedlagt i bygninger og maskiner, og elektrisitetsandelen er beregnet ut fra antatt prisforhold mellom olje og elektrisitet. I husholdninger og jordbruk er elektrisitetsforbruket knyttet til utviklingen av det private forbruk og til priser for olje og elektrisitet. Elektrisitetsforbruket i anleggsektoren er avledet av bruttoproduktets utvikling. For transportsektoren er prognoser for elektrisitetsforbruket basert på oppgaver fra NSB.

4.3 ELEKTRISITETSDIREKTORATETS ARBEID MED ANALYSE AV FORBRUKSUTVIKLINGEN

Sammenhengen mellom forutsetningene om økonomisk vekst, energipriser osv. og energi- og elektrisitetsforbruket er meget komplisert. Det har derfor vært en viktig oppgave å få analysert om sammenhenger som kan påvises historisk, kan uttrykkes ved hjelp av matematiske modeller. NVE har i samarbeid med andre institusjoner, bl. a. Statistisk Sentralbyrå, utviklet slike modeller til hjelp ved vurderingen. Sammenhengen mellom energiforbruk og økonomisk utvikling som slike modeller uttrykker kan imidlertid endres over tid. Spesielt er det sannsynlig at økende energipriser vil favorisere mindre energiintensive prosesser og dermed endre forholdet mellom økonomisk vekst og vekst i energiforbruket.

En annen kilde til usikkerhet knyttet til prognosemodeller er spørsmålet om elektrisitetens andel av det totale energiforbruk. Dette

avhenger bl. a. av prisforholdet mellom elektrisitet og andre energibærere, spesielt olje. Forbrukets avhengighet av energiprisene i husholdningssektoren og tjenesteytende virksomhet er belyst i nylig publiserte forskningsresultater. Disse resultatene er det tatt hensyn til i NVE's prognoser. Det må imidlertid understrekes at virkningene av priser og tariffutforming fortsatt er ufullstendig belyst.

4.4 HVA ELEKTRISITETSDIREKTORATETS PROGNOSER OG ANALYSER BRUKES TIL

Arbeidet med prognoser gir innsikt i sammenheng mellom energibruk og utvikling i de forskjellige deler av samfunnet. Innsikt i sammenhengen mellom forutsetningene om økonomisk vekst, energipriser m. v. og utviklingen av elektrisitetsforbruket gjør det således mulig å beregne hvordan forbruksutviklingen for elektrisitet kan ventes å bli endret som følge av endringer i visse forutsetninger. For de sentrale myndigheter kan det være behov for slike konsekvensanalyser, dvs. å få bedømt virkningene på elektrisitetsforbruket av endringer i forutsetninger som kan foretas ved politiske vedtak som f. eks. pris- og avgiftsendringer. For NVE vil slike analyser særlig være av interesse når det gjelder spørsmålet om hvordan krafttilgangen skal tilrettelegges for å passe til forventet forbruksutvikling.

Kraftutbyggingen i landet skjer etter initiativ fra elektrisitetsverkene og kraftselskapene. Dessuten fremmer Statskraftverkene planer og foreslår utbygging av prosjekter i statens regi. Elektrisitetsdirektoratets prognoser beregnet for hele landet under ett kan ikke uten videre legges til grunn for innpassing av de enkelte utbyggingsprosjekter rundt i landet. Disse prognosene forteller nemlig ikke noe om fordelingen på distriktene og de representerer heller ikke noe grunnlag for vedtak hos hver enkelt kraftforsyningsenhet. Elektrisitetsdirektoratets prognose må derfor sammenholdes med opplysninger om forventet utvikling i de enkelte elektrisitetsområder når en skal legge til rette krafttilgangsprogrammet gjennom planlegging og fremme av prosjekter. Dette arbeidet må videre samordnes med Statskraftverkernes virksomhet fordi Statskraftverkene bygger produksjonsanlegg, overføringslinjer og samkjøringslinjer som ikke forutsettes å dekke et bestemt lokalt behov.

For sentralmyndighetene vil Elektrisitetsdirektoratets prognoser sammen med NVE's skisse av utbyggingsprogrammet gi holdpunkter for å bedømme hvordan tilgjengelige energiressurser vil strekke til og for å reser-

vere nødvendig kapital til utbyggingen av elektrisitetsforsyningen.

4.5 TIDLIGERE PROGNOSE

De første landsomfattende prognoser over elektrisitetsforbruket ble utarbeidet av Elektrisitetsdirektoratet ved årsskiftet 1964–65 i forbindelse med Langtidsprogrammet 1966–69. Disse prognosene (for programperioden) var basert på oppgaver innhentet fra de ansvarlige organer for elektrisitetsforsyningen i landet, elektrisitetsverker, fylkenes elektrisitetskonsulenter og Samkjøringen. Prognosene ble sammenstilt for de daværende elektrisitetsområder og for landet som helhet. En tilsvarende framgangsmåte ble benyttet for prognosene som ble utarbeidet ett år senere i forbindelse med St. meld. nr. 19 for 1966–67 Elektrisitetsforsyningen i Norge. Tidshorisonen for disse prognosene var 1966–72 og det ble også gitt anslag for 1975. I prognosene ble den kraftintensive industri behandlet atskilt fra det alminnelige forbruk.

I 5-års perioden 1960–65 var den gjennomsnittlige forbruksveksten ca. 8,5 pst. p. a. 1964-prognosen for det alminnelige forbruk viste en gjennomsnittlig årlig vekst på 7,2 pst. p. a. i 4-årsperioden 1966–69. Den virkelige forbruksvekst ble ca. 6,1 pst. p. a. Prognosen av 1965 kom fram til en tilsvarende forbruksvekst for perioden 1966–72 på 7 pst. p. a. Den virkelige vekst i denne perioden ble 5,1 pst. p. a.

I forbindelse med St. meld. nr. 97 for 1969–70 om energiforsyningen i Norge ble det av Energirådet framlagt nye prognoser for det alminnelige forbruk for perioden 1970–90. Dette var de første prognoser som bygget på en analyse av energi- og elektrisitetsforbruket innen visse hovedgrupper av næringssektorene i landet. Analysen er dokumentert i Energiutredningen av 1969. Generelt var prognosen basert på en antatt vekst i bruttonasjonalprodukt på 4 pst. p. a. og en gjennomsnittlig årlig vekst i industriproduksjonen på 5 pst. p. a. i hele perioden. Energirådets vurdering resulterte i en antatt forbruksvekst for det alminnelige forbruk på 5,3 pst. p. a. i perioden 1970–80 og 4,8 pst. i 1980–90. Forbruksveksten hittil i 1970-årene har vært ca. 5,6 pst. p. a.

I forbindelse med St. meld. nr. 100 for 1973–74 Energiforsyningen i Norge i fremtiden, la NVE i 1974 fram prognoser som ble utarbeidet av Elektrisitetsdirektoratet ved årsskiftet 1973–74. Disse var basert på samme metodikk som Energirådets prognoser av 1969. De økonomiske vekstforutsetninger som ble lagt til grunn var også stort sett uendret

(Vekst i BNP ca. 4 pst. p. a.), men pga. den ca. 100 pst. økning i oljeproduktprisene som fant sted i løpet av høsten 1973 og den derav følgende radikale forrykning i konkurranseforholdet olje/elektrisitet regnet 1974-prognosen med en betydelig omlegging fra olje- til elektrisitetsbasert energiforbruk. Middelprognosen for alminnelig forsyning viste en vekst på 8,4 pst. p. a. i 1973–80, 4,5 pst. p. a. i 1980–85, 3,8 pst. p. a. i 1985–90 og 3,5 pst. p. a. i 1990–2000. NVE uttalte i sitt brev til Industridepartementet av 24. april 1974 at det neppe ville være mulig å dekke en forbruksutvikling etter denne prognose i 1980 og 1985.

Den omlegging fra olje til elektrisitet som 1974-prognosen forutsatte er blitt mindre enn antatt bl. a. fordi oljeprisene siden 1974 har sunket relativt elektrisitetsprisene og fordi Regjeringen har gått aktivt inn for å hindre en slik omlegging (uttrykt i St. meld. nr. 100 for 1973–74 og i St. meld. nr. 75 for 1976–77 Langtidsprogrammet).

Etter at energimarkedene hadde stabilisert seg etter oljekrisen utarbeidet Elektrisitetsdirektoratet i mars 1976 nye prognoser. Disse var basert på samme metodikk som 1974-prognosene og viste en antatt forbruksvekst i perioden 1972–80 på mellom 4,6 og 7,2 pst. p. a., avtakende til 3,7–4,2 pst. i årene 1980–85 og til 3,0–3,6 pst. p. a. i 1985–2000.

I brev av 26. juni 1978 til Olje- og energidepartementet framla NVE en prognose basert på Langtidsprogrammets (1978–81) forutsetninger. Prognosen som bygget på samme metodikk som beskrevet tidligere i dette avsnitt, gav en forbruksvekst på 4,1 pst. p. a. i perioden 1976–85, 3,9 pst. p. a. i 1985–90, 3,7 pst. p. a. i 1990–1995 og 2,6 pst. p. a. i 1995–2000. Det faktiske forbruk har i perioden 1975–78 ligget på ca. 6,3 pst. p. a., temperaturkorrigert 5,1 pst.

Som nevnt tidligere i dette kapittel er Elektrisitetsdirektoratets prognoser et nødvendig grunnlag for planleggingen av den videre kraftoppdekning i vårt land. Det er nødvendig å ligge på forskudd med planlegging og avklaring av nye kraftprosjekter. Planleggingen bør derfor omfatte vesentlig mer krafttilgang enn det som anses nødvendig for å møte den mest sannsynlige etterspørselsutvikling til enhver tid.

4.6 FORUTSETNINGENE OM UTVIKLINGEN AV DE SAMFUNNSAKTIVITETER SOM KREVER ENERGI OG ELEKTRISITET

Det er vanlig erfaring at prognoser blir sterkt påvirket av de forhold som råer under den periode da prognosene utarbeides. Ut fra

erfaringene med tidligere prognoser er det særlig befolkningsutviklingen, den økonomiske vekst og energipriser som er viktig i denne sammenheng. De store reduksjoner i befolkningsfremskrivningene de senere år, revisjonen av den økonomiske politikken og usikkerheten knyttet til de internasjonale konjunkturer og til den internasjonale oljepris, bidrar til usikkerhet i forutsetningene.

Det kan her være grunn til å understreke at de til dels store endringer som er foretatt i Elektrisitetsdirektoratets prognoser de senere år, i det vesentligste skyldes at det er foretatt betydelige endringer i forutsetningene. Den økonomiske utvikling i de nærmeste år må ansees som særdeles usikker. I St. meld. nr. 76 for 1977-78, Tillegg til Langtidsprogrammet 1978-81, viser Regjeringen til at etter den siste verdenskrigen hadde Norge 30 år med omtrent sammenhengende sterk økonomisk vekst. Bruken av varer og tjenester pr. innbygger ble tredoblet. På denne bakgrunn understreker Regjeringen at den neddemping som nå trengs klart vil bryte med tilvante forestillinger både hos den enkelte, i organisasjonene og i politisk virksomhet.

De nye forutsetningene for Regjeringens økonomiske politikk som kommer til uttrykk i Tillegg til Langtidsprogrammet 1978-81 avviker således sterkt fra det som ble lagt til grunn i Langtidsprogrammet 1978-81 som ble lagt fram knapt et år tidligere. Dette kan få store konsekvenser også for etterspørselen etter elektrisk kraft.

Hovedtrekkene i utviklingen framover ventes å bli karakterisert ved en sterkt økt innsats med sikte på eksport, bedring av betalingsbalansen med utlandet og mindre vekst i privat forbruk med fortsatt vekst i tjenesteytende næringer.

I Tillegg til Langtidsprogrammet 1978-81 heter det at meldingen «— vil danne grunnlaget for Regjeringens konkrete økonomiske politikk de nærmeste par åra». Dessuten heter det at «Meldingen endrer ikke de hovedmål og de retningslinjer som er trukket opp i Langtidsprogrammet». De prognosevarianter som presenteres i denne innstilling er basert på de forventninger om økonomisk utvikling i landet som er lagt til grunn for arbeidet i det interdepartementale utvalg for energiprognoser («Energiprognoseutvalget») i august 1979.

Representert i utvalget er: Finansdepartementet, Industridepartementet, Kommunal- og arbeidsdepartementet, Miljøverndepartementet, Samferdselsdepartementet, Norges vassdrags- og elektrisitetstvesen, Statistisk Sentralbyrå og Olje- og energidepartementet.

Forutsetningene om økonomisk utvikling bygger på alternativ L₁ i Statistisk Sentral-

byrå's siste befolkningsfremskriving (NOS A927 1977). Det skjelles mellom to basisalternativer, et for «lav» og et for «høy» økonomisk vekst i landet. Det lave vekstalternativ harmonerer med en vekst i BNP (Brutto nasjonalprodukt utenom olje og skipsfart) på 1,3 pst. p. a. i perioden 1977-85, 2,4 pst. p. a. i årene 1985-90 og 2,1 pst. p. a. i årene 1990-2000. Det høye vekstalternativ er basert på tilsvarende vekst i BNP på henholdsvis 2,6 pst. p. a., 3,1 pst. p. a. og 2,8 pst. p. a. Gjennomsnittlig vekst i BNP i perioden 1968-77 har vært 4,7 pst. p. a. Selv det høye vekstalternativet ligger vesentlig lavere enn langtidsprogrammets tall og lavere enn historisk vekst i fredstid etter 1920, kfr. fig. 4.8.1 a.

Forbruksutviklingen påvirkes av energiprisenes utvikling. I St. meld. nr. 42 for 1978-79 Om energiøkonomisering, heter det at Regjeringen «— går derfor inn for å bruke langtids grensekostnad som et mål for fastsetting av prisene for kraft til den alminnelige forsyning. Opptrappingen må imidlertid skje gradvis og bl. a. sees i sammenheng med pris- og inntektspolitikken etter 1979».

Mulige konsekvenser for forbruket av en opptrapping av prisene til kostnad for ny og mer kraft i perioden fram til 1985 er vist i beregningseksempler. For prisutviklingen på lettoljeprodukter er det i prognoseberegningene forutsatt henholdsvis et lavt, et høyt og et midlere forløp, (se fig. 3.3.2). Forutsetningene om lettoljepris er identiske med de som er lagt til grunn av Energiprognoseutvalget.

Det er i dag vanskelig å kvantifisere virkningene av energiøkonomisering og de forutsatte tiltak for energisparing. Det framgår av St. meld. nr. 42 for 1978-79 at «Kostnadene for innvunnet energi bør ikke ligge over kostnadene forbundet med fremskaffing av ny energi som kan nyttiggjøres».

Hvis energiprisene stiger relativt sett, vil varmegjenvinning, bedre isolasjon, solvarmesystemer, varmepumper o.l. kunne bedre sin konkurranseevne.

I den prognose som NVE legger til grunn for vurderingen av nødvendig krafttilgang i årene fremover (se kap. 5) er det bl.a. forutsatt at kraftprisen tilpasses og følger antatt utvikling i kostnad for ny kraft i systemet. I prinsippet skulle derfor energiøkonomiserings tiltak innenfor nevnte retningslinjer i St. meld. nr. 42 vært tatt hensyn til via prognosemodellens priselastisiteter. Det er imidlertid tvilsomt om modellens priselastisiteter, som er estimert i en periode med høy vekst og lave energipriser, vil være representative i årene fremover da energiprisene, særlig oljeprisene, antas å øke sterkere enn det generelle prisnivå. Med den vekt som i dag legges på ener-

giøkonomisering er det ikke usannsynlig at utviklingen mot mer energiøkonomiske løsninger kan bli akselerert. På den annen side kan mange av de foreslåtte tiltak, som f. eks. større bruk av varmepumper til avløsning av oljebasert oppvarmingsbehov, føre til økt dekningsandel for elektrisitet. Det er dessuten vanskelig å vurdere virkningene av eventuelle energiøkonomiseringstiltak som ikke blir ivaretatt gjennom modellens priselastisiteter. En kan da risikere å ta med økonomiseringsvirkningen to ganger. NVE mener at selv om de beregnede virkninger av en pristilpassing på elektrisitet og antatt prisøkning på olje er usikre, representerer disse i dag likevel det beste anslag på virkningene av energiøkonomiseringstiltak i årene fremover.

Den videre takt i omleggingen til øket andel elektrisitet i industriproduksjonen som kan observeres i industrilandene er heller ikke lett å kvantifisere.

Det har i den senere tid i energidebatten vært uttrykt ønske om en avflatning av energiforbruket i årene framover. I St. meld. nr. 100 for 1973--74, Energiforsyningen i Norge i fremtiden heter det (s. 32): «En avtagende vekst kombinert med bedre forbrenningsmetoder, mer effektive industriprosesser, fornuftigere oppvarmingssystemer, omsmelting og resirkulering burde etter hvert kunne føre til en avflating av energiens vekstkurve fram mot år 2000». Under Stortingsbehandlingen av meldingen stemte et mindretall for et for-

slag om: «Ei stabilisering av det totale energiforbruket pr. innbygger frå 1990».

Vi kjenner ikke til at det foreligger analyser som på faglig grunnlag anviser hvordan økonomisk vekst, knyttet til våre naturgitte konkurransefortrinn, på lengre sikt kan opprettholdes uten en viss økning i energiforbruket. Vi er derfor av den oppfatning at en avflating av energiforbruket ikke kan sees isolert fra målet om fortsatt økonomisk vekst som kommer til uttrykk i Regjeringens langtidsprogrammer. Spesielt må det i dag forventes at en avflating i energiforbruket på lengre sikt forutsetter en bevisst avflating i forbruk av varer og tjenester. Dette er det ikke lagt opp til i Langtidsprogrammet. Konsekvensene av en slik avflating og de nødvendige virkemidler bør nærmere utredes før en tar stilling til spørsmålet om avflating i energiforbruket. Energiøkonomiserende tiltak forutsettes å bli prioritert innenfor de økonomiske rammer som Regjering og Storting legger opp til.

4.7 BEREGNINGSEKSEMPLER

Tabell 4.7.1 viser beregningseksempler med forskjellige forutsetninger om økonomisk utvikling og energipriser. Forutsetningen om økonomisk vekst er gitt av det interdepartementale prognoseutvalg og er illustrert i fig. 4.8.1, mens forutsetningene om elektrisitetspriser og lett-oljepriser er illustrert i fig. 4.8.2 og fig. 3.3.2.

Tabell 4.7.1. Beregningseksempler for mulig forbruksutvikling i alminnelig forsyning. TWh/år fastkraft levert forbruker.

Forutsetninger	1978 ¹⁾	1985	1990	1995	2000
A: Høy vekst, el-pris = grensekostnad ved 7 % kalk.rente Midlere lettoljepris	41	53	62	72	82
B: Lav vekst, el-pris = grensekostnad ved 7 % kalk.rente Midlere lettoljepris	41	48	56	62	69
C: Lav vekst, el-pris = grensekostnad ved 7 % kalk.rente Høy lettoljepris	41	49	58	64	72
D: Høy vekst, el-pris fast fra 1979 Midlere lettoljepris	41	54	64	74	87
E: Høy vekst, el-pris fast fra 1979 Høy lettoljepris	41	55	65	77	91

1) Foreløpig tall temperaturkorrigert.

Av tabell 4.7.1 går det fram:
— Virkningene på etterspørselen av elektrisi-

tet ved å endre forutsetningen om økonomisk vekst fra lav til høy, mens energi-

prisforutsetningene holdes uendret utgjør 5 TWh/år i 1985, 6 TWh/år i 1990, 10 TWh/år i 1995 og 13 TWh/år i 2000. (Forskjellen mellom alternativene A og B).

- Virkningene på etterspørselen etter elektrisitet ved å endre oljeprisen fra midlere til høyt alternativ, mens andre forutsetninger holdes uendret utgjør 1 TWh/år i 1985, 2 TWh/år i 1990, 2 TWh/år i 1995 og 3 TWh/år i 2000. (Forskjellen mellom alternativ B og alternativ C).
- Virkningene på etterspørselen av å øke prisene på elektrisitet gradvis til langtids grensekostnad basert på 7 % kalkulasjonsrente i 1985 sammenlignet med faste elpriser i prognoseperioden og med de øvrige forutsetninger uendret kan gi følgende reduksjon i etterspørselen etter elektrisitet: 1 TWh/år i 1985, 2 TWh/år i 1990, 2 TWh/år i 1995 og 5 TWh/år i 2000. (Forskjellen mellom alternativ D og A.)
- Virkningene på etterspørselen etter elektrisitet av at lettoljeprisen øker etter det høye i stedet for det midlere prisalternativet, mens de øvrige forutsetningene holdes uendret utgjør en økning på 1 TWh/år i 1985, 1 TWh/år i 1990, 3 TWh/år i 1995 og 4 TWh/år i 2000. (Forskjellen mellom alternativ E og alternativ D.)

4.8 DRØFTING AV INNGANGSDATA

4.8.1 Forholdstallene i beregningsmodellen, endring i forbruksvaner.

NVE's prognosemodell er en rent empirisk modell som bygger på tilgjengelig statistikk for perioden ca. 1965 fram til 1976. De vekstforutsetninger som Det interdepartementale prognoseutvalg har utarbeidet, og som er lagt til grunn i prognoseberegningene, bryter radikalt med utviklingen i etterkrigstiden. Den metodikk som er benyttet for å beregne konsekvensene for elektrisitetsforbruket av de endrede økonomiske forutsetningene, bygger på antakelse om at de sammenhenger som er registrert mellom økonomisk vekst og energivest i de siste ti år ikke vil endre seg vesentlig i prognoseperioden. De viste beregningsresultater er derfor usikre. De nevnte sammenhenger er estimert i en periode med sterk vekst i produksjon og inntekter. Når nå denne veksten forutsettes å bli sterkt dempet er det mye som tyder på at forbrukerne i sitt konsumvalg vil prioritere energi, spesielt i husholdningene, relativt sett høyere enn tidligere. Spesielt vil vi peke på at den overgang fra bensel til elektrisk energi som vi har hatt de siste tre år ikke kan forklares fullt ut ved hjelp av modellens innebygde priselastisiteter. Virkningene av prisøkningene på oljeproduk-

ter i 1973/74 synes fortsatt å gjøre seg gjeldende.

Situasjonen på boligmarkedet i Norge er slik at det er nærliggende å anta at boligbyggingen vil bli prioritert selv om utviklingen i det private konsum viser liten vekst i de nærmeste år. Dette kan føre til at elektrisitetsforbruket i sektoren husholdninger og jordbruk vil øke selv om privat konsum forutsettes konstant. Prognosemodellen forutsetter imidlertid at elektrisitetsforbruket på lengre sikt ikke øker når det private konsum ikke øker og prisene holdes konstant. Det kan også tenkes at husholdningenes budsjettandeler for elektrisitet endres under pris- og lønnsstoppen bl. a. som følge av endringene i kredittpolitikken slik at el-forbruket fortsetter å øke en tid.

For tjenesteytende virksomhet har forholdstallet mellom vekst i energiforbruket og vekst i realkapital over lengre tid vært synkende. Om denne tendensen fortsetter vil beregningsresultatene på lang sikt vise seg å være for høye. Datagrunnlaget gjør det vanskelig å analysere årsaken til endringene i trenden hittil og en har derfor ikke funnet det riktig å modifisere modellen slik at den forutsetter fortsatte trendendringer.

4.8.2 Pris- og inntektselastisiteter.

Det er stor spredning i tallverdiene for pris- og inntektselastisitetene i det materialet som foreligger om undersøkelser av husholdningenes energietterspørsel. I 2 norske undersøkelser varierer inntektselastisiteten for elektrisitet på kort sikt mellom 0,50 og 1,31, mens den i 7 amerikanske undersøkelser varierer mellom 0,02—0,3. En undersøkelse fra England viser 1,16.

I et materiale med 1 undersøkelse fra Norge og 8 fra USA varierer inntektselastisiteten mellom 0,2 og 1,64 på lang sikt.

For priselastisitetene for elektrisitet er det bra samsvar i resultatene fra de norske undersøkelsene, mens resultatene fra de amerikanske undersøkelsene varierer mellom — 0,07 og — 0,90 på kort sikt og ca. 0 til — 1,89 på lang sikt.

Særlig om det tas hensyn til de internasjonale undersøkelsene som foreligger, viser spredningen i resultatene at det er stor usikkerhet knyttet til størrelsen av elastisitetene.

Ellers er forholdene i energiforsyningen så ulike landene imellom at tallene vanskelig kan sammenlignes.

Denne usikkerheten bør en være oppmerksom på både ved vurderingen av prognoseusikkerhet og ved bruk av prognosene for konsekvensanalyse av pris- og inntektsendringer.

En skal også være oppmerksom på at pris- og inntektselastisitetene som er utregnet for

Norge bygger på den utforming av elektrisitetstariffene som har vært gjennom de år materialet er samlet for. Elektrisitetstariffenes utforming kan bli forandret i prognoseperioden, f. eks. ved sterk overgang til tariff H4.

4.8.3 Forutsetningene om økonomisk utvikling.

Både det «høye» og det «lave» vekstalternativ ligger for perioden fram til 1985 vesentlig lavere enn den historiske trend i senere år. Beregning av veksttakten i forbruket av elektrisk energi levert til alminnelig forbruk i perioden 1978-85 er, hvis en tar gjennomsnittet av alternativ A og B, se tabell 4.7.1, ca. 3 pst. p. a. De siste 10 år har registrert forbruksvekst vært ca. 5,5 pst. p. a. i gjennomsnitt. Hittil (sept. 1979) er det ikke registrert noen avdempning i denne forbruksveksten.

Langtidsprogrammets (1978-81) mål forutsetter en fortsatt økonomisk vekst vesentlig høyere enn det «høye» vekstalternativ, se fig. 4.8.1.a. Imidlertid er det i Tillegg til langtidsprogrammet, St. meld. nr. 76 for 1977-78, gitt signaler som varslar om nødvendigheten av å innstille seg på en lavere takt i utviklingen. Det interdepartementale prognoseutvalg har ment at en bør velge vekstforutsetninger som tar hensyn til de signaler som er gitt. Imidlertid gir St. meld. nr. 76, 1977-78, ingen klare signaler om hva som vil være ønsket utvikling. Det gis derfor få holdepunkter for å velge det ene vekstalternativ fremfor det andre når en skal velge mellom alternative beregningseksempler, se tabell 4.7.1. Hva angår den kortsiktige utvikling er det i St. meld. nr. 1 for 1979-80 regnet med en vekst i brutto nasjonalproduktet (ekskl. sjøfart og olje) på 2,2 pst. fra 1978 til 1979 og 2,3 pst. fra 1979 til 1980.

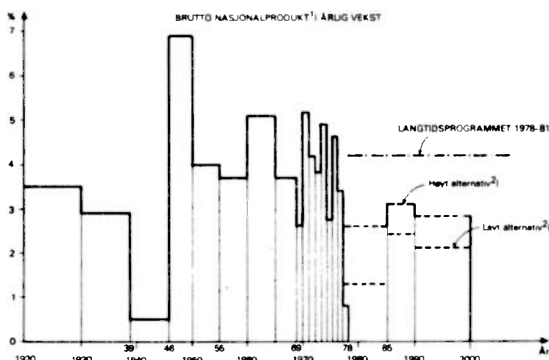


Fig. 4.8.1.a. Årlig vekst i brutto nasjonalprodukt¹). Kilde 1920-78: SSB.

- 1) Fra og med 1969 er nasjonalproduktet regnet etter nye definisjoner. Etter 1969 refererer vekstprosentene seg til brutto nasjonalprodukt utenom olje og utenriks skipsfart.
- 2) Det interdepartementale prognoseutvalg.

Fra Finansdepartementet foreligger ingen opplysninger om hvilken økonomisk vekst som er lagt til grunn for anbefalingen om å benytte 7 pst. kalkulasjonsrente. For NVE har det derfor ikke vært mulig å sikre konsistens mellom kalkulasjonsrenten og forventet forbruksutvikling.

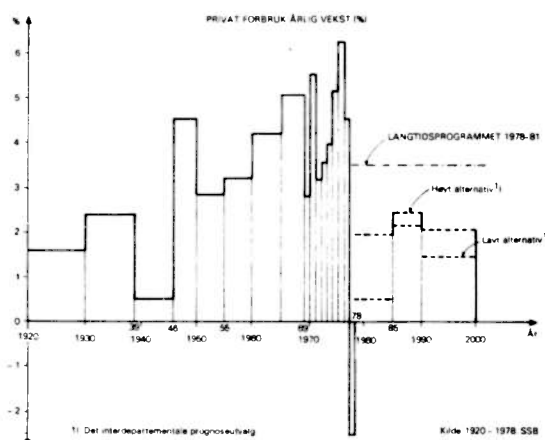


Fig. 4.8.1.b. Årlig vekst i privat forbruk.

Kilde: 1920-78 SSB.

Hovedstyret har i sin tilråding understreket den usikkerhet som ligger i forutsetningene om den økonomiske utvikling, se kap. 8.12, og finner at det ikke er forsvarlig å tilrettelegge krafttilgangen på den forventningsverdi for økonomisk utvikling som en får hvis en tar utgangspunkt i alternativene høy henholdsvis lav vekst som Prognoseutvalget har skissert. Hovedstyret mener at en utvikling mer på linje med alternativ A bør legges til grunn.

4.8.4 Utviklingen av elektrisitetsprisene.

I etterspørselsmodellen inngår bl. a. priselastisitet og fremtidig pris på elektrisk energi. Priselastisiteten er estimert på grunnlag av observert forbruk og gjennomsnittspris. Med gjennomsnittspris eller «referansepris» forstås kvotienten mellom abonnentenes årsregning og årlig energiforbruk. I prognoseperioden kan H4-tariffen bli tatt i bruk i stort omfang. Priselastisiteten vil da formodentlig i større grad bli knyttet til energileddet alene, mens et eventuelt fast årsbeløp ikke skulle påvirke etterspørselen.

Det er nærliggende å forutsette en utvikling av kraftprisen på linje med grensekostnaden for produksjon og levering til forbrukerne, se St. meld. nr. 42 for 1978-79 om energiøkonomisering. Her må en huske på usikkerheten ved kalkulasjonsrenten, se kap. 3.1. Sidealternativet med 5 pst. kalkulasjonsrente ville gi en langtidsgrensekostnad og til-

svarende «referansepris» som i landsgjennomsnitt ville ligge i underkant av det nåværende nivå og ville ikke gi kostnadsdekning for el-verkene sett samlet, se tabell 7.5.1. Sidealternativet med 9 pst. kalkulasjonsrente synes ut fra det som er sagt i kap. 3.1 å ligge for høyt.

Hvis en forutsetter overgang til H4-tariff, står en overfor valget om en vil eller ikke vil la det faste årsbeløp, som i henhold til grensekostnadsprinsippet skal uttrykke kostnaden for opprettelse av nye tilknytninger til forsyningssystemet, inngå i «referanseprisen». Hovedstyret går inn for, se kap. 8.5, at det ved H4-tariff ikke innkreves fast årsbeløp hvis elektrisitetsverkene oppnår kostnadsdekning gjennom et kostnadsriktig energiledd alene. Med det aktuelle prisnivå i landsgjennomsnitt som svarer til langtidsgrensekostnad med en kalkulasjonsrente i underkant av 7 pst., vil de fleste elektrisitetsverkene oppnå kostnadsdekning uten å innkreve noe fast årsbeløp forutsatt at den del av prisen som innkreves gjennom elektrisitetsavgiften på 2 øre/kWh også kommer elektrisitetsverkene til gode. I henhold til kap. 8.5.2 er beregningene på etterspørselsmodellen således i det ene tilfellet basert på pris lik kostnadsriktig energiledd i tariff H4 med 7 pst. kalkulasjonsrente. Her er forutsatt gradvis opptrapping til grensekostnad fram til 1985. «Referanseprisen» holdes uforandret på 1979-nivået i det andre tilfellet, se fig. 4.8.2.

4.8.5 Utvikling av lettoljeprisene.

For lettoljeprisene antas det at forventet utvikling vil bli som middelalternativet vist i fig. 3.3.2 som ett alternativ. Høy oljepris er beregnet som et sidealternativ.

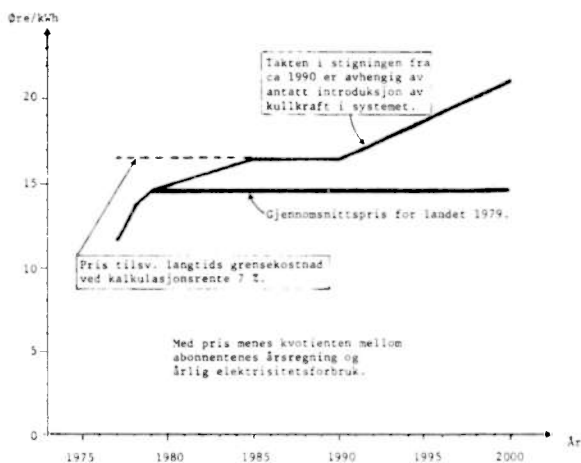


Fig. 4.8.2. Alternativ utvikling av pris for elektrisitet (inkl. 20 pst. m.v.a.) for beregning av etterspørsel, alminnelig forsyning. (Pengeverdi: 1978.)

5. Tilrettelegging av krafttilgangen.

5.1 GRUNNLAGET

Forventet forbruksutvikling er selvfølgelig det vesentligste grunnlag for tilretteleggingen av krafttilgangen. Mange andre forhold er også av til dels avgjørende betydning når en skal fastlegge nødvendig krafttilgang de nærmeste år og omfanget av planleggingen på lengre sikt. Til tross for nedgang i det private forbruk og sterke prisøkninger på elektrisitet fortsetter forbruket av elektrisk energi å stige omtrent som før. Den realiserte forbruksutvikling i 1978 og hittil i 1979 (september) er vesentlig høyere enn modell-beregningene viser. Dette kan skyldes andre forhold som vi i dag ikke kjenner, som f.eks. en større forsinkelse i forbrukstilpassingen enn vi har regnet med i modellberegningene, men det er foreløpig ikke mulig å svare noe sikkert på dette. De nevnte forhold gir altså grunn til å anta at prognosemodellen som er benyttet vil undervurdere etterspørselen i en periode med sterkt redusert økonomisk vekst. Holdningskappende kampanjer om økonomisk

ressursbruk kan endre folks forbruksvaner.

Usikkerheten i beregningsgrunnlaget for prognosen betyr at det vil bero på en tilfeldighet dersom den virkelige etterspørsel vil vise seg å være i overensstemmelse med den prognosen som en kan beregne på dette grunnlag.

Dersom kraftoppdekningen tilrettelegges for dekning av det som i dag er beregnet som den mest sannsynlige forbruksutvikling, vil det i utgangspunktet være like stor sannsynlighet for en underdekning som for en overdekning. Nå er de samfunnsøkonomiske tap ved en underdekning langt større enn ved en tilsvarende overdekning. Ved en overdekning oppstår tapet ved at unødige mye kapital er bundet i kraftproduksjonssystemet. Ved en underdekning vil tapet oppstå som direkte produksjonstap og ulemper hos forbrukerne. Ved planleggingen av kraftdekningen veies disse tap mot hverandre ved fastlegging av den optimale leveringsikkerhet.

Beregninger utført av Elektrisitetsdirekto-

ratet viser at en overutbygging på eksempelvis 3 TWh i forhold til optimalt fastkraftnivå i det samkjørte syd-norske system, inklusive dagens import/eksportforbindelser, gir et forventet samfunnsøkonomisk tap på ca. 50 mill. kroner pr. år i forhold til den optimale kraftdekning. En tilsvarende underutbygging vil, på den annen side resultere i et forventet tap for samfunnet på ca. 150 mill. kroner pr. år. Siden de økonomiske konsekvenser av underdekning er langt alvorligere enn konsekvensene av en tilsvarende overdekning vil det fra et økonomisk synspunkt være riktig å legge inn en ekstra reserve i krafttilgangen.

En må være klar over at det er mye vanskeligere å øke enn å senke takten i et utbyggingsprogram for å rette opp en mistilpassing.

5.2 KORTSIKTIGE FLUKTUASJONER I FORBRUKET

Forbruket kan endre seg langt raskere enn det er mulig å følge opp med utbygging av produksjonssystemet. Bedrede konjunkturer kan i løpet av få måneder føre til at industrien trapper opp produksjonen til nær full utnyttelse av produksjonskapasiteten. Dette betyr at industrien tar ut så mye fastkraft som den har kontraktmessig dekning for. Nå bygger de prognosemodeller som Elektrisitetsdirektoratet benytter på statistikk som viser den faktiske forbruksutvikling. De prognoseberegninger som gjøres på modellene vil ikke ta hensyn til kortsiktige konjunktursvingninger og derfor heller ikke ta hensyn til at industrien i kortere eller lengre perioder kan kjøre opp mot kapasitetsgrensen. I det lange løp vil kapasitetsutnyttelsen i industrien i gjennomsnitt ligge vesentlig lavere enn kapasitetsgrensen og dermed vil kraftuttaket ligge lavere enn industriens samlede kontraktsrettigheter på fastkraft. Dette betyr igjen at summen av kontraktsrettigheter i industrien er høyere enn det som den registrerte forbruksstatistikk viser.

Ved planlegging av kraftoppdekningen må det dessuten tas hensyn til at forbruket midlertidig kan øke sterkt på grunn av ekstra kald vinter. Elektrisitetsdirektoratet har anslått at forbruket i ett av ti år i dagens system kan bli inntil 2 TWh/år høyere enn i et år med midlere temperaturforhold. Prognosen refererer seg til midlere temperaturforhold. Det vil neppe være optimalt å dekke forbruksøkningen i de kaldeste år med fastkraft fordi disse opptrer relativt sjelden.

Da prognoseberegningene ikke tar hensyn til kortsiktige svingninger i konjunkturerne og klimaforholdene må det legges inn ekstra re-

serve i tilgangsprogrammet av hensyn til det som her er anført.

5.3 KRAFTDISPONERINGEN

De ca. 370 organisatoriske enheter som til sammen sørger for kraftforsyningen i landet opptrer hver for seg som kontraktpartner i forholdet leverandør/kunde. Leveringsvilkår/kontraktsvilkår forplikter kraftleverandør i forholdet til kunde. Hver enkelt leverandør må derfor være forvisset om at han kan klare sine forpliktelser under de driftsforhold som kan opptre og vil sikre sin krafttilgang deretter. Kraftleverandørene må drive sin forretningsmessige virksomhet ut fra de konsekvenser de har, kontraktmessige avtaler eller vilkår og de lover som gjelder for omsetning av varer. Ut fra dette er de juridisk ansvarlig overfor sine kunder. Hvordan krafttilgangen skal legges til rette i forhold til de forpliktelser leverandøren har, kan ikke bestemmes av andre uten at vedkommende overfører på seg det juridiske ansvar som hviler på leverandøren.

Hver enkelt kraftleverandør vil nok prøve å sikre sin krafttilgang noe rikelig på grunn av konsekvensene for ham i tilfelle underdekning. Her er det da selvsagt også tatt hensyn til kundene, dvs. forbrukerne. Nå er hele landets kraftforsyning sammenbundet i ett fysisk system, men altså med ca. 370 selvstendige organisatoriske enheter. I dette samkjørte system vil det i sum opptre et overskudd av kraft med fastkraftkarakter som ikke lar seg omsette som fastkraft fordi dette ikke kan kontraktfestes av andre. Hvor stort kvantum dette er kan ikke bestemmes med sikkerhet. NVE anslår dette til ca. 2 TWh/år, kfr. kap. 6.2.

NVE's prognose bygger på registrert forbruk. De samlede kontraktfestede leveringsforpliktelser registreres ikke. Det er derfor heller ikke mulig å utarbeide prognoser på dette grunnlag.

For å komme frem til en realistisk og ansvarlig prognose for nødvendig krafttilgang må vi ta utgangspunkt i de virkelige forhold i elektrisitetsforsyningen. Prognoser for landets totale elektrisitetsforbruk til alminnelig forsyning — beregnet eksempelvis på Elektrisitetsdirektoratets modell eller andre modeller må følgelig som nevnt gis et tillegg. Spørsmålet er om en fullt ut må ta hensyn til summen av el-verkenes ønsker om sikret krafttilførsel når det samlede utbyggingsprogram skal fastlegges. Sikkert er det at enkelte elektrisitetsverk — de som har mulighet for kraftutbygging i egen regi — disponerer ut fra egne ønsker. Fastkraft som disse even-

tuelt får til overs i forhold til faktiske kontraktfestede leveranser eller til den etterspørsel som virkelig melder seg, kan som nevnt ikke påregnes kontraktfestet. NVE ser ingen mulighet for at man kan pålegge elektrisitetsselskapene eller kraftselskapene en slik disponeringsplikt med de styringsmuligheter som står til rådighet. Imidlertid arbeider NVE sammen med elektrisitetsselskaper og andre organer med å få til en bedre tilpasning mellom krafttilgang og kraftforbruk. De fastkraftoverskudd som måtte finnes, vil bli omsatt som tilfeldig kraft.

5.4 BESLUTNINGSGRUNNLAG FOR KRAFTUTBYGGINGEN OG OMFANGET AV PLANLEGGINGEN

De mange og store usikkerheter som er anført ovenfor gjør det nødvendig å dimensjonere det fysiske produksjonssystem med en ekstra reserve i tillegg til den forbruksprognose som anses mest sannsynlig og som viser samlet etterspørsel i landet. Beslutninger om fysisk utbygging tas i siste instans av Stortinget som gir konsesjon på nye prosjekter. Når konsesjon foreligger tar det vanligvis 4-6 år fra anleggsstart til det nye kraftverket er ferdig for produksjon. Den overveiende del av et prosjekts kostnader påløper i anleggsperioden.

Før Stortinget kan ta sin beslutning må prosjektet planlegges og avklares i den meget omfattende konsesjonsbehandling. For større prosjekter tar denne prosessen i dag gjerne 4-5 år eller mer. Dette betyr at det tar typisk ca. 10 år fra planleggingen igangsettes til produksjonsanlegget er driftklart. Da utgiftene i forbindelse med planlegging og avklaring av nye kraftprosjekter er små sammenlignet med anleggskostnadene, tilsier en forsvarlig handlingsberedskap at man til enhver tid har et så stort antall avklarte prosjekter at risikoen for kraftmanko p.g.a. manglende prosjektavklaring bli minimal. Det som her er sagt tilsier at beslutninger om anleggsstart, budsjettering og lånefinansiering baseres på prognoser på 6-8 års sikt. På lengre sikt vil usikkerheten om utviklingen være større.

5.5 NØDVENDIG KRAFTTILGANG

5.5.1 Alminnelig forsyning.

Tabell 5.5.1 viser nødvendig krafttilgang i tiden ut mot år 2000.

Linje a viser beregningsresultatet med Elektrisitetsdirektoratets prognosemodell som NVE's hovedstyre mener bør legges til grunn som forventningsverdien av etterspørselsutviklingen, se tabell 4.7.1, alternativ A. Denne

tallrekke vil følgelig danne utgangspunkt for den videre behandling. Tallene viser fastkraft levert forbruker.

Kraftstasjonene (linje c) må levere denne fastkraft pluss energitapene i nettet (linje b). Linje d viser det tillegg i fysisk produksjonsevne som etter NVE's vurdering er nødvendig på grunn av de forhold som er omtalt i avsnittene 5.1-5.4, dvs. beregningsusikkerhet, kald vinter, kortsiktige konjunktursvingninger og el-verkenes disponering ved kjøp og salg. Prognosenes følsomhet for endringer i forutsetningene fremgår av tabell 4.7.1.

Forutsetningene om den økonomiske utvikling utgjør trolig den største usikkerhet i prognosegrunnlaget. Det er derfor meget vesentlig at planlegging og utbygging tar hensyn til denne usikkerhet. Men verken linje a eller linje d i tabell 5.5.1 inneholder noen sikkerhetsmargin på grunn av risikoaversjon i forbindelse med usikkerhet i den økonomiske utvikling.

Linje e viser den prognose for nødvendig fastkrafttilgang som NVE mener det skulle være forsvarlig å basere landets kraftoppdekning på når en går ut fra de gitte forutsetninger. Prognosen, som også er vist grafisk i fig. 5.5.1, gjelder landet under ett. NVE har i denne sammenheng ikke vurdert hvordan denne kraftoppdekning bør fordeles på distriktene. El-verkene/selskapene planlegger sin krafttilgang på grunnlag av lokale prognoser som i sum ligger vesentlig høyere enn verdiene i tabell 5.5.1 linje e, se tabell 5.7.1. konkrete kraftprosjekter som fremmes av lokale kraftselskaper må vurderes i lys av de lokale kraftbalanser. Dersom slike prosjekter nektes konsesjon eller mulighet for finansiering under henvisning til kraftbalansen for landet sett under ett, dvs. ut fra prognoser for samlet etterspørselsutvikling og total krafttilgang, måtte konsesjonssøkeren samtidig bli anvist alternativ krafttilgang f. eks. ved tilbud om kjøp av kraft på kontrakt fra andre kraftselskaper.

Hvis etterspørselen skulle bli som vist i tabell 5.5.1, skulle det være forsvarlig å ta sikte på en krafttilgang som ligger ca. 6 TWh/år lavere enn summen av el-verksprognosene (tabell 5.7.1) i 1985 og ca. 10 TWh/år lavere i 1990. Begrunnelsen for denne store reduksjon er bl. a. at en mener at el-verkene i sine forestillinger om den videre etterspørselsutvikling har forutsatt at den økonomiske utvikling skulle fortsette med større vekst enn det NVE nå har funnet å måtte regne med. En stor andel av forbruksveksten i el-verksprognosene forutsetter el-verkene dekket ved kjøp fra Statskraftverkene. Så lenge statskraftprisen til alminnelig forbruk ligger ve-

sentlig lavere enn prisen på ny kraft i systemet og dessuten lavere enn man kan vente å oppnå ved salg av tilfeldig kraft i årene framover (bl. a. på grunn av eksportmuligheter til varmekraftland) synes den økonomiske risiko ved å være overdekket med fastkraft å være

meget liten (se for øvrig kap. 6.2). På den annen side er ulempen for el-verket (og samfunnet) ved en eventuell underdekning åpenbar. Derfor er det naturlig at summen av el-verksprognosene ligger noe høyere enn NVE's prognose.

År	1978	1985	1990	1995	2000
a. Forventet etterspørsel beregnet på Elektrisitetsdirektoratets prog.mod. levert forbruker ¹⁾	41 ²⁾	53	62	72	82
b. Tap i nettet ³⁾	7	8	9	10	11
c. Forventet etterspørsel inkl. tap i nettet	48	61	71	82	93
d. Tillegg p.g.a. usikkerhet ved forbruksmodellen, kald vinter, kortsiktige konjunktursvingninger, el-verkenes disponering ved kjøp og salg	4	5	5	4	4
e. Nødvendig produksjonsevne for fastkraft	52	66	76	86	97
Gjennomsnittlig årlig økning, TWh (%)	2,0(3,5)	2,0(2,9)	2,0(2,5)	2,2(2,4)	

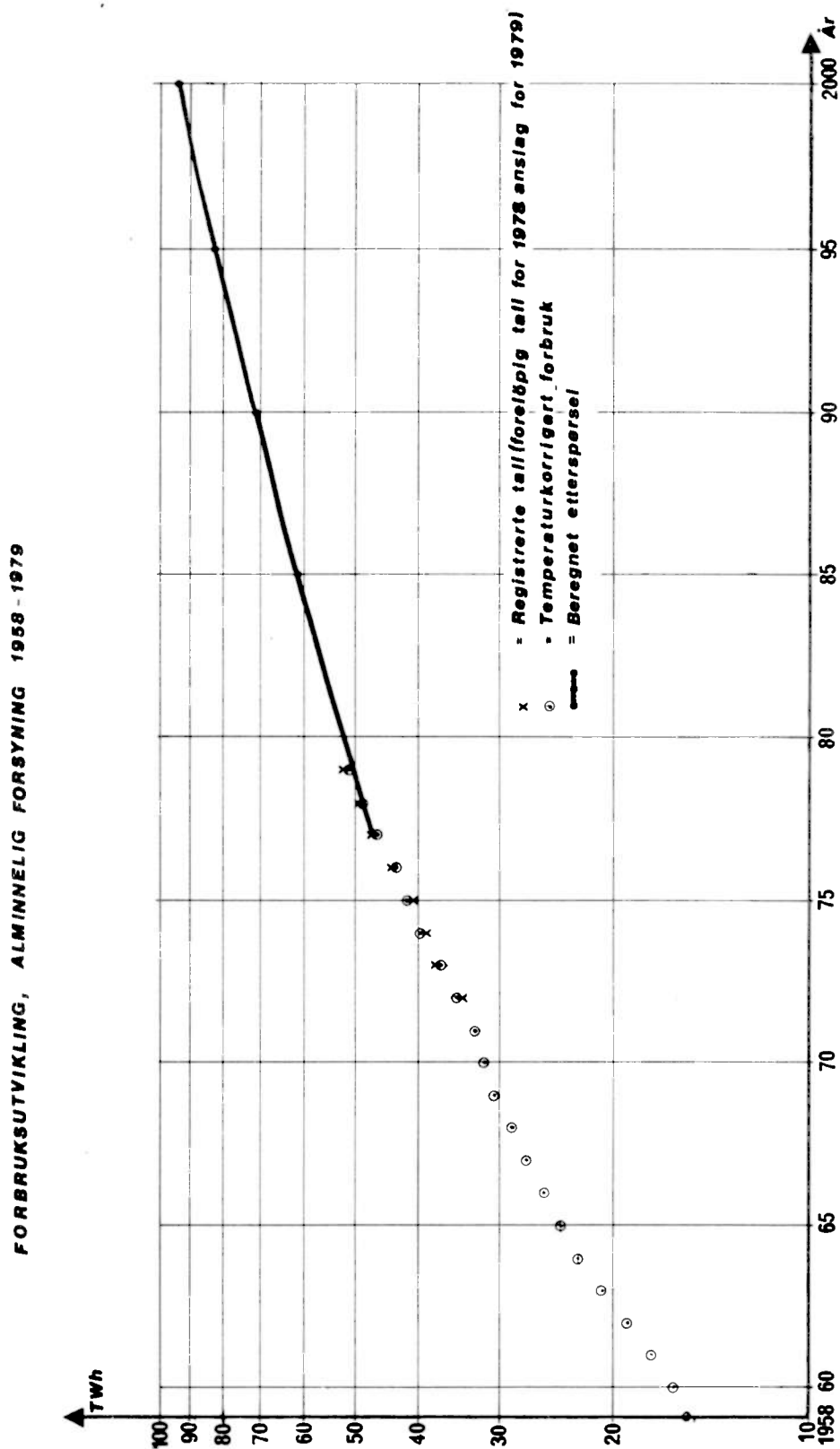
1) Alternativ A, se tabell 4.7.1, er basert på Hovedstyrets valg, se kap. 4.8.3.

2) Temperaturkorrigert fastkraftforbruk (foreløpig tall).

3) Forutsetter innsats til forsterkning av fordelingsnettene. (Nettapene redusert fra 16 pst. av nettoforbruket i dag til 14 pst. i 2000.) Med enda sterkere innsats kan nett-tapene reduseres raskere og ytterligere, ned til ca. 12 pst., se kap. 6.5.5.

Tabell 5.5.1. *Nødvendig fastkrafttilgang til alminnelig forsyning for de nærmeste år. Referanse-år 1977 for forbruk og priser.*

Fig. 5.5.1. Observert forbruk, alminnelig forsyning 1958—1978. Forventet etterspørsel, alminnelig forsyning frem til år 2000. Skissert forløp inkluderer nett-tap og tilsvarende derfor linje C i tabell 5.5.1.



5.5.2 Kraftintensiv industri.

Utviklingen av elektrisitetsforbruket innen den kraftintensive industri er underlagt offentlig kontroll bl. a. gjennom konsesjonslovgivningen. I langtidsprogrammet 1978-81 forutsetter Regjeringen et program for tildeling av kraft til den kraftintensive industri som tilsvarer et brutto forbruk i denne industrien på 31 TWh i 1980 og 34 TWh i 1985. For perioden etter 1985 foreligger det ingen offisielle utsagn om ytterligere krafttildeling. Tabell 5.5.2 gir en oversikt over det kraftkvantum som er kontraktsmessig og konsesjonsmessig sikret fastkraft for denne industrien i perioden fram til 1985 (pr. mars 1978).

År	1978	1979	1980	1985
Sikret fastkraft	28	28	29	29
Langtidsprogrammet			31	34

Tabell 5.5.2. *Fastkraft til kraftintensiv industri (TWh/år) referert kraftstasjon.*

Det er foreløpig ikke klart hvordan økningen fra 29 TWh/år til 34 TWh/år i 1985 skal kunne dekkes, bl. a. fordi det meste av ny kraft på statens hånd er disponert til alminnelig forsyning.

5.5.3 Nødvendig fastkrafttilgang totalt.

Nødvendig fastkrafttilgang totalt fremgår av tabell 5.5.3:

År	1985	1990	1995	2000
For alminnelig forsyning	66	76	86	97
For kraftintensiv industri ¹⁾	34	(34)	(34)	(34)
Nødvendig produksjonsevne samlet	100	110	120	131
Gjennomsnittlig årlig økning, TWh (%)	2,0(1,9)	2,0(1,8)	2,2(1,8)	

1) NVE lager ikke prognoser for kraftintensiv industri. Her er satt opp Regjeringens programtall for 1985 og samme forbrukstall er benyttet for de senere stadier uten at det kan gis noen begrunnelse for dette.

Tabell 5.5.3. *Nødvendig produksjonsevne for fastkraft — TWh/år.*

5.6 PLANLEGGING AV FASTKRAFTTILGANGEN PÅ LENGRE SIKT

Som nevnt i avsnitt 5.4 bør en ligge på forskudd med planleggingen. En bør til enhver tid ha avklart et tilstrekkelig antall prosjektplaner som forelegges Stortinget til endelig vedtak på relativt kort frist. At sum produksjonsevne for disse prosjektplaner bør ligge vesentlig høyere enn den forbruksutvikling som anses mest sannsynlig, følger av det som er sagt i avsnitt 5.5 og dessuten det forhold at mange av disse prosjekter vil være kontroversielle. En må vente at noen kan bli vedtatt vernet mot utbygging eller sterkt redusert i omfang.

Foruten at det knytter seg usikkerhet til den økonomiske utvikling er det også usikkerhet om prisene på olje, kull og elektrisitet. Derfor er det nødvendig å sikre seg at prosjekter i tilstrekkelig omfang blir planlagt og avklart så langt råd er slik at beslutning om utbygging kan tas på kortest mulig tid. NVE finner det vanskelig å tallfeste omfanget av den krafttilgang som til en hver tid må være under planlegging og konsesjonsbehandling, men understreker betydningen av at denne mengde er rikelig i forhold til forventet nødvendig krafttilgang.

Spesielt er det grunn til å nevne problemet med å få en tilfredsstillende kraftbalanse distriktvis.

Den kraftbalanse som fremkommer for landet sett under ett ved å se total krafttilgang i forhold til landsprognose for etterspørselen, forutsetter at alle kraftprosjekter fremmes for til sammen å dekke total etterspørselsstigning. Dette skjer imidlertid ikke i praksis. Bortsett fra statens prosjekter fremmes prosjektene for dekning av de forpliktelser til kraftoppdekking som kraftselskapene hver for seg har eller som de påtar seg. Myndighetene har ingen mulighet for å pålegge selskapene å bygge ut mer kraft enn de selv ønsker for å levere til selskaper som ikke selv har vannkraftprosjekter å bygge ut. Staten disponerer langt fra så mange utbyggingsprosjekter at NVE kan foreta den nødvendige tildeling til underskuddsområdene. NVE kan på forskjellig vis prøve å virke som oppkjøper av ledig kraft for formidling til dem som er i underskudd, men dette vil måtte skje frivillig. En kan også prøve å legge forholdene til rette slik at de som disponerer vannkraftkildene, ser seg tjent med å bygge dem ut for oppdekking i underskuddsområdene.

NVE kan, slik ordningen er i dag, ikke garantere at underskuddsområdene sikres kraft. Det er derfor nødvendig at både kraftselskapene i underskuddsområdene og Statskraftverkene planlegger varmekraft som om nødvendig kan settes i utbygging og på den måten få til balanse mellom etterspørsel og tilgang også i de områder som ellers er ute av stand til å sikre nødvendig tilførsel av vannkraft. Denne planleggingsreserve sammen med de vannkraftprosjekter som planlegges av de selskaper som ennå disponerer rikelig med vannkraftkilder utgjør til sammen en potensiell krafttilgang som er større enn den som etter hvert behøver å komme til utførelse. Den endelige kraftbalanse blir bestemt av de beslutninger som blir tatt og den utbygging som blir foretatt. Krafttilgangsprogrammet vil altså bli bestemt av hvordan gjenværende vannkraftkilder blir disponert.

Ut fra dette mener NVE at planleggingen bør ta sikte på å avklare prosjekter som til sammen ligger vesentlig høyere enn siste linje i tabell 5.5.3. For stadium 1985 er det lite en kan få inn i tillegg til de prosjekter som er klarlagt.

5.7 ELEKTRISITETSVERKENES PROG- NOSER OG FYLKESPROGNOSENE

NVE tok sommeren 1977 initiativ til å få utarbeidet prognoser og kraftbalanser for de enkelte fylker. Det ble spesielt lagt vekt på at dette prognosearbeidet ble sett i sammenheng med elektrisitetsverkens bestilling av ny

statskraft til alminnelig forsyning for 1981—82. Tidsfrist for bestilling var satt til 1. oktober 1977.

Arbeidet med prognosene fra elektrisitetsverkens side ble fullført fram mot årsskiftet 1977—78. Sammenstilling og vurdering av elektrisitetsverksprognosene til fylkesprognoser ble lagt til fylkeskommunene. Fylkene fullførte dette arbeidet på nyåret 1978. Forutsetningene for fylkesprognosene ble søkt harmonisert med St. meld. nr. 75 for 1976—77, Langtidsprogrammet 1978—81 og med Regjeringens handlingsprogram for energiøkonomisering.

På det tidspunkt fylkesprognosene ble utarbeidet forelå ingen klare signaler om endringene i den økonomiske politikk. St. meld. nr. 76 for 1977—78. Tillegg til Langtidsprogrammet 1978—81, ble offentliggjort 14. april 1978 og stortingsbehandlet 8. juni 1978.

På grunn av de radikale endringer i forventningene om økonomisk utvikling i landet de nærmeste år som St. meld. nr. 76 for 1977—78 bar bud om ble elektrisitetsverkene og fylkeskommunene gjennom NVE's kontaktmenn i fylkene sommeren 1978 bedt om å revurdere forbruksprognosene. I de fleste fylker er det foretatt en slik revurdering. De øvrige fant ikke grunnlag for å endre på den opprinnelige prognose.

En sammenstilling av de reviderte fylkesprognoser til en landsprognose er vist i tabell 5.7.1.

År	1980	1985	1990	1995
Alminnelig forsyning (TWh/år)	57	72	86	103
Gjennomsnittlig årlig økning TWh (%)	3,0(1,8)	2,4(3,6)	3,4(3,7)	

Tabell 5.7.1. *Landsprognose basert på oppgaver høsten 1978 fra el-verkene. Fastkraft til alminnelig forsyning referert kraftstasjon.*

Landsprognosen basert på elverkens prognoser er vurdert i forhold til NVEs forslag til

nødvendig krafttilgang de nærmeste år i kap. 5.5.1.

6. Mulige utviklingslinjer for forsyningssystemet framover.

6.1 SIKKERHETEN I ENERGIFORSYNING

Personellsikkerheten i elektrisitetssystemet reguleres gjennom lov om tilsyn med elektriske anlegg, elektrisitetsforskriftene og kontroll med elektrisk materiell gjennom Norges elektriske materiellkontroll. Sikkerheten ved dammer ivaretas av Vassdragstilsynet.

Et annet aspekt er påliteligheten i energiforsyningen, dvs. leveringssikkerheten. Med dette forstås systemets evne til å levere til

forbrukerne den energimengde de har krav på og i h.h.t. spesifiserte kvalitetskriterier, eksempelvis grenseverdier for spenning og frekvens.

For oljeforsyningen stilles ingen spesielle krav til leveringssikkerhet ut over hva som gjelder for andre forbruksvarer. Men beredskapsmessig er petroleumsproduktene gjenstand for spesiell oppmerksomhet.

Fastkraft leveres til forbruk hvor leverings-

svikt medfører betydelig økonomisk tap og ulemper for øvrig. Fastkraft leveres også til forbruk som på kort varsel vanskelig kan dekkes med andre former for energi.

Optimal leveringssikkerhet for fastkraft kan avledes ved at forventet økonomisk tap som følge av leveringssvikt veies mot kostnadene forbundet med å etablere et sikrere forsyningssystem. Desto større økonomisk tap leveringssvikt antas å ville medføre, desto høyere blir optimal leveringssikkerhet. Abonnenter som krever høyere leveringssikkerhet, må i alminnelighet selv sørge for installasjon av lokal reserve.

For praktisk tilpasning mellom krafttetter-spørsel og krafttilgang benyttes modeller av kraftforsyningssystemet. Ved hjelp av slikt regneverktøy tallfestes den samfunnsøkonomisk optimale leveringssikkerhet. Samfunnets krav til pålitelighet i kraftforsyningen viser seg bl. a. hver gang det blir svikt i forsyningen. Kravene har økt med årene, og dette har ført til høyere leveringssikkerhet i systemet.

Imidlertid vil selv avanserte og kompliserte modeller bare tilnærmet kunne representere det faktiske system slik dette er og slik dette i virkeligheten blir drevet og utnyttet. Således kan kraftforsyningens leveringssikkerhet være betydelig lavere i utkantstrøk enn i sentrale strøk. Dette skyldes først og fremst utstrakte og utsatte fordelingsnett som er meget kostbare å forsterke.

Ordningen med støtte til utbygging av elektrisitetsforsyningen i utkantstrøkene har medført at landet nå kan sies å være fullt elektrifisert, men ytterligere og vedvarende støtte og overføringer er nødvendig for å gi disse distriktene det minimum av leverings-sikkerhet som tilfredsstiller de krav som nå stilles til kraftforsyningen. Forsterkning og

opprusting av svake fordelingsnett i grisgrente strøk fører derfor ikke bare til reduserte overføringstap, men fører også til sikrere krafttilførsel til næringsliv og bosetning i disse strøk. Dette gir grunnlag for større aktivitet der og vil ha en desentraliserende virkning som er et uttrykt politisk mål. Det er derfor sterke grunner for fortsatt å gi støtte til kraftforsyningsenhetene i grisgrente strøk av landet.

Forbrukere som venter eller blir forespeilet knapphet på en energiform vil satse på andre eller flere energiformer. Dette kan være beredskapsmessig og i en viss utstrekning også økonomisk ønskelig.

6.2 KLARLAGT TILGANG PÅ NY VANNKRAFT

I tabell 6.2.1 er vist fastkrafttilgangen fra det eksisterende system samt kraftverksprosjekter som det er gitt konsesjon for. Tallene inkluderer det fastkraftbidrag på ca. 4 TWh/år som gis av importrettighetene. En av disse rettighetene er avtalen med Danmark om utveksling av energi over Skagerrakkablene. Den andre rettigheten av betydning er «sperrkraftavtalen» med Sverige. Betegnelsen refererer seg til det forhold at Norge har rett til å importere energi fra Sverige om natten, dvs. under lavlasttid. Om dagen er importen «sperret». I tabell 6.2.1 er sperrekraftavtalen eller andre, tilsvarende ordninger forutsatt å gjelde helt fram til år 2000. Den nåværende avtale utløper 1. juli 1984. Avtaler for senere perioder er foreløpig ikke inngått. Det skyldes at prisen på sperrekraft er øket vesentlig. Fastkraftbidraget fra sperrekraftavtalen er derfor ikke lenger klart billigere enn sikring av krafttilgangen på annen måte.

	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000
Klarlagt tilgang TWh/år	78	80	83	86	89	89	90	91	92	92	93	93	93	93	93

Tabell 6.2.1. Klarlagt fastkrafttilgang pr. 1. januar 1979, inklusiv importrettigheter med 4 TWh/år og referert kraftstasjons vegg.

Tabell 6.2.1 viser det ekspanderende systems fastkraftpotensial. Det må understrekes at tallene er usikre. Det kommer dels av usikkerhet i grunnlagsmaterialet, dels av problemer med nøyaktig å beregne produksjonsevnen i det totale samkjørte system, etc. Tallene justeres etter hvert som data og metoder forbedres.

Dersom et gitt system belastes med uttak av mer fastkraft enn hva som er optimalt, går leveringssikkerheten ned og kostnadene

opp. Dette vil være en nødløsning i en situasjon med kraftmangel. I en tid har Statskraftverkene befunnet seg i den situasjon at etterspørselen etter statskraft har oversteget optimal leveringsevne. For tiden strekker Statskraftverkene sine forpliktelser utover optimalpunktet.

Fra 1976 la en om beregningsmetodikken. Inntil dette tidspunkt ble landets samlede produksjonsevne fastlagt ved at bestemmende

årsproduksjon ble summert for alle landets kraftstasjoner, slik produksjonsevnen oppgis fra hver enkelt eier. Til denne sum ble addert en antatt samkjøringsgevinst på ca. 5 pst. Dette tall ble bl. a. gitt i St. meld. nr. 100 for 1973-74. Nå bestemmes landets fastkraft potensial på grunnlag av samfunnsøkonomiske beregninger utført på en modell av kraftstasjonene i samdrift. Den beregningsmåte som ble brukt tidligere viste seg å gi rundt 4 TWh/år høyere tallverdi enn optimalt potensial slik dette nå blir fastlagt.

Fastkrafttilgangen er beregnet som summen av fastkraftpotensialet til de ca. 70 driftsenhetene hvorav de fleste har etablert internt produksjonssamarbeide. Det er da forutsatt ideell samkjøring innenfor hver driftsenhet. Med ideell samkjøring forstås ubegrenset overføringskapasitet mellom de enkelte kraftverkene og en felles driftsledelse som disponerer ut fra at fastkraftens verdi er lik fastkraftens langtids grensekostnad. Videre er det ikke regnet med produksjonstap som følge av havarier i produksjonssystemet.

Til gjengjeld er det ikke regnet med annen samkjøringsgevinst mellom driftsenhetene enn den som oppnås ved at kontraktfestet kjøp/salg av fastkraft tilpasses tilsigsforholdene hos de involverte driftsenheter. Virkningene av de forenklinger som er gjort, antas å utbalansere hverandre.

For tiden ligger summen av fastkraftpotensialet til de ca. 70 driftsenhetene 1-2 TWh/år lavere enn totalsystemets fastkraftpotensial under ideell samkjøring. Krafttilgangen fra dagens system tilsvarer omtrent summen av det som tidligere ble kalt kraftstasjonenes bestemmende årsproduksjon. Men det er en tilfeldighet for så vidt som en annen verdsetting av fastkraft, tilfeldig kraft og fastkraftens avsnavsverdi ville gitt andre resultater.

Større overføringskapasitet mellom driftsenhetene vil muliggjøre mer effektiv samkjøring. I tilgangstabellene i kap. 7.2 og kap. 8.14 er fastkraft innvunnet gjennom bedre samkjøring inkludert forsiktig med 1 TWh/år.

I tillegg til at summen av de ca. 70 driftsenhetenes fastkraftpotensial ligger 1-2 TWh/år lavere enn totalsystemets fastkraftpotensial, er det forhold som fører til at uttaket av fastkraft i praksis blir ytterligere noe redusert. Forhold som utpeker seg er at:

- de enkelte elektrisitetsverker vil ha vanskelig for å utnytte den belastningssammenlagring som finner sted mellom de respektive forsyningsområder.
- de enkelte elektrisitetsverker kan ha en tendens til i praksis å disponere ut fra en

sterkere risikoaversjon enn forutsatt når fastkraftpotensialet er beregnet.

- engrosprisene ligger til dels betydelig lavere enn engros grensekostnad og
- nye anlegg finansieres med lån til rentesatser (nominelle renter) som tilsvarer en realrente som ligger lavere enn den anbefalte kalkulasjonsrente (realrente) på 7 pst.

Virkingen av disse forhold anslås til ca. 2 TWh/år og er medregnet som en del av det tillegg som er omtalt i kap. 5.3 som er nødvendig for å komme over fra forventet fastkraftbehov i energiflytets snitt 5, kfr. fig. 1, til nødvendig fastkrafttilgang i snitt 4.

Alle de nevnte forhold fører til at en del av den tilfeldige kraft som omsettes, i sum har like høy leveringssikkerhet som fastkraft. Når fastkraft selges til lavere pris enn midlere pris på tilfeldig kraft er det imidlertid ikke uten videre gitt at det er regningssvarende med et annet forhold mellom fastkraft og tilfeldig kraft enn hva elektrisitetsverkene selv kommer fram til. NVE antar imidlertid at ved å legge grensekostnadsprinsippet til grunn for detaljpriser så vel som engrospriser og ved å rasjonalisere elektrisitetsforsyningens organisasjon, vil mange av de problemer som her er nevnt, løse seg av seg selv.

6.3 SAMKJØRING OG TILSKUDD AV VARMEKRAFT

Ved hjelp av det sammenhengende kraftnettet kan hele produksjonssystemet drives med sikte på best mulig utnyttelse av vanntilgangen i de forskjellige regioner av landet. Ved hjelp av utenlandsforbindelsene kan det videre utveksles kraft med naboland som har store mengder varmekraft i sine systemer.

Utbygging av samkjøringsnettet, utvikling av beregningsmetoder og ytterligere samarbeidstiltak, f. eks. en reduksjon av antall produksjonssamarbeidende driftsenheter fra dagens ca. 70 til 20-30 vil kunne forbedre utnyttelsen av produksjonssystemet. Med fortsatt vekst i elektrisitetsforbruket vil fastkraft som innvinnes på denne måten, muliggjøre en tilsvarende utsettelse av nye kraftverksprosjekter. Som nevnt i kap. 6.2 er det regnet med at ca. 1 TWh/år fastkraft kan innvinnes ved bedre samkjøring. I tilgangstabellene i kap. 7.2 er dette medregnet fra 1990.

Et alternativ til utbygging av kraftproduksjonsanlegg innenlands, spesielt varmekraftverk for foredling av tilfeldig vannkraft til fastkraft, er å styrke samkjøringsforbindelsene med utlandet.

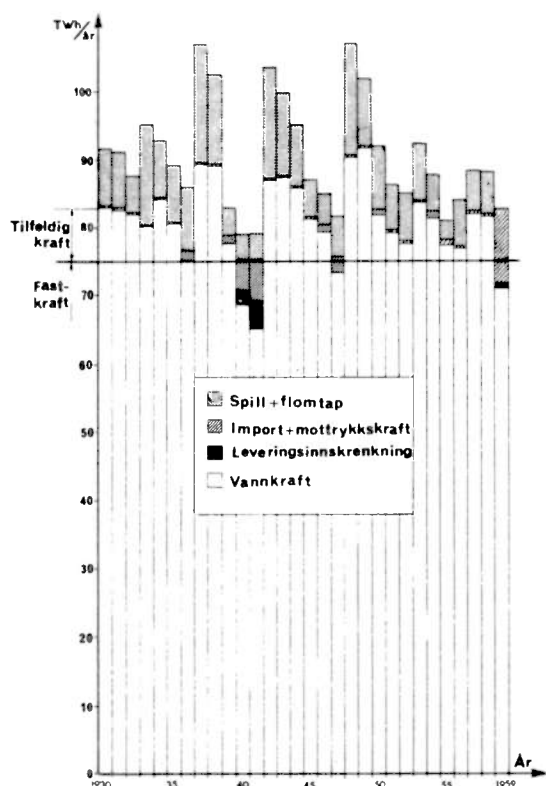


Fig. 6.3.1. Kraftproduksjon i vannkraftsystemet sør for Salten pr. 1977/78 ved tilsigsforhold som i perioden 1930—1959.

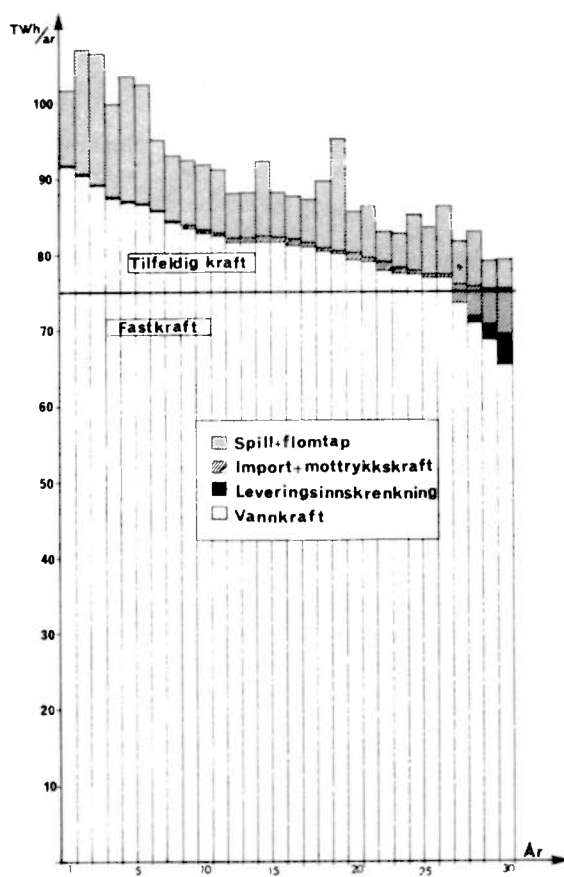


Fig. 6.3.2. Kraftproduksjon i vannkraftsystemet sør for Salten pr. 1977/78 ved tilsigsforhold som i perioden 1930—1959, med årene ordnet etter avtagende vannkraftproduksjon.

Fig. 6.3.1 viser hvordan produksjonen i vannkraftsystemet sør for Salten pr. 1977/78 ville ha vært ved de tilsigsforhold som er observert i løpet av perioden 1930—1959.

Om alle årene i observasjonsperioden ordnes etter avtagende vannkraftproduksjon fra venstre mot høyre, blir kurven for vannkraftproduksjonen som vist i fig. 6.3.2.

Av figuren kan utledes at systemets fastkraftpotensial kan økes ved hjelp av varmekrafttilskudd som bare benyttes en mindre del av tiden. Et slikt varmekrafttilskudd kan bestå av importmuligheter og/eller egen varmekraft. Det meste av fastkraftøkningen kommer fra vannkraftsystemet ved foredling av tilfeldig kraft. Et rent vannkraftsystem ville i dag ha kunnet levere ca. 4 TWh/år mindre fastkraft.

Hittil har en billigst kunnet dekke etter-

spørselen etter fastkraft her i landet ved utbygging av vannkraft, i de siste år supplert med avtaler som gir mulighet for import av varmekraft i tørrår.

Den delen av kraftproduksjonen som ikke kan disponeres som fastkraft, selges i dag som tilfeldig kraft, kfr. fig. 5.3.2, til elektrokjeler i Norge og dels til utlandet der den erstatter varmekraftproduksjon. Utbyggingen av samkjøringsforbindelsene med våre naboland har ført til at prisene på tilfeldig kraft i Norge påvirkes av varmekraftprisen, og de har i senere år periodevis ligget høyere enn fastkraftprisene innenlands. Konsekvensene av at varmekraftprisen etter hvert slår over på det norske marked for tilfeldig kraft samtidig som den innenlandske fastkraftpris ligger lavere enn kostnadsstrukturen i vårt vannkraftsystem tilsier, kan bli at en økende andel av

kraften i årene framover vil omsettes som tilfeldig kraft. Den økonomiske risiko for elektrisitetsverkene ved å sitte med overskudd av fastkraft er i dagens situasjon liten fordi overskuddet kan omsettes som tilfeldig kraft til gode priser.

For et gitt vannkraftsystem vil fastkraftpotensialet, dvs. økonomisk optimal fastkraftbelastning, påvirkes av markedet for tilfeldig kraft. Således vil fastkraftpotensialet avta med økende salgsmuligheter og høyere pris. Det samfunnsøkonomiske resultat vil imidlertid kunne bli bedre.

Bortsett fra avtaler om fastkrafteksport inngått med Sverige for mange år tilbake (Nea-avtalen m. fl.) er det ikke blitt bygget ut vannkraft i Norge for eksport. Utvekslingsavtalene med våre naboland forutsetter eksport av tilfeldig overskuddskraft i vannrike år og import av varmekraft i tørrår for å øke leveringsevnen for fastkraft i vårt eget system.

Etterhvert som stadig dyrere vannkraftkilder står for tur til å bli bygget ut, vil det gradvis bli mindre forskjell i kostnaden for ny vannkraft og varmekraft. Dersom etterspørselen etter elektrisk kraft fortsetter å stige, og denne blir dekket ved mer vannkraftutbygging, vil det også bli lønnsomt å øke tilskuddet av varmekraft. På lengre sikt kan det bli praktisk talt bare varmekraftutbygging. Da vil det aller meste av vannkraftproduksjonen bli solgt innenlands som en del av den fastkraft som vannkraftverk og varmekraftverk produserer i fellesskap.

Genereringsform	Økonomisk levetid (år)	Kalkulasjonsrente		
		5 %	7 %	9 %
Vannkraft	40	8	10	12
Kullkraft	25	12—14	14—16	15—17
Oljekraft	25	13—15	15—17	16—18
Kjernekraft	25	12—14	14—16	16—18

Tabell 6.3.1. *Kostnad for ny og mer kraft fra det totale samkjørte system (øre/kWh), referert kraftstasjonsvegg ved alternative genereringsformer. Brenselpriser (se fig. 3.3.1 og 3.4), anleggskostnad og prisnivå pr. januar 1978.*

De forskjellige typer brensel for varmekraftverk og kostnadene for disse er omtalt i kapittel 3. Studier av samdriften mellom varmekraften og vannkraften viser at en får følgende anslagsvise kostnader som vist i tabell 6.3.1 for økningen i systemets produksjonsevne for fastkraft når brenselpriser fra januar 1978 legges til grunn. Varmekraftkostnadens innflytelse på vannkraftprosjektens utforming vil bli nærmere behandlet i kap. 7.6.

Som grunnlag for eventuell byggebeslutning må bl. a. den videre utvikling av brenselkostnaden gjennom kraftverkets levetid anslås. Dessuten må en vurdere utviklingen i de reelle faste kostnader. I de senere år har de fleste kraftverkstyper hatt en vekst i spesifikk realinvestering på omkring 5—10 pst. pr. år, men denne vekst er varierende både mellom kraftslagene og innenfor samme kraftslag. Forutsettes samme vekst hos alle, vil ny vannkraft etter hvert miste sin økonomiske fordel overfor varmekraft dersom brenselkostnadene ikke øker. Forutsettes imidlertid konstante realinvesteringer, men voksende brenselkostnader, får en de kostnader for fastkraft i 1990 som er vist i tabell 6.3.2, når forventningsverdiene i fig. 3.3.1 og 3.4 brukes for 1990.

Genereringsform	Økonomisk levetid (år)	Kalkulasjonsrente		
		5 %	7 %	9 %
Vannkraft	40	8	10	12
Kullkraft	25	14—16	16—18	17—19
Oljekraft	25	20—22	22—24	23—25
Kjernekraft	25	13—15	15—17	17—19

Tabell 6.3.2. *Kostnad for ny og mer kraft fra det totale samkjørte system (øre/kWh), referert kraftstasjonsvegg ved alternative genereringsformer. Brenselpriser pr. 1990, (se fig. 3.3.1 og 3.4). Anleggskostnad og prisnivå pr. januar 1978.*

Med de høyeste anslag for brenselkostnadene i 1990, vil kullkraften bli ytterligere ca. 3 øre/kWh dyrere, og oljekraften vil tilsvarende koste ca. 6 øre/kWh mer enn gitt i tabell 6.3.2.

6.4 KRAFTVARMEVERK, VARMESENTRALER, MOTTRYKKSAGGREGATER

Et kraftvarmeverk leverer både elektrisk energi og varmeenergi, vanligvis i form av varmt vann. Energi i denne form er kostbar å transportere og fordele, og lønnsomheten avhenger i stor grad av lokale forhold som begrenset geografisk utstrekning, stort varmebehov innen et område, gunstig topografi og gode grunnforhold.

Kraftvarmeverk med tilknyttet fjernvarmenett utnytter energiressursene godt, idet ca.

80 pst. av energiinnholdet i brenselet kan omformes til elektrisitet og nyttbar varmeenergi. Til sammenligning har et vanlig varmekraftverk, der varmen fra kondenseringen av dampen føres ut med kjølevannet, en virkningsgrad på inntil ca. 40 pst.

I prinsippet kan kraftvarmeverk være fossilt fyrt dampkraftverk, kjernekraftverk, gassturbinanlegg eller dieselmotoranlegg. Hitil er det bare de fossile fyrtedampkraftverk som har funnet særlig anvendelse. Imidlertid utredes nå kraftvarmeverk basert på kjernekraft i Sverige.

Kraftvarmeverk med fjernvarmenett er relativt miljøvennlig. På grunn av den høye virkningsgraden vil utslipp av røykgass pr. enhet levert energi bli mindre enn ved et vanlig varmekraftverk.

Oppbygging av et fjernvarmesystem tar lang tid. Det begynner vanligvis med utbygging av mindre områder tilkoplede mindre kjeleanlegg, varmesentraler. Når dette har nådd en viss størrelse, kan så bygging av kraftvarmeverk bli lønnsomt. Varmesentralene står da som supplement og reserve.

Utnytting av fjernvarme innen et område forutsetter at flest mulig er knyttet til fjernvarmesystemet. Bruk av andre oppvarmingsmetoder innen området reduserer forbruket og øker varmetransportkostnadene for gjenværende fjernvarmeabonnenter. Omvendt vil utbygging av fjernvarmesystem svekke økonomien i det elektriske fordelingssystem som likevel må føres fram til alle abonnenter. Utbygging av fjernvarmenett basert på kraftvarmeverk forutsetter derfor en langsiktig, overordnet og koordinert planlegging på kommunalt, interkommunalt eller høyere plan, med basis i økonomien i den totale energiforsyning. Generelt gjelder at gjennomsnittskostnaden for energi levert over et fjernvarmenett må sammenlignes med marginalkostnaden for energi levert over elektrisitetsforsynings-systemet.

For tiden utredes muligheten for varmeleveranse fra et eventuelt fremtidig varmekraftverk på østsiden av Oslofjorden. Lignende undersøkelser pågår også andre steder i landet. I Trondheim er det etablert et fjernvarmenett basert på varmegjenvinning fra Ila og Lilleby smelteverk.

Det eneste fjernvarmeprosjektet som i dag er vedtatt bygget, er Oslo Lysverkers fjernvarmenett på Søndre Nordstrand i Oslo (ca. 75 MW). Det er foreløpig ikke tatt stilling til hva slags metode som skal benyttes til varmeproduksjonen, men en kombinasjon av oljefyrtedkjeler og elektrokjeler er aktuelt den første tiden.

I forskjellige industrier hvor det er behov

for damp til produksjonsprosessene (i Norge først og fremst treforedlingsindustrien) kan det være lønnsomt å installere mottrykksaggregater, som er en spesiell type varmekraftverk. Vedkommende industribedrifts dampkjele dimensjoneres da for produksjon av damp ved høyere trykk og temperatur enn hva som trenges i prosessen. Dampen ledes så på vei fra kjelen til prosessen gjennom en turbin som driver en generator som igjen leverer elektrisitet til nettet. Damp som kommer ut fra turbinen får da et trykk som er tilpasset industriprosessen.

Mottrykkspotensialet i treforedlingsindustrien i Norge er anslått til ca. 200—300 MW elektrisk ytelse. På grunn av de mange små fabrikkenheter i Norge vil det praktisk utnyttbare være vesentlig lavere. Av den totale installerte mottrykkskapasiteten i 1975 på 85 MW har treforedlingsindustrien ca. 75 MW. Det burde i løpet av 10 år være mulig å øke denne kapasiteten til det dobbelte. Produksjonspotensialet ville da kunne økes fra 0,5 TWh/år til 1 TWh/år.

En del varmekraftprosjekter mindre enn 100 MW studeres for tiden. Det gjelder først og fremst utnytting av avgassvarme i smelteindustrien, men også i forbindelse med koksproduksjon og sementproduksjon. Varmekraftverk basert på avgassvarme og tilleggsfyring med kull eller olje er studert, men ikke funnet lønnsomt.

En del mellomstore byer har i den senere tid startet utredninger for å belyse mulighetene for innføring av kraftvarmeproduksjon. Det er imidlertid ikke fattet noen beslutning om bygging hittil.

6.5 NETTSYSTEMET

6.5.1 Nettets oppgaver.

Nettsystemets hovedoppgave er å overføre den elektriske energien fra kraftverkene til abonnentene. Fordi en stor andel av vårt energiforbruk er basert på elektrisitet er transportkostnadene pr. kWh relativt små. Kostnadene for marginale kapasitetsøkninger er også lave. Elektrisiteten er derfor den energiform som har lavest distribusjonskostnad for marginale leveranser.

Mens leveringsinnskrenkninger på grunn av langvarig nedbørsvikt vil kunne planlegges og varsles i god tid, vil leveringssvikt på grunn av tekniske feil i forsyningsystemet normalt inntreffe uten forutgående varsel. Regnet pr. kWh ikke levert energi vil de samfunnsøkonomiske konsekvenser av utfall derfor være langt større enn konsekvensene av energisvikt. Elektrisitetsforsyningsystemet må derfor dimensjoneres slik at de fleste tekniske feil ikke fører til leveringssvikt hos forbrukerne.

Det betyr at nettsystemet må være utformet slik at det med stor sannsynlighet forefinnes reserve forsyningsveier ved feil i produksjonssystemet eller nettsystemet selv.

6.5.2 Forskjellige nettnivåer.

Det skjelnes mellom hovednett og primære og sekundære fordelingsnett.

Hovednett er det landsomfattende nettet på de høyeste spenningsnivåene, hovedsakelig 420 kV og 300 kV i Sør-Norge og 132 kV i Nord-Norge. 420 kV nettet er også under utbygging i Nord-Norge. De primære fordelingsnett omfatter overførings- og fordelingsnettene i fylker og distrikter. Spenningsnivåer for disse nettene er 132 kV, 110 kV, 66 kV og 45 kV.

De sekundære fordelingsnett omfatter de helt lokale fordelingsnett, både høyspenningsnett med vanligvis 22 kV eller 11 kV og fordelingsnett fram til småforbrukere med enten 400 V mellomspenning eller 230 V lavspenning.

6.5.3 De framtidige kraftutbyggingers virkning på krafttransportbehovene.

Vannkraftverkene ligger spredt over hele landet. Etter hvert er det likevel oppstått behov for større, systematiske krafttransporter mellom landsdelene. Østlandet, Trøndelag, Troms og Finnmark utvikler seg til å bli stadig mer markerte underskuddsområder. De besluttede kraftutbygginger på Vestlandet fører i 1980-årene til en omfattende krafttransport fra vest til øst for dekning av forbruksøkning på Østlandet.

Det vil måtte foretas videreutbygging og forsterkning av kraftledningsnettene dels for å knytte nye kraftverk til nettsystemet, dels for å gi økt overførings- og samkjøringskapasitet, og dels for å gi økt fordelingskapasitet fram til gamle og nye abonnenter.

For å styrke overføringsnettene fra Rana til Trøndelag og gi kraftsystemet i Nordre Nordland, Troms og Finnmark innenlands tilknytning til det øvrige norske kraftsystem er det

videre besluttet store nettutbygginger på hele strekningen fra Ofoten til Trøndelag.

Gjenværende større utnyttbare vannkraftkilder ligger hovedsakelig i Sogn og Fjordane, Oppland og Nordland. Eventuell utbygging av disse kildene vil medføre store krafttransporter både nord- og sørover. I tillegg til de nevnte besluttede nettutbygginger vil det da bli behov for ny nettutbygging på Nord-Vestlandet, mellom Nordland og Troms/Finnmark, mellom Nordland og Trøndelag og mellom Østlandet og Trøndelag.

I motsetning til vannkraftverk kan varmekraftverk plasseres på et hvert sted hvor det fins tilstrekkelige mengder med kjølevann. For å begrense overføringsbehovet bør varmekraftverk likevel søkes lagt til landsdeler med underskudd på elektrisk energi. Dekning av framtidig forbruksøkning i de typiske vannkraftfylkene vil i så fall skje ved at disse distriktene selv gradvis forbruker en økende andel av kraftproduksjonen i sitt område. Om varmekraftverk isteden skulle bygges i områder med stort vannkraftoverskudd, vil det måtte bygges ytterligere kraftledninger mot Østlandet, som er landets belastningstygdepunkt.

6.5.4 Kostnader og miljøvirkninger.

Det legges vekt på å øke overføringsevnen på eksisterende ledninger og benytte allerede eksisterende traséer. Likevel vil størstedelen av nettforsterkningene i årene framover måtte skje ved bygging i nye traséer. Jo høyere spenning en ledning bygges for, desto større blir overføringskapasiteten, men desto større blir i regelen også miljøpåvirkningen. Dette gjelder så vel omfang av de arealer som påføres bruksrestriksjoner, som synsintrykkene av ledningen i landskapet. Til gjengjeld vil én ledning med høy spenning kunne erstatte flere ledninger for lavere spenning. Kravet om reserve forsyningsveier vil ofte begrense mulighetene for å redusere antall ledninger ved oppgradering til høyere spenning.

Tabell 6.5.1 viser kostnader, typisk overføringskapasitet og dimensjoner for ledninger på noen aktuelle spenningsnivåer:

Karakteristika	Systemspenning (kV)				
	66	132	300	420	800
Typisk overføringskapasitet (MW)	50	150	500	1 000	2 000
Gjennomsnittlig byggekostnad (mill. kr./km)	0,2	0,4	0,9	1,2	2,0
Byggeforbudsbelte (m) og arealanvendelse (da/km)	25	28	34	38	55
Utnyttelsesgrad (MW/m tracebredde)	2	5	15	26	36
Typisk mastehøyde (m)	15	15—20	25	28	35

Tabell 6.5.1. Karakteristika for overføringsledninger med ulike systemspenninger. Enkelledninger.

Jordkabel er 10—20 ganger dyrere enn luftledning. Bortsett fra kortere strekninger, fortrinnsvis i tett bebygget område, er høyspennings kabeloverføring derfor utelukket. Det har også vist seg at jordkabler har dårligere driftssikkerhet og er vesentlig mer tidkrevende og bryssomme å reparere etter feil enn tilsvarende luftledninger.

En del nettforsterkninger kan foretas ved ombygging av eksisterende ledninger til større linetverrsnitt eller høyere spenning. Å ta ut en ledning for ombygging vil imidlertid ofte være forbundet med store kostnader og ulemper i ombygningsperioden. Dette skyldes dels at produksjonssystemet blir dårligere utnyttet og dels at driftssikkerheten blir nedsatt i byggeperioden. I slike tilfelle vil en løsning kunne være å bygge ny ledning først og deretter rive den gamle. Når en kraftledning har utpilt sin rolle, vil riving av den innebære at miljøpåvirkningene forsvinner etter hvert som skogen igjen vokser til. De landskapsinngrep en kraftledning medfører er derfor i det alt vesentlige reversible.

6.5.5 Energitap i nettsystemet.

Tapene i nettet avhenger av hvor mye kraft som transporteres og av hvor lang transporten er. Som gjennomsnittstall over året er det for transport av kraft til alminnelig forsyning anslått å være ca. 16 pst. tap, mens det for forsyning til den kraftintensive industri regnes ca. 3 pst. overføringstap. Krafteksport antas å medføre gjennomsnittlig ca. 7 pst.

Kraften til kraftintensiv industri tas ut med nær konstant belastning over året og direkte fra hovednettet eller fra kraftverk nær forbruksstedet. Kraftuttaket til alminnelig forsyning varierer mer over året og transporteres gjennom flere nivåer i nettsystemet. Eksporten overføres også hovedsakelig gjennom hovednettet, men med relativt høye tap fordi denne kraften regnes å bli transportert i tillegg til den øvrige kraft.

Nettforsterkninger med tanke på tapsreduksjon vil først og fremst gi virkning i fordelingsnettene, da spesielt i de sekundære fordelingsnett i griseendte områder. Forsterkninger der vil også ha stor betydning for leverings-sikkerheten. Som nevnt under tabell 5.5.1 regnes det med at gjennomsnittlige nett-tap ved alminnelig forsyning kan reduseres fra 16 pst. av nettoforbruket i dag til 15 pst. i 1990 og 14 pst. i år 2000 hvis det blir satt inn tilstrekkelig virkemidler. Hvor store de optimale nett-tap vil være på ethvert stadium er vanskelig å beregne nøyaktig. De optimale taps-satser vil være forskjellig fra nettdel til nettdel og fra sted til sted avhengig av spennings-

nivå, om det er luftledningsnett eller jordkabelnett og om det er nett i tettgrendt eller griseendt strøk. I gjennomsnitt for landet antas de å ligge på 12—14 pst.

I hovednettet har det hittil ikke vært økonomisk grunnlag for forsterkninger med sikte på tapsreduksjon. Ledningene er bygget med relativt store linetverrsnitt av andre grunner, ikke minst av hensyn til kravet om å klare overføringen under driftsforstyrrelser. En annen sak er at økte overføringsmuligheter ville muliggjøre bedre samkjøring mellom kraftverkene hvorved flomtapene ville reduseres og noe tilfeldig kraft kunne konverteres til fastkraft. Kraft innvunnet på denne måten vil bare i begrenset omfang bli like billig som fra nye vannkraftverker.

6.6 KRAFTFORSYNINGENS SAMSPILL MED ANDRE ENERGIBÆRERE

6.6.1 Tilgang og forbruk.

Energitilgangen til vårt vannkraftsystem varierer med værforholdene over året og fra år til år. Midlere produksjonsevne i systemet pr. 1. januar 1979 med total maskininstallasjon på ca. 17 600 MW er anslått til ca. 85 TWh/år. Produksjonsevnen for fastkraft, eksklusiv importrettigheter er anslått til ca. 75 TWh/år. Med importrettigheter var fastkraftpotensialet ca. 79 TWh/år. Forskjellen mellom systemets fastkraftpotensial og systemets middelproduksjon uten importmuligheter anslås til 10 TWh/år. Når importmulighetene medregnes blir denne differansen redusert til 6 TWh/år. Produksjon utover fastkraftbelastningen kan bare omsettes som tilfeldig kraft. Med tilslag som observert over en 30-års periode varierer produksjonen med dagens installasjon mellom ca. 70 TWh i det tørreste år til ca. 95 TWh i det våteste. Driftsforhold i nettet har ført til at det hittil ikke har vært mulig å utnytte produksjonssystemet fullt i det våteste år. Flomtap i eldre kraftverk ventes likevel redusert noe ved økt installasjon i årene framover.

Forbrukssystemet er på sin side avhengig av en sikker energitilførsel for at det skal være mulig å opprettholde produksjonen i næringslivet og dekke energibehovet i boliger og institusjoner. Behovet for energi til lys og varme varierer med de klimatiske forhold og er størst om vinteren når tilsiget til vannkraftsystemet er minst. Midlere ukebelastning varierer for tiden mellom vel 12 000 MW om vinteren og ca. 6 500 MW om sommeren, med gjennomsnittlig årsbelastning på ca. 8 500 MW. I ekstra kalde vintre, som opptrer i gjennomsnitt som et av ti år, vil forbruket bli ca. 3 pst. høyere enn i et middelår.

6.6.2 Tilpasning mellom tilgang og forbruk.

Mange forbrukere har, dels av beredskapsmessige og dels av økonomiske grunner skaffet seg mulighet for i en viss utstrekning å veksle mellom å bruke forskjellige energiformer, f.eks. elektrisitet og olje.

For å kunne møte stor etterspørsel eller fordi nytt og moderne produksjonsutstyr er installert uten at det eldre produksjonsutstyret er demontert, vil industrien ofte ha rikelig produksjonskapasitet, og dermed også stor kapasitet for bruk av elektrisk energi som det ikke er fastkraftdekning for, eller som forbrukerne ikke ønsker å sikre seg fastkraft til.

Tilpasningen mellom forbruk og tilgang av energi foregår for det første gjennom energilagring i kraftverkenes magasiner. Magasin-kapasiteten, ca. 54 TWh i 1978, er tilstrekkelig til å utjevne årsvariasjoner og gir dessuten en viss utjevning over 2—3 år. I en del større vannkraftprosjekter som planlegges i dag, er reguleringsgraden likevel til dels drastisk redusert for å minske natur- og miljømessige ulemper, likesom det ventes mer restriktive manøvreringsreglementer. En reduksjon av reguleringsgraden betyr at tilpasning mellom forbruk og vannkraftproduksjon i større grad må skje ved andre midler, f.eks. ved varmekraftinnsats.

Tilpasningen skjer også ved samdrift mellom vannkraftsystemet og andre energiformer, vesentlig olje i fyringsanlegg hos forbrukerne. Når tilfeldig kraft går til erstatning av nabolandenes tungoljebaserte varmekraft (virkningsgrad 30—40 pst.), spares omtrent det dobbelte av den oljen som kunne vært spart ved levering av samme kvantum tilfeldig kraft til elektrokjeler som erstatter tungoljefyrte kjeler (virkningsgrad 75—85 pst.). Dette betyr at kombinasjonsfyringsanlegg basert på elektrokjeler og tungoljefyrte kjeler som regel ikke kan konkurrere med eksportpriser til varmekraftland.

I perioder med store overskudd på vannkraft er overføringsevnen både i det norske hovednettet og i samkjøringsforbindelsene med våre naboland en begrensende faktor. Dette gir seg utslag i lavere priser på det innenlandske marked for tilfeldig kraft enn eksportprisene ellers skulle tilsi. Ved eksport til Danmark blir prisen beregnet på grunnlag av driftsavhengig kostnad i de danske kraftverker som eventuelt stanses. Ved eksport til Sverige blir prisen satt lik middelverdien av kraftverdien i Statskraftverkenes system som svarer til prisen for den sist produserte kilowatttime, og driftsavhengig kostnad i de svenske kraftverk som eventuelt stanses. En lav markedspris på tilfeldig kraft i Norge vil derfor også gi lav pris på kraft som eksporteres til Sverige. En

styrking av det innenlandske marked for tilfeldig kraft vil derfor bidra til å heve prisen på eksportert tilfeldig kraft og stimulere til bedre utnyttelse av overskuddskraften på produksjonssiden. Dette må inngå i vurderingene av alternative investeringer i økt samkjøringskapasitet med våre naboland, i det innenlandske forbrukssystem eller i et eventuelt norsk varmekraftverk.

Som nevnt kan elektrokjeler som erstatter bruk av tung fyringsolje i Norge sjelden konkurrere om overskuddskraften med eksport til varmekraftland. Forholdet kan imidlertid være et annet når det gjelder elektrokjeler som erstatter bruk av lette fyringsoljer. Slike kombinasjonsfyrte anlegg finnes i dag i forretnings- og kontorbygg, skoler og andre institusjoner, i boligbygg og mindre bedrifter. Energi-prisen for lette fyringsoljer, levert i smått, er i dag rundt det dobbelte av energiprisen for tungolje levert kraftverk, kfr. fig. 3.3.1 og fig. 3.3.2. Denne prisforskjellen skyldes kostnadsstrukturen i oljeraffinering og distribusjon samt markedsforholdene, og forskjellen ventes å vedvare. Virkningsgraden for kjeler som anvender lette fyringsoljer varierer betydelig med belastningen over året med typisk middelverdi i området 50—70 pst.

Til sammenligning vil høyeste oppnåelige pris ved krafteksport ligge i underkant av brenselkostnaden, dvs. prisen for tungolje til varmekraftverker som har virkningsgrad på 30—40 pst. Prisforholdet mellom tungolje og lettolje blir da omtrent kompensert av forholdet mellom virkningsgradene i de respektive anvendelser slik at verdien av krafteksport er omtrent lik verdien av kraften anvendt til erstatning for kjelfyring med lettolje.

Driftsøkonomisk kunne det være ønskelig med større forbrukskapasitet i elektrokjeler som erstatter bruk av lette fyringsoljer. For det første er verdien av kraften i slik anvendelse stort sett høyere enn faktisk eksportpris. Dessuten vil et fastere innenlandsk marked bidra til å heve prisen på kraft som eksporteres.

Når det overveies å investere i større forbrukskapasitet for å oppnå større fleksibilitet, må driftsøkonomisk gevinst veies mot de økte kapitalkostnader som følger av parallelt forbruksutstyr. Eventuelle økonomiske konsekvenser av større variasjoner i forbruket av andre energibærere må kartlegges. Lokalt må det også tas hensyn til eventuelle flaskehalser i nettet.

I prinsippet vil den samfunnsøkonomisk beste anvendelse av marginale kvanta elektrisk energi variere fra uke til uke og fra sted til sted. En bør prøve å få til et prissystem som er enda bedre enn i dag og legger forholdene

til rette for en samfunnsmessig riktig anvendelse av tilfeldig kraft. Spesielt er det i denne forbindelse viktig at markedsprisen på tilfeldig kraft når fram til de abonnenter som har elektrokjeler eller andre forbruksapparater som kan benyttes til erstatning for fyring med lettolje. Nåværende avregning etter oljeekvivalent pris hindrer dette, og motiverer ikke brukere i tilstrekkelig grad til installasjon av nye kjeler. Store elektrokjeler i industrien som erstatter tungolje bør baseres på drift i perioder med særlig rik tilgang på vannkraft i forhold til etterspørselen. Beredskapsmessig har et slikt kombinert system fordeler fordi vannkraft og olje i større grad kan erstatte hverandre.

Ved å utnytte fleksibiliteten som ligger hos brukere som kan veksle mellom olje og elektrisitet kan oljeforbruket reduseres, og fastkraft som i dag går til elektrokjeler kan i stedet dekkes av kraftleveranser med lavere leveringssikkerhet.

Et utvalg med representanter fra NVE, NEVF, EFI og Samkjøringen arbeider med dette problemet. Et foreløpig resultat av dette

arbeidet er tabell 6.6.1 som gir en oversikt over markedsforholdene for tilfeldig kraft. Første kolonne angir den pris for elektrisk energi hvor kostnaden ved å anvende olje eller elektrisitet for forbrukerne er like store (oljeekvivalent elektrisitetspris). Her er oljeprisenivå 1978 lagt til grunn. Kolonne 2 angir det eksisterende marked og kolonne 3 antyder hva dette marked kan utvides til dersom forholdene legges til rette for det. Tallene er foreløpig meget usikre.

Det eksisterer i dag hele 4 forskjellige kraftkategorier med forskjellig leveringssikkerhet: fastkraft, fastkraft med avbruddsklausul, ikke-garantert kraft og tilfeldig kraft. Denne oppdelingen skriver seg til dels fra tidligere tider da Samkjøringens børssystem ikke var utviklet og virket så effektivt som i dag. Nå er det derfor ønskelig med en forenkling av kraftmarkedet slik at det kun leveres fastkraft og tilfeldig kraft. Fastkraft leveres til forbrukere som vil ha kraften med en garantert leveringssikkerhet. Forbrukere som ser seg tjent med en lavere leveringssikkerhet, f. eks. fordi de har mulighet for å substituere

Kategori	Oljeekvivalent elektrisitetspris ¹⁾ (øre/kWh)	Marked i dag (TWh/år)	Potensielt marked (TWh/år)
<i>Salgsmuligheter:</i>			
Eksport i konkurranse med mottrykk eller kjernekraft	< 4,5	10 ²⁾	10 ²⁾
Store industrikjeler, treforedling	5	3,5	8
Ammoniakkproduksjon i konkurranse med olje	6	0,3	0,3
Eksport i konkurranse med kullbasert kondenskraft	6	4 ²⁾	8 ²⁾
Romvarme i boliger vinter	10		10
og yrkesbygg (sentrалvarme) høst og vår ...	12	1,5	5
Eksport i konkurranse med oljebasert kondenskraft	< 13	2 ³⁾	?
Ikke-garantert kraft til kraftkrevende industri	12 ⁴⁾	1	1
<i>Kjøpsmuligheter:</i>			
Import kullbasert kondenskraft	9	0,5 ³⁾	0,5 ³⁾
Import oljebasert kondenskraft	> 13	10 ³⁾	10 ³⁾
Tilbakekjøp fra storforbrukere	?		?
Sum	—	33	53

1) Pris referert hovedoverføringssystemet. Oljeprisen pr. 1980, prisnivå pr. januar 1978, kfr. fig. 3.3.1 og fig. 3.3.2.

2) Begrenses av overføringskapasitet.

3) Usikkert tall. Avhenger av forsyningssituasjonen i våre naboland.

4) Levering av ikke-garantert kraft avbrytes når kraftverdien blir høyere enn 12 øre/kWh.

Tabell 6.6.1. *Anslag over markedet for tilfeldig kraft.*

Tallene er usikre, spesielt for det potensielle marked.

elektrisitet med olje, eller industriforbrukere som kan variere sin produksjon, bør direkte eller indirekte delta i kraftbørsen og kjøpe den leveringssikkerhet som ønskes. På den måten sikres at kraften til enhver tid anvendes til det formål hvor den har størst verdi. Dette fordrer at kjøperen har innsikt i eller får informasjon om leveringsevnen i kraftforsyningssystemet.

6.6.3 Ukonvensjonelle energiformer.

Av prinsippet om energiøkonomisering, kfr. kap. 7.6, følger at hvis realprisen på energi stiger, vil energi innvunnet v.h.j.a. varmepumper samt ukonvensjonelle energikilder som sol, vind og bølger bli mer attraktive. Det vil også bli lønnsomt med bedre isolasjon som sammen med varmegjenvinning vil redusere behovet for energi til oppvarming.

Tilskuddsvarmen fra elektriske apparater i hjem og på arbeidsplass øker etter hvert som stadig flere slike anskaffes. Restbehovet for energi til romoppvarming vil dermed avta. Denne utviklingen vil favorisere oppvarmings-systemer med lave kapitalkostnader, f. eks. elektriske panelovner og oljekaminer.

I Norge kan spesielt varmepumper bli økonomisk interessant. Et kjøleskap eller en fryseboks virker etter samme prinsipp som en varmepumpe, men prosessen er snudd. Varmepumper utnytter den varmeenergi som selv ved lave temperaturer finnes i vannmasser, luft eller jord, ved å «pumpe» (omforme) varmeenergi fra et lavere temperaturområde til varmeenergi i det nyttbare temperaturområdet. Avgitt energi kan bli 2—3 ganger høyere enn forbrukt elektrisk energi. Verdien av netto innvunnet energi må vurderes mot varmepumpens kapitalkostnader.

Varmepumpens effektivitet avtar med avtagende temperatur i det medium som varmen hentes fra. Et oppvarmingssystem basert på varmepumpe er derfor avhengig av tilskuddsvarme i perioder hvor temperaturen er lav i varmemediet (eks. uteluft om vinteren). Systemer med lave kapitalkostnader blir da økonomisk fordelaktige. Ved mindre temperaturvariasjoner i varmemediet (eks. sjøvann) vil anlegget kunne utnyttes bedre og mer kapitalkrevende løsninger vil kunne aksepteres.

Varmepumpesystemer er allerede kommersielt tilgjengelig, men det er behov for teknisk videreutvikling og markedsføring av varmepumper tilpasset norske forhold.

Ukonvensjonelle energiformer som kan tenkes i Norge, er alle avhengig av energilagring. Det kan mest hensiktsmessig oppnås ved samdrift med vannkraftsystemet som allerede er godt utbygd. Eventuelle bølge- og vindkraftverk vil kunne kobles til det elektriske led-

ningsnett og vil gi størst tilskudd om vinteren, da forbruket er størst. Lokalt vil solenergi kunne gi tilskudd til vannvarming i sommerhalvåret og til vann- og romoppvarming andre deler av året.

Hensynet til de mulig kommende ukonvensjonelle energiformer sammen med vannkraftens energilagringsevne og enestående evne til å dekke en varierende belastning tilsier fortsatt bruk av det elektriske kraftsystem for transport og fordeling av energi til forbrukerne — også til oppvarmingsformål. Dette gjelder selv etter at varmekraftverk eventuelt er bygget i Norge. En sikker elektrisitetsforsyning må bygges ut i alle fall, og elektrisk romoppvarming vil kunne utnyttes i kombinasjon med varmepumper og enkle fyringsanlegg basert på ved, avfall og eventuelt lett-olje. Slike løsninger kan være hensiktsmessige av beredskapsgrunner og er i en viss utstrekning også økonomisk interessante, kfr. kap. 6.6.2.

6.7 ALTERNATIVE STRATEGIER FOR VIDERE UTBYGGING AV KRAFT-FORSYNINGEN

Innenfor de rammebetingelser som til enhver tid gis, bør den videre utbygging av elektrisitetsforsyningssystemet søkes planlagt og ordnet slik at nåverdien av alle fremtidige kostnader forbundet med utbygging og drift blir så liten som mulig. Imidlertid kan myndighetene velge å legge vekt på forskjellige sett av rammebetingelser samtidig som betingelsene kan være mer eller mindre stramme.

I det følgende skal noen mulige rammebetingelser skisseres. Verken de økonomiske eller andre konsekvenser er kvantifisert da dette ville kreve mer fullstendige forutsetninger. Generelt gjelder imidlertid at restriktive rammebetingelser alltid medfører større økonomiske kostnader. I alle tilfeller må utbyggingsplanleggingen ta utgangspunkt i det eksisterende elektrisitetsforsyningssystem og det klarlagte byggeprogram for vannkraft. Virkningene av en endret strategi vil derfor først vise seg etter noen år.

6.7.1 Utvikling mot mer bruk av fornybare energikilder.

Det er mulig å dekke et økende kraftforbruk innenfor rammen av etterspørselen omtalt i kapittel 4 ved hjelp av fornybare energikilder. Det er da mest nærliggende å utnytte vannkraften. Men også økt bruk av direkte solenergi, mer effektivt skogbruk for produksjon av brensel, vindkraft og med tiden bølgekraft vil kunne tenkes dersom en er villig til å ta den økonomiske merkostnad som

følger av å bruke slike kilder framfor naturens lagerressurser (olje, kull, gass og torv).

Det vil være lettere å gjennomføre en mer utstrakt bruk av fornybare energikilder dersom veksten i energiforbruket reduseres. En slik vekstreduksjon kan oppnås ved bruk av varmepumper, bedre varmeisolasjon og ved omlegging til mindre energiintensiv industri.

6.7.2 Utvikling mot mer bruk av lagerressurser.

På lignende måte er det fullt mulig i dag å gå helt over til bruk av lagerressurser ved å bygge kull-, olje- og gassbaserte kraftverk og ved å bremse på utbygging av vannkraft. Da uran er en lagerressurs, vil bruk av uranbasert kjernekraftverk virke på samme måte. Uran lar seg med dagens teknologi bare anvende til varme- og elektrisitetsproduksjon. Dette gjelder også kull i større kvanta.

6.7.3 Utvikling mot økt selvforsyning i Norge.

En slik strategi kunne innebære at total nyttiggjort energi i Norge, kfr. snitt 8 i fig. 1, blir dekket med energi fra innenlandske reserver og kilder. En måtte da ta hensyn til energiinnholdet i eksporterte så vel som importerte varer og tjenester. Statistiske oppgaver over dette foreligger ikke. Derfor er det vanskelig å klarlegge nøyaktig hva selvforsyning innebærer.

Utvikling mot øket selvforsyning ville muligens også innebære at Norge heller ikke skulle være netto eksportør av energi. Forekomstene av olje og naturgass på den norske del av kontinentalsokkelen ville da kunne være meget lenge.

Olje fra norsk kontinentalsokkel må forventes å være tilgjengelig i en situasjon med handelspolitiske forviklinger, men i en krigssituasjon vil også tilførselen fra Nordsjøen være truet.

6.7.4 Utvikling med hovedvekt på vern av vassdrag.

Vern av vassdrag mot vannkraftutbygging kan tillegges så stor betydning at ytterligere vedtak om vannkraftutbygging ikke fattes.

I avsnitt 6.7.2 omtales hvordan dette kan oppnås ved overgang til bruk av lagerressurser. Ut fra et naturvernsynspunkt må det også tas hensyn til de forurensninger som en slik utvikling vil føre med seg under forutsetning av uforandret vekst i forbruket. I innstilling av desember 1977 om verneplan for vassdrag viser NVE til hvilke konsekvenser verneplanen vil ha bl. a. i form av forskjellige former for utslipp fra varmekraftverk. Under de samme forutsetninger vil ytterligere vern

av vassdrag medføre ytterligere forurensninger.

Et alternativ til bruk av lagerressurser er å ta i bruk andre fornybare kilder som vindkraft og bølgekraft (se avsnitt 6.7.1). Ut fra et naturvernsynspunkt må en bl. a. vurdere miljø- og sikkerhetsaspektene ved disse. Det arbeides med å komme fram til teknisk og økonomisk akseptable løsninger for utnyttelse av slike energikilder.

NVE anser ennå ikke slike prosjekter som realistiske i den forstand at planleggingen av den videre utbygging av elektrisitetsforsyningssystemet baseres på at de vil bli tilgjengelige.

6.8 OPPGAVEFORDELING, ORGANISASJON, PERSONELLBEHOV I ENERGISEKTOREN

6.8.1 Elektrisitetssektoren.

6.8.1.1 Oppgavefordeling i elektrisitetssektoren.

Mens sektoren «kraftintensiv industri» i hvert enkelt tilfelle blir tildelt kraft etter vedtak i Stortinget, må kraftforsyningen være innstilt på å dekke den etterspørsel som måtte melde seg innenfor sektoren «alminnelig forsyning», som omfatter alle andre forbrukere enn kraftintensiv industri. Imidlertid må kraftforsyningen kunne forlange nødvendig forberedelsestid. Planlegging, klarlegging og utbygging av nye kraftverker krever lang tid, 5—10 år, avhengig av kraftverkstype. Kraftforsyningen må derfor kunne kreve å få seg forelagt planer for kraftforbruk lang tid forut for det tidspunkt kraftleveringen ønskes påbegynt. Bestillingstiden kan i praksis heller ikke gjøres for lang. Derfor vil kraftforsyningsenheter som har leveringsplikt overfor forbrukerne måtte utarbeide prognoser over fremtidig etterspørselsutvikling som grunnlag for å sikre krafttilgangen. I mange fylker har detaljforsyningsenheter overført plikten til kraftoppdekking på engrosenheter ved avtale eller kontrakter. I så fall vil disse engrosenheter måtte forestå utarbeidelse av prognoser over etterspørselsutviklingen.

Tilsvarende avtale foreligger ikke mellom fylkesenheterne eller engrosenheterne og NVE v/Statskraftverkene. Statskraftverkene skal bygge og drive kraftforsyningsanlegg slik Stortinget bestemmer. Dette reguleres over statsbudsjettet. Det er ingen klar formell binding mellom de forpliktelser kraftforsyningsenheterne faktisk er pålagt ved områdekonsekusjon og de oppgaver NVE er pålagt når det gjelder statens engasjement i kraftutbyggingen. Sentralmyndighetene har likevel visse virkemidler til bruk for å oppnå balanse mel-

lom tilgang og etterspørsel. Foruten Statens engasjement i kraftutbyggingen som nevnt, kan i prinsippet også konsesjonsbestemmelsene brukes for å regulere kraftleier. Men i praksis er det bare mulig overfor større avtakere. Videre kan konsesjonsbehandlende instanser styrkes for å unngå forsinkelser i beslutningsprosessen. Det kan iverksettes støttestiltak for installasjoner som fører til redusert forbruk av elektrisk energi, og finansierungsordninger for tiltak både på forbruks- og krafttilgangssiden. Endelig kan det legges avgifter på kraftforbruk.

Hvis kraftmangel oppstår slik at kraftforsyningen selv må legge restriksjoner på kraftsalget uten hjemmel i lov om rasjonering av elektrisk energi (kfr. avsnitt 7.7) vil det oppstå spørsmål om ansvar og lovlighet. Med de virkemidler Staten har, vil det kunne hevdes at den lokale kraftforsyning er fri for ansvar hvis den har anmeldt sitt kraftbehov hos NVE, eller hvis kraftforsyningen har fremmet kraftverksprosjekter som var forventet å ville bli akseptert av forvaltning, Regjering og Storting.

Foruten å sammenstille elektrisitetsverkenes egne prognoser, utarbeider NVE landsprognoser basert på nasjonale data for aktivitetsutviklingen i landet. Staten kan velge å legge andre prognoser for etterspørselsutviklingen til grunn for krafttilgangen enn sumprognosene fra kraftforsyningsenhetene i landet, men må da om nødvendig benytte ovennevnte virkemidler for å oppnå balanse mellom tilgang og forbruk. I praksis kan det bli vanskelig, selv om Stortinget i prinsippet kan pålegge Statskraftverkene å bygge ut for å oppnå balanse.

Ut fra den desentraliserte organisasjon av norsk elektrisitetsforsyning må NVE legge stor vekt på prognoser for etterspørsel og planer for kraftdekning som framlegges av de enkelte enheter. NVE's rolle blir i denne sammenheng vesentlig av koordinerende art, bl. a. å avklare om krafttilgangen fra det samkjørte system dekker den totale etterspørsel.

Planleggingen av dette system foregår i NVE-Elektrisitetsdirektoratet. Prosjekter for kraftproduksjon og kraftoverføring fra kraftselskapene og Statskraftverkene framlegges for Vassdragsdirektoratet og Elektrisitetsdirektoratet for systeminnpassing og konsesjonsbehandling.

6.8.1.2 Elektrisitetsforsynings organisasjon.

I brev av 21. mai 1975 til Industridepartementet ga Hovedstyret uttrykk for sitt syn på hvordan norsk elektrisitetsforsyning bør organiseres.

Hovedstyret uttalte der at elektrisitetsver-

kene bør beholde de kraftverker de nå eier og likeså ha ansvar for utbygging av mindre vannkraftkilder.

For den videre utbygging av kraftforsyningssystemet la Hovedstyret fram tre hovedmønstre:

1. Samme modell som i dag, og med anledning for interesserte kraftselskaper til å delta ved bygging av eventuelle framtidige større varmekraftverk, men NVE-Statskraftverkene står for planlegging, bygging og drift av slike varmekraftverk.
2. Samme modell som i dag, men Staten v/NVE står alene for utbygging av eventuelle framtidige større varmekraftverk. Staten vil ved denne modell etter hvert bli den dominerende kraftprodusent.
3. Det dannes et landsomfattende selskap, A/S Norgeskraft, som bygger og driver hovedsystemet og står for kraftutveksling med utlandet.

Hovedstyrets flertall anbefalte prinsipielt alternativ 2, subsidiært alternativ 3. Av de instanser, bl. a. fylkene og interesserte organisasjoner som har uttalt seg, går de fleste inn for alternativ 1.

Legges tekniske og samfunnsøkonomiske hensyn til grunn, står alternativ 3 sterkest. Dette har likevel fått liten oppslutning blant dem som har uttalt seg.

Hovedstyret gikk inn for at fordeling og levering av elektrisk energi til forbrukere fortsatt bør være distriktenes oppgave, men at det bør finne sted en viss strukturrasjonalisering. Dette støttes av de fleste som har uttalt seg. Det antas at svært mange av elektrisitetsverkene i dag er for små til å fylle de forskjellige krav på en fullgod måte. I denne sammenheng er det grunn til å minne om at hele forsyningssystemet er bundet sammen i ett landsomfattende system som ved samdrift søker å utnytte best mulig så vel ressurstilgangen som vekslingen i belastning fra sted til sted og til de forskjellige tider.

Et forhold som Hovedstyret tillå betydelig vekt, var at elektrisitetsverkene i grisgrendte strøk arbeider under vanskeligere økonomiske forhold enn de i mer tettbygde strøk. Derfor vil sammenslåing av forsyningsenheter som omfatter begge disse typer forsyningsområder, muliggjøre prisutjevning.

Ved sammenslåing av kraftlag og elektrisitetsverk til større og mer bærekraftige enheter blir det ofte nødvendig å overføre fast eiendom til den nye enhet, f. eks. kraftstasjoner, transformatorstasjoner, administrasjons- og lagerbygninger. Ved slike overdragelser påløper visse utgifter, og viktigst her er den tidligere stempelavgift som fra 1. januar 1976 ble avløst av dokumentavgiften. Det var tid-

ligere anledning til å oppnå fritakelse for stempelavgiften når det dreide seg om eiendomsoverdragelser i forbindelse med fusjoner i rasjonaliseringsøyemed. Men denne dispensasjonsadgang er falt bort etter den nye loven om dokumentavgift av 12. desember 1975. Dokumentavgiften som fra 1. januar 1979 er forhøyet til 2 pst. er derfor en betydelig belastning ved slike overdragelser. Særlig ved overdragelse av kraftstasjoner blir det tale om meget store avgifter, ofte flere hundre tusen kroner, og ved store kraftstasjoner millionbeløp. Dette kan gjøre det vanskelig — i noen tilfeller umulig — å vinne fram i arbeidet med rasjonalisering av elektrisitetsforsyningen. Det er derfor nødvendig at elektrisitetsforsyningen fritas for dokumentavgift både ved overdragelse av anlegg fra private lag til kommuner og ved fusjon til større enheter, når dette er ledd i rasjonaliseringen av elektrisitetsforsyningen.

Som ledd i en bedre utnyttelse av tilgjengelige kraftressurser, er salget av statskraft i senere år søkt kanalisert gjennom de større kraftselskapene, fortrinnsvis fylkesomfattende verk hvor slike finnes. Ytterligere en gevinst kan oppnås ved også å samle omsetningen av tilfeldig kraft til disse ledd. Det regnes med at mye av den maksimale fastkraftgevinst som kan innvinnes gjennom produksjonssamarbeid, herved blir tilgjengelig.

6.8.1.3 *Elektrisitetsforsyningens personellbehov.*

Bygging, drift og vedlikehold av elektrisitetsforsyningens tekniske anlegg er bl. a. betinget av tilgang på fagfolk. Særlig på distribusjonssiden er inntrykket at bemanningen er knapp. Alderssammensetningen av fagarbeidergruppene tyder også på at det vil bli stor avgang de nærmeste år. Problemene er ytterligere forsterket gjennom de nye regler i arbeidsmiljøloven hvorefter beredskapsvakt skal avspasseres med fritid.

Tilgangen på fagfolk til elektrisitetsverkene har sammenheng med flere faktorer, bl. a. lønnsforhold og skoletilbud. Ikke minst vil de enkelte elektrisitetsverkers muligheter til å gi praktisk opplæring være av vesentlig betydning. Gjennomføring av det opprustningsarbeid som er under planlegging for ledningsnettene, vil være avhengig av tilstrekkelig tilgang på elektrofolk.

Sammen med Norske Elektrisitetsverkers Forening, samt arbeidsgiver- og arbeidstakerorganisasjonene innen elektrisitetsforsyningen bør derfor myndighetene finne fram til virkemidler for å sikre nødvendig tilgang på fagfolk til elektrisitetsforsyningen.

Rådet for Elektroteknisk Utdanning ble

konstituert 15. mars 1976. Medlemmer av rådet er bransjeorganisasjoner, myndigheter, skoler og foreninger med tilknytning til elektrobransjen. Av de viktigste arbeidsoppgaver rådet har tatt opp, nevnes:

- Kartlegging av og opplysninger om utdannelsesmuligheter.
- Opplysning om bedrifter og institusjoner innen elektrobransjen.
- Samarbeid mellom skole og næringsliv.
- Informasjonsbrosjyre for yrkesveiledning.

6.8.2 *Den totale energisektor.*

6.8.2.1 *Oppgaver innen den totale energisektor.*

Både i Norge og i verden for øvrig er det i dag stor oppmerksomhet omkring energiforbruk- og energitilgang, og det er blitt et utbredt ønske å økonomisere med ressursene, herunder også med energien. For at dette skal være mulig må hele energisektoren overskues. Dette betyr at alle energibærere må sees under ett, og at energien må følges fra den utvinnes og til den spres til biosfæren som tapsvarme, kfr. fig. 1. Som følge av dette er det også i Norge behov for å etablere koordinerende organer lokalt og sentralt for å tilse at de forskjellige energibærere utnyttes på en samfunnsmessig optimal måte, hensyn tatt til økonomi så vel som beredskap.

Som påpekt i kap. 4 henger etterspørselen etter elektrisk energi nøye sammen med forbruket av andre energibærere f. eks. olje. Et engasjement lokalt — i kommuner og fylker — i generelle spørsmål som har med energiforbruket å gjøre, eksempelvis fjernvarmesystem kombinert med elektrisitetsforsyning, krever faglig kompetanse på energifeltet. Elektrisitetsforsyningen har betydelig innsikt og kompetanse på dette feltet. Den er organisert med grener inn i alle kommuner og fylker. Den har aktive samarbeidsorganer — Samkjøringen av kraftverkene i Norge, Norske Elektrisitetsverkers Forening og Elektrisitetsforsyningens Forskningsinstitutt — og deltar i stor utstrekning i internasjonale organisasjoner på energiområdet. For å klarlegge alle relevante forhold innen elektrisitetssektoren har NVE, som er Statens organ, funnet det stadig mer nødvendig å ta for seg energiforsyning og -forbruk i sin alminnelighet.

For planlegging av den totale energiforsyningen og rådgiving i generelle energispørsmål er det i stor grad mulig å trekke på den kompetanse som samlet finnes innen elektrisitetssektoren. Det arbeides for tiden med spørsmål om organisering av lokal planlegging av energiforsyningen gjennom et utvalg nedsatt av Miljøverndepartementet med representanter

fra departementer, elektrisitetsforsyningen, oljeforsyningen, kommunale og fylkeskommunale planleggingsinstanser samt NVE som har avgitt sin innstilling — NOU 33: 1979 om Lokal energiplanlegging.

Innen oljeforsyningen konkurrerer salgsselskaper på energimarkedet i hele landet. Elektrisitetsverkene er gjennom såkalte områdekonsesjoner i medhold av Elektrisitetsloven av 1969 faktisk tildelt enerett til elektrisitetsforsyning i geografisk avgrensede områder, bortsett fra levering til store kraftforbrukere som kan skje på annen måte, f. eks. direkte fra Statskraftverkene. Mens oljeprodukter fritt kan kjøpes til markedspris i ubegrensede kvanta fra flere oljeselskaper, har forbrukerne bare ett elektrisitetsverk å gå til for å få kjøpt elektrisk energi. Elektrisitetsverkene enerett til levering av elektrisk energi må innen rimelige grenser derfor også innebære leveringsplikt.

6.8.2.2 Forbrukssystemet.

På forbrukssiden er det i Norge først og fremst olje og elektrisitet som kan erstatte hverandre. Beredskapsmessig kan også trevirke bety mye. Dette er ikke noe nytt, og elektrisitetsforsyningen har tatt hensyn til dette ved utarbeidelse av prognoser, til dels også i tariffpolitikken.

Dersom samfunnsmessig energiøkonomisering skal kunne gjennomføres i et samfunn med fritt konsumvalg, er det nødvendig at den enkelte forbruker blir konfrontert med kostnadsriktige priser. Med stigende realpriser på energi, vil nye tiltak for å redusere forbruket bli regningssvarende. Slike tiltak kan være: bedre isolasjon, tapsreduksjon og utnyttelse av nye energikilder lokalt.

For oppvarming og dampframstilling konkurrerer olje og elektrisitet direkte med hverandre. Med sikte på samfunnsøkonomisk optimal drift vil en slik konkurranse være heldig dersom det gunstigste alternativ til enhver tid velges, avhengig av de respektive driftsavhengige kostnader. Spesielt vil fleksibilitet i forbrukssystemet medføre øket innenlandsk etterspørsel etter tilfeldig kraft, samtidig som fastkraftetterspørselen reduseres. Sentral planlegging og koordinering er imidlertid en forutsetning for at en slik fleksibel tilpasning får en form og et omfang som er samfunnsøkonomisk riktig, dvs. energiøkonomiserende.

6.8.2.3 Forsyningssystemet.

Elektrisiteten er nå ført fram til så godt som alle mennesker og hele næringslivet i Norge. Fram til i dag er elektrisitetsproduksjonen hos oss i det alt vesentlige basert på vannkraft, kombinert med visse muligheter

for import fra naboland. Imidlertid er våre vannkraftreserver begrenset, og for tiden ser det ut til at det om ikke lenge vil bli nødvendig å bygge kraftverker basert på andre energibærere, sannsynligvis varmekraftverk av et eller annet slag.

Varmekraftverk vil dels kunne brukes til produksjon av elektrisk kraft i år med liten tilgang på energi til vannkraftsystemet, dels vil tapsvarmen fra elektrisitetsproduksjonen kunne anvendes til oppvarmingsformål, dvs. kraftverkene kan bygges som kraftvarmeverk hvor elektrisitetsproduksjonen og produksjon av damp eller varmt vann foregår samtidig. Fra kraftvarmeverket kan det altså leveres to typer energibærere til ett og samme marked. En koordinert planlegging og drift av energiforsyningen blir da uomgjengelig nødvendig.

Nye energikilder vil i de fleste tilfeller måtte utnyttes til produksjon av elektrisk energi (f. eks. vindkraft, bølgekraft). Det må derfor forventes at elektrisitetsforsyningssystemet vil spille en sentral rolle i utnyttelsen av disse. Koordinert planlegging vil da være nødvendig for å utvikle samfunnsøkonomisk riktige løsninger.

Forsyningssystemet for elektrisitet må i Norge mer enn i kanskje noe annet land betraktes som basis energisystem.

6.8.2.4 Koordinerende organ.

Det er et påtakelig behov for organer til å koordinere utbygging, i noen grad også drift, av den totale energiforsyning. Så langt råd er må det være mest rasjonelt å legge disse oppgavene på eksisterende institusjoner i stedet for å bygge opp nye. Elektrisitetsforsyningen peker seg ut som den organisasjon dette ligger best til rette for. Den er landsomfattende, i stor utstrekning offentlig eiet og styrt, og den besitter allerede betydelig kompetanse på total energiforsyning. Så vel her i landet som i andre land synes tendensen å gå i retning av å tillegge elektrisitetsforsyningen utvidede oppgaver på energifeltet ved at elektrisitetsverk går over til å bli energiverk. Fylkes- og kommuneadministrasjonene trenger faginstanser som rådgivere og som forretningsdrivende organer på energiområdet. Til dette peker de lokale elektrisitetsverk seg ut.

Olje- og energidepartementet er etablert for å ta seg av den totale energiforsyning, men har behov for ytre fagetater for å samle den informasjon som er nødvendig for å kunne koordinere den totale energiforsyning på en forsvarlig måte. Elektrisitetsdirektoratet er bygget ut for konsesjonsbehandling av elektrisitetsforbruk, produksjons- og overføringsanlegg og planlegging av elektrisitetssystemet samt tilsyn med anleggene. Det er ikke eta-

blert tilsvarende fagetater for de øvrige deler av energisektoren.

Elektrisitetsdirektoratet har allerede betydelig ekspertise på det generelle energifelt. Denne er opparbeidet dels gjennom prognose- og tariffarbeid, som bl. a. har gjort det nødvendig å utvikle regnemodeller som gjør det mulig å studere hvordan forbruket av forskjellige energibærere påvirkes av energipriser, økonomisk vekst, befolkningsutvikling osv. Dels har direktoratet fått innsikt i tekniske og økonomiske problemer i tilknytning til energiresurser, prosesser for energiomforming, transport av energi, spill og tap samt potensielle muligheter for utnytting av energi. Direktoratet arbeider også med elektrisitetsforsynings organisasjon og planlegging av energiforsyningen totalt i fylker og kommuner. Direktoratet har derfor innsikt i oppbyggingen av den kommunale og fylkeskommunale forvaltning. Direktoratet har også kompetanse når det gjelder lovverk og forvaltning generelt på energiområdet og har kjennskap til energispørsmål i andre land og internasjonalt. Dette er kompetanse som synes vesentlig i forbindelse med tilrettelegging av en mer koordinert energiplanlegging i landet.

Elektrisitetsdirektoratet ser seg allerede nødt til å engasjere seg noe i energispørsmål utenfor det egentlige elektrisitetsfelt, f. eks. i sammenheng med energigjenvinning fra spillvarme, fleksibel tilpassing mellom elektrisitetsproduksjon og oljeforbruk, samspill mellom elektrisitetssystemet og andre energiformer osv. I den senere tid har dette i økende grad belastet direktoratet.

Hvis Elektrisitetsdirektoratet skal ta seg av de oppgaver som naturlig følger av et opplegg som nevnt ovenfor, med en mer koordinert innsats på energifeltet enn hittil, bør det omdannes til et energidirektorat og få en rekke oppgaver som kan betraktes som en naturlig utvidelse av det arbeidsområde direktoratet allerede er tillagt i henhold til St. prp. nr. 100 for 1959-60 om NVE's kompetanse m. v.

En sentral oppgave for et energidirektorat vil være å foreta analyser av energiflytet i det norske samfunn som en del av grunnlaget for å foreta en koordinert planlegging av landets totale energiforsyning med sikte på best mulig utnyttelse av alle tilgjengelige ressurser. Herunder må det også arbeides med å organisere den totale energiforsyning slik at de lokale enheter blir egnet til å ta seg av oppgavene på den måte som er gunstigst for samfunnet.

Et energidirektorat vil naturlig også måtte utrede og foreslå virkemidler (finansiering, priser) som måtte være hensiktsmessige for å

nå de overordnede mål som settes. For å sikre en rasjonell utvikling kan det likevel bli nødvendig å foreta en sentral vurdering og koordinering av nye anlegg i energisektoren. Et energidirektorat må videre påse at landets totale energiforsyning til enhver tid tilfredsstiller vedtatte krav til beredskap i energiforsyningen.

Med de arbeidsoppgaver Elektrisitetsdirektoratet har, er bemanningssituasjonen meget anstrengt. Med den aktuelle stab vil Elektrisitetsdirektoratet derfor ikke makte å gå inn på et utvidet arbeidsfelt som her er antydnet. Imidlertid skulle det være mulig å starte et arbeid med mer generelle energispørsmål ved en relativt beskjedent økning av bemanningen fordi direktoratet med den kompetanse det allerede har, forholdsvis lett kan vurdere og avklare saker som kommer opp. Et nytt forvaltningsorgan på energifeltet ved siden av Elektrisitetsdirektoratet ville nødvendigvis bli en dyrere løsning og ville dessuten kreve et meget nært samarbeide med Elektrisitetsdirektoratet.

Oppbyggingen av et sentralt forvaltningsapparat på energiområdet er en nødvendig del av organiseringen av den totale forvaltning på energifeltet. Her står kommuner, fylkeskommuner og de lokale elektrisitetsforsyningsenheter overfor nye oppgaver som krever at hensiktsmessige organisasjoner og forvaltningsrutiner blir etablert. Dette må i stor utstrekning legges opp sentralt. For å gjøre dette så enkelt og rasjonelt som mulig bør en bygge mest mulig på de bestående enheter og organisasjoner.

Å omdanne Elektrisitetsdirektoratet til et energidirektorat med oppgaver som antydnet ovenfor, og sørge for en bemanning tilpasset de ambisjoner det blir lagt opp til i en styrt og koordinert nasjonal energipolitikk, kan være en løsning på spørsmålet om et sentralt ytre forvaltningsorgan på energisektoren.

En utvidelse av NVE's arbeidsoppgaver ved Elektrisitetsdirektoratet i forbindelse med det generelle energifeltet ville også kunne berøre andre deler av NVE's virksomhet.

For å sikre en faglig nøytralitet i arbeidet, måtte NVE's instruks utvides til å omfatte forvaltningsspørsmål på energifeltet og særlig på området energibruk. Tilsvarende kunne styrende og utøvende organer som i dag i det vesentlige steller med elektrisitetsforsyningsoppgaver, så vel lokalt som sentralt, få utvide sitt mandat og sine plikter til å omfatte energifeltet mer generelt. Det synes imidlertid ikke å være noen grunn til å gripe inn i det eksisterende salgssapparat for petroleumsprodukter.

7. Grunnlag for handlingsprogram.

7.1 TOTALE AVVEININGER M.H.T. ØKONOMISKE OG ANDRE KOSTNADER

NVE søker å tilpasse planleggingen av den videre utbygging av elektrisitetsforsyningssystemet på best mulig måte til samfunnet og samfunnsutviklingen i videst mulig forstand. Med best mulig forstås her den utbyggingsplan som krever et minimum av samfunnsmessige oppofrelser som noe forenklet kan grupperes på følgende måte:

1. økonomiske kostnader
 - a. investeringer
 - b. driftskostnader
 - c. samfunnsøkonomiske kostnader ved leveringssvikt
2. miljømessige kostnader
 - a. inngrep i naturen
 - b. forurensning av naturen
3. risiko for helse og eiendom ved drift og ekstreme hendelser ved:
 - a. ulike kraftproduksjonsformer
 - b. overføringsanlegg

Disse typer av oppofrelser kan ikke uten videre sammenlignes da de har forskjellig dimensjon. Dermed vil det kunne oppstå uenighet om hva som er minst mulig innsats og belastning. Sammenligningen må følgelig bygge på skjønn, og de endelige avveininger må foretas av folkevalgte organer. Resultatene av slike avveininger gis ofte i form av rammebetingelser. Et eksempel på slike rammebetingelser er Stortingets vedtak av 6. april 1973 om varig og midlertidig vern av en rekke vassdrag.

Innenfor de rammebetingelser som til enhver tid gis, søker NVE å planlegge og ordne den videre utbygging av elektrisitetsforsyningssystemet slik at nåverdien av alle fremtidige kostnader forbundet med utbygging og drift av systemet blir så liten som mulig. Av dette følger at de gjenværende vannkraftprosjekter bør bygges ut etter stigende fastkraftkostnad, hensyn tatt også til kostnadene ved utbygging av overføringssystemet. Dessuten bør vannkraftsystemet til enhver tid være supplert med akkurat så mye varmekraft at fastkraftbidraget fra marginal varmekraft har samme kostnad som fastkraftbidraget fra det vannkraftprosjekt som står for tur til å bli realisert. For Norge innebærer dette i hovedtrekkene fortsatt vannkraftutbygging, deretter en periode med utbygging av både vannkraft og varmekraft, og til slutt ren varmekraftutbygging. Men med økende varmekraft-

andel vil det i mange eksisterende vannkraftverker kunne bli regningssvarende å utvide maskininstallasjonen.

En komplikasjon er at vannkraftprosjektene under konsesjonsbehandlingen kan bli redusert og spesielt slik at fastkraftkostnaden blir høyere. NVE mener likevel at en rangering av vannkraftprosjektene etter stigende kostnad er det samfunnsøkonomisk beste utgangspunkt for planlegging av den videre utbygging av elektrisitetsforsyningssystemet.

For enhver plan som utarbeides på dette grunnlag, blir de øvrige konsekvenser presentert så langt råd er. Ved alternative løsninger angis økonomiske og andre konsekvenser.

I de senere år er planleggingen blitt stadig mer omfattende. Så vel myndigheter som interesseorganisasjoner og publikum har krevet flere saksområder ved prosjektene utredet og alternative løsninger fremlagt. Derved har alle instanser kunnet få mer utførlig informasjon. Men samtidig er planleggingen blitt mer ressurs- og tidkrevende. Planleggingen bør imidlertid ikke drives utover det som er nødvendig for å dekke de besluttende myndigheters behov for et forsvarlig beslutningsunderlag. Det bør derfor utarbeides retningslinjer som begrenser omfanget av planleggings- og utredningsarbeidet.

Det anses viktig å trygge krafttilgangen ved bruk av innenlandske energiresurser og helst fra fornybare kilder. Videre tilsier den globale ressursituasjon at Norge fortsatt fortrinnsvis baserer krafttilgangen på fornybar vannkraft innenfor rammen av de vernevedtak som gjøres, mens de begrensede olje- og gassreserver så langt råd er reserveres for bruksområder hvor disse energiformer er særlig egnet og for land som ikke har vår valgfrihet i energiforsyningen. Utstrakt bruk av olje, både for elektrisitets- og fjernvarmeproduksjon og for direkte varmeproduksjon i forbrukssystemet, fortoner seg derfor svært betenkelig.

Før eller senere vil det bli behov for innføring av større varmekraftverk i det norske systemet.

Innpassing av kjernekraftverk i Norge er avhengig av kjernekraftens utvikling på flere områder (se kap. 3.4). Et viktig forhold vil her være konsekvensene av økte sikkerhetskrav som følge av hendelser i kjernekraftverk i den senere tid.

Når det gjelder den ressursmessige situasjon for kjernekraft vil den være avhengig av bl. a. den tekniske utvikling av spesielt for-

meringsreaktorer. Uten disse vil brenselssyningen i globalt perspektiv og på lengre sikt ikke være tilfredsstillende.

Miljømessig vil antakelig kjernekraft være det mest fordelaktige.

Med de data som i dag er tilgjengelige har kullkraft omtrent samme kostnad som kjernekraft, mens oljekraft er dyrere, kfr. tabell 6.3.1 og 6.3.2.

Fordi det knytter seg usikkerhet til kjernekraftens videre utvikling framstår kullkraft-

verk for tiden som den mest realistiske løsning for Norge når det gjelder innpassing av større varmekraftaggregater i systemet.

7.2 KRAFTPRODUKSJONSSYSTEMETS SAMMENSETNING

På grunnlag av de kriterier som er gitt i kap. 7.1 mener NVE at en nødvendig krafttilgang som er gitt i kap. 5 bør dekkes på følgende måte:

	1985	1990	1995	2000
Sikret fastkraft fra rent vannkraftsystem (TWh/år)	87	89	89	89
Gevinst ved bedre samkjøring	»	1	1	1
Fastkraftøkning ved tørrårtilskudd ¹⁾	4	5	6	7
Nye vannkraftverk	6	11	17	23
Industrielle varmekraftverk	1	1	1	1
Kullkraftverk	»	3	5	7
Nye, fornybare energikilder	»	»	1	3
Sum (TWh/år)	98 ²⁾	110	120	131

1) Forutsetter likvide midler for kjøp av importkraft.

2) Underskudd på 2 TWh, se tabell 5.5.3.

Tabell 7.2.1. Optimal dekning av nødvendig fastkrafttilgang.

Det er her regnet med et økende tørrårstilskudd. Som forklart i kap. 6.3 er det varmekraft som kun benyttes i år med lite vanntilsg (tørrår). I de øvrige år produseres denne energien i vannkraftsystemet selv. Tørrårstilskudd kan være egen varmekraft eller muligheter for kjøp av kraft fra våre naboland. Ved at slike muligheter foreligger, kan kraft som ellers ville blitt avsatt som tilfeldig kraft, foredles til fastkraft.

NVE vil arbeide videre med å avklare den samfunnsøkonomiske lønnsomhet av å forsterke forbindelsene til Sverige og Danmark, herunder innlede forhandlinger med sikte på forslag til konkrete avtaler. Slike utvekslingsavtaler må vurderes både mot videre vannkraftutbygging og bygging av varmekraftverk i Norge. Hva angår forbindelsen til Danmark er det også ønskelig å få noe mer driftserfaring med de eksisterende kabler før det eventuelt besluttes å legge flere. Eksisterende importrettigheter utgjør ca. 1 000 MW som gir et fastkraftbidrag på ca. 4 TWh/år. På 1985-stadiet blir det underskudd på ca. 2 TWh fastkraft med dette program. Dette innebærer lavere leveringssikkerhet for fastkraft enn hva som er optimalt.

I tabell 7.2.1 er det regnet med betydelige fastkraftbidrag fra nye vannkraftverk. Dette forutsetter forsert planlegging og behandling av sentrale myndigheter.

Det er videre antatt at det vil bli bygget

en del mindre varmekraftverk, mottrykkverk eller kraftvarmeverk (mindre enn 100 MW) i forbindelse med industrianlegg. I likhet med de eksisterende mottrykkverk vil også nye mottrykksanlegg få en relativt lang årlig utnyttelsestid. I tillegg kommer mindre tørrårskraftverk med relativt kort forventet utnyttelsestid. Samlet potensiell utbygging av industrikraftverk og mindre tørrårskraftverk i 1980-årene anslås til 200 MW som vil gi et fastkraftbidrag på ca. 1 TWh/år.

Som en ser av tabell 7.2.1 er det behov for 3 TWh/år fra kullkraftverk i 1990. Dette vil i praksis bety at et større kraftverk på 600 MWe må kunne gå med full effekt og lang driftstid ved dette tidspunkt. I praksis vil dette si at kraftverket må være ferdig utprøvet i løpet av 1989. En må i dag regne med ca. 6 års byggetid og 2—3 års konsesjonsbehandlingstid for et kullkraftverk av denne størrelse. Dette betyr at konsesjonsbehandling bør igangsettes senest i begynnelsen av 1981. Dersom det ikke tillates bygget så mye vannkraft som vist i tabell 7.2.1 vil et varmekraftverk måtte komme enda tidligere. Med de usikkerheter som her gjør seg gjeldende bør konsesjonsbehandling av et kull/oljekraftverk i Oslofjordområdet derfor settes i gang snarest.

All erfaring tilsier at varmekraftverk de første årene vil ha lavere driftssikkerhet enn det en kan vente senere. For våre forhold

kommer i tillegg at vi her i landet ikke har erfaring verken fra bygging eller drift av slike kraftverk. Det er derfor meget viktig at planlegging og bygging av et første varmekraftverk skjer på en slik måte at det finnes tid for noen års drift før det stilles større krav til kraftverkets driftssikkerhet. Av hensyn til kompetanseoppbygging innen industrien og byggevirksomheten må en også prøve å unngå å måtte innpasse nye varmekraft på for kort tid. Dette tilsier at en bør starte med varmekraft på relativt tidlig tidspunkt.

Til slutt i tabell 7.2.1 er det fra 1995 optimistisk regnet med bidrag fra nye, fornybare energikilder, f. eks. bølgekraft. Dette er imidlertid beheftet med stor usikkerhet og må derfor bare betraktes som en løs antydning. Etter NVE's mening bør arbeidet med å utforske mulighetene for å utnytte ukonvensjonelle energiresurser gis høy prioritet. Dette gjelder særlig de fornybare energikilder som sol-, vind- og bølgeenergi, kfr. kap. 3.5. Resultatene fra de omfattende forskningsprogram-

mer i andre land må registreres og eventuelt benyttes.

Norge har større valg- og handlefrihet i energipolitikken enn de fleste andre land. I kap. 6.7 ble det gjennom eksempler vist hvordan denne valgfriheten kan utnyttes ved at myndighetene for å nå spesielle mål setter rammebetingelser for den videre utbygging av elektrisitetsforsyningssystemet. Disse eksemplene skal her utdypes noe. For enkelhets skyld er det i samtlige tilfeller regnet med samme grad av energiøkonomisering, selv om kostnaden ved å fremskaffe ny og mer kraft blir forskjellig ved forskjellige utbyggingsprogrammer.

I tabell 7.2.2 er vist et eksempel på en utvikling med vekt på bruk av fornybare energikilder. I forhold til den anbefalte plan i tabell 7.2.1 er det her regnet med en mer omfattende vannkraftutbygging fra 1990 idet tørrårstilskuddet er forutsatt opprettholdt uforandret. Dette tilskuddet er basert på olje- og kullkraftverk.

		1985	1990	1995	2000
Sikret fastkraft fra rent vannkraftsystem	(TWh/år)	Se	89	89	89
Gevinst ved bedre samkjøring	»	tabell	1	1	1
Fastkraftøkning ved tørrårstilskudd	»	7.2.1.	4	4	4
Nye vannkraftverk	»		15	24	31
Industrielle varmekraftverk	»		1	1	1
Nye, fornybare energikilder	»			1	5
Sum (TWh/år)			110	120	131

Tabell 7.2.2. *Utvikling med vekt på bruk av fornybare energikilder.*

I tabell 7.2.3 er vist et eksempel på en utvikling med vekt på bruk av lagerressurser.

Vannkraftutbyggingen er her sterkt begrenset.

		1985	1990	1995	2000
Sikret fastkraft fra rent vannkraftsystem	(TWh/år)		89	89	89
Gevinst ved bedre samkjøring	»	Se	1	1	1
Fastkraftøkning ved tørrårstilskudd	»	tabell	5	6	7
Nye vannkraftverk	»	7.2.1.	8	12	12
Industrielle varmekraftverk	»		1	1	1
Varmekraftverk med jevnlig årlig produksjon (grunnlastverk) basert på kull eller uran	»		6	11	21
Sum (TWh/år)			110	120	131

Tabell 7.2.3. *Utvikling med vekt på bruk av lagerressurser.*

Et eksempel på en utvikling med vekt på større selvforsyning i Norge er vist i tabell 7.2.4. Her er fastkraftøkningen ved importert

tørrårstilskudd gradvis redusert, og resultatet blir stort sett som når vekt legges på bruk av fornybare energikilder.

	1985	1990	1995	2000
Sikret fastkraft fra rent vannkraftsystem (TWh/år)		89	89	89
Gevinst ved bedre samkjøring »	Se	1	1	1
Fastkraftøkning ved tørrårstilskudd »	tabell	2	0	0
Nye vannkraftverk »	7.2.1.	15	24	31
Industrielle varmekraftverk »		1	1	1
Varmekraftverk basert på olje og/eller gass fra egne ressurser »		2	4	4
Nye, fornybare energikilder »			1	5
Sum (TWh/år)		110	120	131

Tabell 7.2.4. *Utvikling med vekt på større grad av selvforsyning i Norge.*

Til slutt er det i tabell 7.2.5 vist et eksempel på utvikling med vekt på vern av vass-

drag. Det er her forutsatt bruk av varmekraft til erstatning for vannkraftverk.

	1985	1990	1995	2000
Sikret fastkraft fra rent vannkraftsystem (TWh/år)		89	89	89
Gevinst ved bedre samkjøring »	Se	1	1	1
Fastkraftøkning ved tørrårstilskudd »	tabell	5	6	7
Nye vannkraftverk »	7.2.1	6	6	6
Industrielle varmekraftverk »		1	1	1
Varmekraftverk med jevn årlig produksjon basert på kull, olje eller uran »		8	16	22
Nye, fornybare energikilder »			1	5
Sum (TWh/år)		110	120	131

Tabell 7.2.5. *Utvikling med vekt på vern av vassdrag.*

Dersom det skulle være ønskelig, vil NVE kunne utrede de økonomiske og andre konsekvenser av de strategier som er skissert i tabell 7.2.2—tabell 7.2.5 i forhold til den anbefalte plan i tabell 7.2.1.

7.3. INVESTERINGSBEHOV, ØKONOMI, FINANSIERING

Investeringene i elektrisitetsforsyningen fi-

nansieres ved lån, egenkapital og bevilgninger over statsbudsjettet. En oversikt over utviklingen fra 1973 til 1978 er gitt i tabell 7.3. Statskraftverkenes investeringer dekkes i sin helhet over statsbudsjettet. De øvrige kraftselskapenes investeringer finansieres i stor grad ved lån.

	1973	1974	1975	1976	1977	1978 ¹⁾
NVE - Statskraftverkene	515	686	934	1 369	1 671	1 768
Andre kraftselskaper:						
Lån	831	1 047	1 247	1 721	1 820	2 635
Statsstønad	37	31	44	48	70	98
Egenfinansiering ²⁾	582	1 450	480	1 558	686	1 977
Brutto investering	1 965	2 244	2 911	3 570	4 518	5 500
Andel av total brutto investering i Norge (%)	5,7	5,1	5,5	5,6	6,4	8,3

¹⁾ Foreløpige tall.

²⁾ Inkl. lån i lokale banker, forsikringsselskaper m. v.

Tabell 7.3. *Investeringer (mill. kr., løpende priser) i elektrisitetsforsyningen 1973—78.*

En økning av fastkraftpotensialet med 2 TWh pr. år fram til år 2000 og utbygging av forsyningssystemet vil betinge årlige investeringer i kraftanlegg og ledningsnett m. v. av størrelsesorden 4 milliarder kroner (regnet i 1979-kroner).

Ved tildeling av lån har det i noen utstrekning vært gitt prioritet til elektrisitetsverker som har holdt et høyt prisnivå.

Rente- og avdragsvilkårene kan brukes som prisutjevningmiddel. Det er videre grunn til å overveie å kreve en nedre kraftprisgrense for de verker som innvilges lån gjennom de sentrale kredittinstitusjoner.

Også for 1979 er det besluttet at alle lån til kraftforsyningen via sentrale myndigheter skal gis som rene formidlingslån og i utenlandsk valuta. Rente- og avdragsvilkårene samt kursrisikoen vil dermed variere avhengig av hvilken valuta lånet blir tatt opp i, og markedsforholdene på utleggingstidspunktet. Med de betydelige variasjoner i priser på elektrisk kraft fra forskjellige elektrisitetsverker synes ønskeligheten av å kunne prioritere verkene til «gode» eller «dårlige» lån åpenbar. Så lenge alle lån skal gis som rene formidlingslån er imidlertid dette ikke mulig, da det på forhånd ikke kan sies noe om betingelsene for neste lån. Formidlingslånene vil derfor gi en tilfeldig rente- og avdragsbelastning mellom verkene. Hertil kommer usikkerheten m.h.t. fremtidig kursutvikling.

Den gjeldende finansieringsordning for kommunale kraftselskaper med relativt kort løpetid på lånene i forhold til prosjektenes økonomiske levetid, kan føre til betydelige likviditetsmessige problemer for en rekke verk de første årene etter at et nytt kraftanlegg er satt i drift. Dette kan føre til at samfunnsøkonomisk gunstige prosjekter ikke blir foreslått. Det bør derfor legges opp til en mer fleksibel avdragsordning enn gjeldende bestemmelser gir adgang til. Spesielt er det ønskelig at finansieringsbetingelsene tilpasses de realøkonomiske forutsetninger i systemplanleggingen. Dette betyr at utbyggingen bør finansieres med annuitetslån som gis en løpetid lik investeringens økonomiske levetid, og at restgjelden løpende justeres for utviklingen i pengeverdien.

Prisen på elektrisk kraft fastsettes av lokale folkevalgte organer (Statskraftverkene unntatt). I større eller mindre grad vil det her gjøre seg gjeldende en viss motvilje mot å heve kraftprisene. Kraftprisen fastsettes dessuten blant annet ut fra hensyn til konkurranseforholdet til andre energibærere. Etter at avgiften på elektrisk kraft ble hevet fra 1. juli 1978, vil verkenes muligheter for prisøkning dermed være begrenset. Økingen av

elektrisitetsavgiften vil således føre til en relativt sett redusert egenfinansiering og økt lånebehov i elektrisitetsforsyningen.

Statsstønad ytes til investeringer i elektrisitetsforsyningen på steder hvor det ut fra videre samfunnsbetraktninger er ønskelig å starte, utvide eller opprettholde aktivitet, men hvor investeringen er lite rentabel ut fra bedriftsøkonomiske kriterier. Her tas utgangspunkt i det alminnelige kraftprisnivå.

Det ytes også tilskott til planlegging av tiltak for kraftinnvinning gjennom reduksjon av tap i nett og oppjustering og utbygging av småkraftverk. Tilskott gis i nødvendig omfang til konsulentbistand, for planlegging av prosjekter som ellers ikke vil bli utredet, eller hvor det er grunn til å anta at vanskelighetene vil være store med å få utredet prosjektene tilfredsstillende innenfor et ønsket tidsrom.

Kraft som kjøpes fra våre naboland betales med en pris som bestemmes av bl. a. driftsavhengig kostnad i de varmekraftverk som må drives for å produsere denne kraften. Når det importeres kraft, vil derfor markedsprisen på tilfeldig kraft være høy. For mange elektrisitetsverker har imidlertid likviditeten vært så knapp at den har vært til hinder for de innkjøp av dyr, innenlandsk tilfeldig kraft og importert varmekraft som i h.h.t. økonomisk optimal drift vil være nødvendig i enkelte år. Ved at elektrisitetsverkene oppretter tilstrekkelig store «tørrårfond», vil likviditeten ikke lenger være til hinder for økonomisk optimal drift.

Fra 1979 er nettooverskuddet av krafteksporten foreslått delt mellom Staten og de øvrige kraftprodusentene som er medlemmer av Samkjøringen. En slik fordeling av eventuelle overskudd kan gjøre det lettere for kraftselskapene å etablere de tørrårfond som er nødvendig for optimal utnyttelse av kraftproduksjonssystemet. For øvrig henvises til St. prp. nr. 125 for 1978-79: «Kraftutveksling med utlandet. Fordeling av inntekter ved eksport/import av tilfeldig kraft».

Uten tilstrekkelig fond for innkjøp av importkraft i tørrår er tallene for fastkraftøkning ved tørrårstilskudd, se tabellene i kap. 7.2, ikke realistiske.

7.4 FLEKSIBELT KRAFTSALG, GJENKJØP AV KRAFT

Som påpekt i kap. 6.6 tilsier strukturen i forsynings- og forbrukssystemet at en mer fleksibel tilpassing mellom forbruk og tilgang vil være samfunnsøkonomisk attraktiv. Dette må bygges inn i de avtaler, kontrakter og vilkår som gjelder for salg og kjøp av energi og elektrisk kraft. Slik fleksibel tilpassing finner allerede sted i noen utstrekning i det norske

kraftmarked. Formen på slike avtaler og kontrakter vil avhenge av bl. a. forbrukets karakter og tilpassingsevne. F. eks. kan endring i import- og eksportkvantum av kraft avtales på timen, mens endring i levering av tilfeldig kraft til industrien krever dager til måneders forberedelse.

Elektrisitetsforsyningen bør stimuleres til å fastsette priser og leveringsvilkår for øvrig slik at forbrukerne i størst mulig utstrekning oppfordres til en samfunnsøkonomisk riktig bruk av tilfeldig kraft, eksempelvis ved salg av tilfeldig kraft til større industriabonnenter og større forbrukere innen alminnelig forsyning som har elektrokjeler. Institusjoner og andre forbrukere som har installert både elektrokjel og brenselskjel, bør gis anledning til å kjøpe tilfeldig kraft i konkurranse med industrien og eksportmarkedet.

Markedet for tilfeldig kraft bør fortsatt utformes slik at det også er mulig for større kraftforbrukere som har sikret krafttilgang, å omsette midlertidig ledig kraft som tilfeldig kraft, f. eks. ved tilbakesalg til Statskraftverkene slik det allerede er praktisert. En slik ordning med gjenkjøp av kraft bør om mulig utvides til også å gjelde mindre abonnenter som har sikret krafttilgang til forbruk som uten vesentlig ulempe kan legges om til bruk av andre energiformer i perioder med kraftmangel, f. eks. abonnenter med kombinert oppvarmingsanlegg (olje/elektrisitet).

7.5 PRISER OG KOSTNADER

7.5.1 Prinsipper for prisfastsettelse.

Mens bedriftsøkonomiske kostnader begrenser seg til kostnader som registreres i bedriftens regnskaper, vil samfunnsøkonomiske kostnader her omfatte alle relevante kostnader i samfunnet. Således er lånerenten et uttrykk for den bedriftsøkonomiske kostnad ved å investere kapital. For å finne den samfunnsøkonomiske kostnad av den samme investering, dvs. kalkulasjonsrenten, må det undersøkes hvilken anvendelse denne marginale kapital alternativt ville fått, og hvilken samfunnsøkonomisk avkastning dette ville ha gitt. Forskjellen mellom bedriftsøkonomisk og samfunnsøkonomisk kostnad kan også illustreres ved konsekvensene av svikt i elektrisitetsforsyningen. I tilfelle svikt vil elektrisitetsverkets tap begrense seg til de tapte salgsinntekter. Det samfunnsøkonomiske tap omfatter imidlertid også alle økonomiske konsekvenser av alle de forsinkelser og skader som måtte oppstå. For øvrig er kostnadsbegrepet brukt i den betydning at særavgifter ikke er medregnet. I prisbegrepet forutsettes imidlertid særavgifter inkludert. Det presiseres at kost-

nad for ny og mer kraft som grunnlag for prissetting må være referert forbrukerstedet.

I Norge blir prisen på elektrisk kraft fastsatt av de enkelte elektrisitetsverker og kraftselskaper. De fleste av disse eies og drives av kommuner og fylkeskommuner. Prisen på elektrisk kraft fastsettes da av de respektive folkevalgte organer. For Statskraftverkene fastsettes prisen av Stortinget. Ofte har disse organer hatt som mål å holde så lave priser som mulig, dog slik at regnskapsmessig balanse er oppnådd, dvs. slik at inntektene har dekket de løpende utgifter.

Ved fastsettelse av kraftprisen kan forskjellige prinsipper legges til grunn, avhengig av hvilke mål som ønskes realisert. Mulige prinsipper er:

1. Grensekostnadsprinsippet, dvs. prisen settes lik samfunnsøkonomisk kostnad for ny og mer kraft fra systemet.
2. Selvfinansieringsprinsippet, dvs. prisen settes slik at elektrisitetsforsyningen som sektor får dekket alle kostnader ved drift, forsterkning og nyanlegg uten bruk av lån eller tilskudd fra andre sektorer.
3. Prisen fastsettes som nå, dvs. slik at regnskapsmessig balanse oppnås etter lånetransaksjoner.
4. Prisen settes tilsvarende den som kan oppnås ved alternativ anvendelse av kraften, f. eks. eksport.

Prissetting etter grensekostnadsprinsippet er i praksis en måte å få den enkelte forbruker til å innrette seg energiøkonomisk, dvs. i sine disposisjoner ta hensyn til de samfunnsøkonomiske kostnader ved marginale leveranser av elektrisk kraft. En forutsetning for å oppnå en samfunnsøkonomisk optimal ressursanvendelse er imidlertid at også alle andre varer og tjenester frembys til priser fastsatt etter et slikt prinsipp. Ideelt sett skulle prisen på elektrisk kraft da til enhver tid og på et hvert sted være lik korttids grensekostnad, dvs. kostnaden ved å ta mer elektrisk energi ut av systemet. Dersom dette fører til at belastningen overskrider systemets leveringsevne, skulle prisen settes slik at systemets leveringsevne akkurat utnyttes.

Prissetting etter selvfinansieringsprinsippet innebærer at elektrisitetsforsyningen som sektor skal være selvforsynt med kapital. I forhold til fri utveksling av kapital og andre ressurser mellom sektorene med sikte på samfunnsøkonomisk optimal ressursfordeling, representerer imidlertid dette en drastisk restriksjon på kapitalstrømmene i samfunnet.

Til slutt er her nevnt at prisen kan settes lik oppnåelig pris ved eksport. Dette er imidlertid bare av interesse dersom eksport av fastkraft kan tenkes akseptert og gjennom-

ført i praksis. For øvrig sammenfaller dette med grensekostnadsprinsippet.

Etter hvert som knapphet på energi er kommet i fokus er det også blitt et åpenbart behov for å økonomisere med energi så vel som med andre ressurser (kfr. kap. 1.4 for definisjon av energiøkonomisering). En nødvendig betingelse for at en slik økonomisering skal kunne gjennomføres i et samfunn med fritt konsumvalg er at hver enkelt forbruker blir konfrontert med kostnadsriktige priser på marginalt uttak av varer og tjenester, herunder også elektrisk kraft.

Marginalt uttak av elektrisk kraft kan arte seg på flere, vidt forskjellige måter. Maksimalbelastningen kan økes uten at årlig energiuttak øker. Omvendt kan også årlige energiuttak øke uten at maksimalbelastningen øker. Marginalt uttak kan også arte seg som en kombinasjon av disse.

7.5.2 Alminnelig forsyning.

I praksis selges elektrisk energi etter spesielle tariffer. I den senere tid har tariff med lastgrense vært mest anvendt ved salg til alminnelig forsyning. Tariffen betegnes H3 ved salg til husholdninger og jordbruk og T3 ved salg til næringsdrivende. Tariffen har fire prisledd som er forutsatt å reflektere de respektive kostnadsledd:

1. Fast årsbeløp, kroner pr. abonnent og år.
2. Pris for abonnert lastgrense, kroner pr. kW og år.
3. Energipris, øre pr. kWh totalt uttak av energi.
4. Overforbrukspris, øre pr. kWh energiuttak over abonnert lastgrense (se pkt. 2).

Et utvalg nedsatt av NEVF har anbefalt at enkle kWh-tariffer nå tas i bruk. Disse tariffene betegnes H4 og T4 ved salg til henholdsvis husholdninger og næringsvirksomhet. Tariffene har to prisledd:

1. Fast årsbeløp, kroner pr. abonnent og år.
2. Energipris, øre pr. kWh totalt uttak av energi.

Utvalget begrunner dette dels med kostnadsriktighet og dels med ønsket om enklere tariffer enn H3 og T3. På grunn av de forklaringer som er gjort, forutsetter tariffene H4 og T4 at maksimal belastning begrenses ved sikringenens størrelse, f.eks. 63 ampere eventuelt 35 ampere på steder med svakt ledningsnett.

NVE mener at tariffene H4 og T4 kan være et hensiktsmessig kompromiss mellom ønsket om enkelhet og ønsket om en tariffstruktur som kan informere forbrukerne om forsynings-systemets kostnadsstruktur. Men en utvikling mot utstrakt bruk av tariffene H4 og T4 bør følges nøye for å se om denne tariffnorm

skulle ha utilsiktede og ugunstige virkninger, bl.a. om den reduserer interessen for blandingsfyring som i visse sammenhenger kan være ønskelig.

I det følgende skal drøftes hvordan elementene i tariffene H4 og T4 kan tilpasses langtids grensekostnad. Egentlig varierer grensekostnaden fra sted til sted i nettet. Der- som disse kostnadsvariasjonene kom til uttrykk i tilsvarende prisvariasjoner, ville hver enkelt abonnent få grunnlag for å basere sitt energiforbruk på den kombinasjon av elektrisitet og andre energibærere som er optimal ut fra de lokale forhold. I praksis vil det trolig være vanskelig å gjennomføre en slik kostnadsbetinget prisdifferensiering. Den videre drøftelse av prisen på elektrisk kraft vil derfor bli basert på den forutsetning at alle abonnenter innenfor alminnelig forsyning skal betale etter samme tariff.

Det er i Norge gitt at alle husholdninger og bedrifter m.v. skal ha elektrisitet til en del formål som f.eks. lys, matlaging, vannvarming, motordrift m.v. La oss kalle det grunnforbruk.

Et stort antall kunder benytter i tillegg elektrisitet også til romoppvarming. La oss kalle det tilleggsforbruk.

Tabell 7.5.1 viser kostnader ved levering til alminnelig forsyning for de to nevnte typer forbruk:

1. Kostnader ved å bygge ut nye produksjons-, overførings- og distribusjonsanlegg med leveringsevne slik at en ny abonnent med forbruk lik grunnforbruket kan knyttes til systemet. Dette er betegnet totale kostnader i tabell 7.5.1.
2. De tilleggs-kostnader som er nødvendige for å bygge ut anleggene slik at abonnentene også kan bruke elektrisitet til romoppvarming, i tabell 7.5.1 betegnet kostnad for ny og mer kraft.

Begge størrelser er for så vidt uttrykk for langtids grensekostnad. Når tilleggs-kostnaden forbundet med å dekke et tilleggsforbruk er liten, skyldes det at nødvendig investering i distribusjonsnett øker lite med økende forbruk hos abonnentene. Det betyr at gjennomsnittskostnaden avtar med økende utnyttelse av distribusjonsnett, dvs. med økende forbruk pr. abonnent.

I utgangspunktet er kostnaden forbundet med å distribuere elektrisk energi for å dekke et tilleggsforbruk beregnet som tilleggs-kostnaden ved å oppdimensjonere et nytt distribusjonsnett også for elektrisk romoppvarming hos nye abonnenter. For eksisterende abonnenter vil fordelingsnett noen steder være fullt utnyttet mens det andre steder er ledig kapasitet. Dette betyr at for noen abonnenter er

distribusjonskostnaden forbundet med å dekke et tilleggsforbruk betydelig, mens den for andre er nær null. Tilleggskostnaden ved å

oppdimensjonere et nytt distribusjonsnett, antas imidlertid å gi et representativt gjennomsnitt også for eksisterende abonnenter.

Komponent	Elverke- nes regn- skaps- messige utgifter (anslag for 1978, beregnet av Elek- trisitets- direkto- ratet)	Kalkulasjons- rente 5 %		Kalkulasjons- rente 7 %		Kalkulasjons- rente 9 %	
		Totale kostna- der (Gj- snittl. kostnad)	Kostnad for ny og mer kraft	Totale kostna- der (Gj- snittl. kostnad)	Kostnad for ny og mer kraft	Totale kostna- der (Gj- snittl. kostnad)	Kostnad for ny og mer kraft
Kraftanskaffelse inkl. adm. (øre/kWh)	5,7	8a)	8a)	10a)	10a)	12a)	12a)
Hovednett inkl. adm. (øre/kWh)		1,2a)	1,2a)	1,5a)	1,5a)	1,8a)	1,8a)
Ford.nett ekskl. adm. (øre/kWh)	2,8	5b)c)	1—2b)d)	6b)c)	1—2b)d)	7b)c)	1—3b)d)
Adm. vedlikehold m.v. i fordelingsnett (øre/kWh)	3,5	3—4	0	3—4	0	3—4	0
Sum (øre/kWh)	12e)	17—18	10—11	21—22	13—14	24—25	15—17

a) Gjennomsnittskostnad for kraftanlegg som settes i drift i 1978 og de nærmest følgende år. Mer-kostnader p.g.a. arbeidsmiljøloven er medregnet.

b) Kostnad for levering til husholdninger, anslått av EFI (med ajourført prisnivå pr. januar 1978). Det er antatt at kostnadene ved levering til alminnelig forsyning totalt ikke avviker i særlig grad fra kostnadene til husholdninger.

c) Kostnadene ved å bygge helt nytt distribusjonsnett dimensjonert for grunnforbruk.

d) Merkostnad ved å oppdimensjonere et nytt distribusjonsnett også for elektrisk romoppvarming hos abonnenten.

e) Inntekt svarende til disse utgifter ville gi regnskapsmessig balanse. Med tillegg av elektrisitetsav-gift (2 øre/kWh) og merverdiavgift (gjennomsnittlig 20 %) ville pris til forbruker da bli ca. 16 øre/kWh. (Husholdningsabonnenter i Nordland, Troms og Finnmark er fritatt for merverdiavgift).

Tabell 7.5.1. *Kostnader ved levering av ny og mer kraft til alminnelig forsyning, prisnivå januar 1978.*

Oppstillingen i tabell 7.5.1 viser at med 7 pst. kalkulasjonsrente blir kostnaden for til-leggsforbruk hos eksisterende og nye abon-nenter 13—14 øre/kWh. Med 5 pst. og 9 pst. kalkulasjonsrente blir kostnaden henholdsvis 10—11 øre/kWh og 15—17 øre/kWh. Dette il-lustrerer betydningen av kalkulasjonsrente-satsen.

For at prisen på elektrisk kraft skal med-virke til en optimal ressursbruk anbefaler NVE at energileddene i H4 og T4-tariffene settes lik kostnad for framskaffelse av ny og mer kraft, for tiden ca. 14 øre/kWh referert prisnivået pr. januar 1978 inklusiv eventuelle særavgifter, men eksklusiv merverdiavgift.

Til sammenligning er i tabell 7.5.2 vist gjennomsnittlig fylkesvis elektrisitetspris i 2. halvår 1978 ved salg til husholdninger. Gjen-nomsnittlig pris for hele landet var ca. 15,5 øre/kWh som med fradrag av merverdiavgift og elektrisitetsavgift gav elektrisitetsverkene en gjennomsnittlig inntekt fra husholdnings-abonnentene på 11,5 øre/kWh. I 1979 ventes gjennomsnittlig pris til husholdningsabonnen-ter å ville bli ca. 16 øre/kWh (pris inklusiv alle avgifter). (Husholdningsabonnenter i Nordland, Troms og Finnmark er fritatt for merverdiavgift på elektrisk energi).

	Gj.snitt øre/kWh)	Høyeste ¹⁾ øre/kWh)	Laveste ¹⁾ øre/kWh)
Østfold	16,07	21,14	9,72
Akershus	18,61	22,53	16,05
Oslo	14,32	—	—
Hedmark	18,91	22,04	17,21
Oppland	16,07	18,17	13,07
Buskerud	16,18	19,97	9,99
Vestfold	14,49	19,04	10,79
Telemark	14,13	20,12	10,30
Aust-Agder	15,08	15,80	11,68
Vest-Agder	13,62	16,23	12,37
Rogaland	15,30	20,09	8,20
Hordaland	16,47	22,25	10,24
Sogn og Fjordane	16,38	19,73	9,85
Møre og Romsdal	17,45	20,95	14,57
Sør-Trøndelag	15,48	22,73	13,24
Nord-Trøndelag	16,99	18,11	15,45
Nordland ²⁾	13,19	16,19	7,62
Troms ²⁾	13,80	15,46	13,34
Finnmark ²⁾	14,46	15,10	13,65
Landsgjennomsnitt ³⁾	15,55		

1) Verk som kun leverer strøm til husholdninger til egne ansatte og små verk uten noen betydning for gjennomsnittet for fylket er forsøkt holdt utenfor.

2) Nordland, Troms og Finnmark fylke har ikke merverdiavgift.

3) Landsgjennomsnittet er: uten merverdiavgift 13,55 øre/kWh
uten el-avgift og merverdiavgift 11,55 øre/kWh

Tabell 7.5.2. Høyeste, laveste og gjennomsnittlig pris innen hvert fylke ved salg til husholdninger i 2. halvår 1978 inkl. m.v.a. og el-avgift med 2 øre/kWh. Anslått av NVE.

H4-tariffens faste årsbeløp kan fastsettes etter forskjellige kriterier. For nye abonnenter synes det i utgangspunktet naturlig å sette beløpet slik at den dekker den del av total distribusjonskostnad som er uavhengig av energiforbrukets størrelse og distribusjonsnettets leveringsevne.

I tabell 7.5.1 fremkommer denne faste kostnad som differansen mellom gjennomsnittskostnad for grunnforbruk og merkostnad for tilleggsforbruk. Med et gjennomsnittlig grunnforbruk hos husholdningsabonnenter på 8 000 kWh/år og 7 pst. kalkulasjonsrente blir det faste årsbeløpet ca. 650 kr./år. Dette gjelder også eksisterende abonnenter dersom disse skal belastes med forrentning og avskrivning av eksisterende distribusjonsnett. En H4/T4-tariff med energiledd på 14 øre/kWh og fast årsbeløp på 650 kr./år vil for de fleste elektrisitetsverker gi inntekter som pr. i dag er større enn elektrisitetsverkenes bedriftsøkonomiske utgifter forbundet med alminnelig forsyning. Det overskudd som derved oppstår, vil kunne benyttes til å øke egenfinansieringsandelen av investeringer i nye og utbedring av gamle anlegg.

Dersom det viser seg vanskelig å innføre en H4-tariff med kostnadsriktig fast årsbeløp og kostnadsriktig energiledd, bør størst vekt leg-

ges på det kostnadsriktige energiledd som med 7 pst. kalukulasjonsrente er funnet å være 14 øre/kWh. H4-tariffens faste årsbeløp kan da subsidiært benyttes til å saldere elektrisitetsverkenes regnskapsmessige utgifter. Som det fremgår av tabell 7.5.1 og tabell 7.5.2 vil et energiledd på 14 øre/kWh med dagens kostnadsnivå dekke alle utgifter ved de fleste elektrisitetsverk. Elektrisitetsverker som har store utgifter til kraftanskaffelse og et kostbart fordelingsnett, må imidlertid kreve et fast årsbeløp i tillegg. Det gjelder ca. 15 pst. av fordelingsverkene. Disse er imidlertid stort sett små enheter som til sammen bare har ca. 7 pst. av omsetningen til husholdningsabonnentene og dermed bare ca. 7 pst. av alle husholdningsabonnenter. For disse 7 pst. av husholdningsabonnentene vil gjennomsnittlig fast årsbeløp bli ca. 200 kr./år, maksimalt ca. 500 kr./år. I tillegg kommer merverdiavgift. Eventuelle særavgifter bør innpasses i energiprisen. En slik løsning harmonerer for øvrig med anbefalingen fra det tidligere nevnte utvalg som NEVF har nedsatt for å arbeide med tariffspørsmål.

H4- og T4-tariffenes energiledd blir da betydelig høyere enn energileddet i de tariffen som stort sett er i bruk i dag. Til gjengjeld blir elektrisitetsverkenes behov for inntekter

gjennom tariffens faste årsbeløp tilsvarende redusert. En gjennomsnittlig husholdningsabonnent som ikke forandrer sitt forbruk vil derfor få omtrent de samme utgifter til elektrisitet som tidligere.

Etterspørselen etter elektrisitet til fritidshus er stigende. Med relativt kort utnyttelsestid blir årlig energiforbruk i slike hus forholdsvis lite. NVE mener imidlertid at H4-tariffen også bør anvendes for levering til fritidshus og da med samme energipris som for fastboende husholdninger. Men hvis elektrisitetsverkene i gjennomsnitt påføres forholdsvis større kostnader ved levering til fritidshus enn i gjennomsnitt ved forsyning til fastboende, kan det berettigede et noe høyere fast årsbeløp.

Tallene foran refererer seg til prisnivået pr. januar 1978. Dersom vi fortsatt får inflasjon framover, vil prisen for ny og mer kraft måtte stige i takt med denne. I tillegg kommer eventuell vekst i realinvesteringen for nye komponenter i forsyningssystemet. Som nevnt i kap. 6.3 har spesifikk realinvestering for de fleste kraftverkstyper i den senere tid steget med 5—10 pst. pr. år. NVE antar at det fortsatt bør regnes med en viss vekst i nødvendig realinvestering. Men siden merkostnadene p.g.a. arbeidsmiljøloven nå er medregnet, kfr. tab. 7.5.1, er det ikke grunn til å tro at spesifikk realinvestering i vannkraftverk vil utvikle seg vesentlig annerledes enn spesifikk realinvestering for kraftanlegg generelt.

Med fortsatt vannkraftutbygging vil gjenværende vannkraft stadig bli dyrere. Det vil da være lønnsomt å basere den årlige tilvekst på en stadig større andel varmekraft. Etter hvert vil kostnaden for ny og mer kraft, referert kraftstasjonsvegg, bli dominert av varmekraftkostnaden. Dette vil imidlertid skje gradvis fordi de nye produksjonsformene vil gå inn som en del av bestående produksjonssystem (vannkraft) og blant annet foredle tilfeldig kraft og dra nytte av vannkraftens høye driftssikkerhet og gode reguleringssegenskaper. Det er derfor svært langt fram før vi kommer opp i samme produksjonskostnad som de rene varmekraftland. Det er imidlertid viktig å informere forbrukerne om den kostnads- og prisstigning som forventes å ville komme slik at de kan ta hensyn til dette når investeringer i nytt forbruksutstyr vurderes. Regulering av prisene gjennom avgifter er behandlet i kap. 7.5.4.

7.5.3 Kraftintensiv industri.

I motsetning til alminnelig forsyning karakteriseres elektrisitetsforbruket innen kraftintensiv industri ved at det er tilnærmet konstant belastning over året, dvs. lang utnyttel-

sestid. Ved utbygging av systemet for levering til kraftintensiv industri, vil de nye komponentene derfor få tilsvarende relativt høy utnyttelse og dermed gi relativt lavere kostnad pr. kWh. I tillegg kommer at kraft til kraftintensiv industri normalt leveres direkte fra hovednettet. Som det fremgår av tab. 7.5.3 blir samfunnsøkonomisk kostnad ved levering av ny og mer kraft til kraftintensiv industri 10 øre/kWh med 7 pst. kalkulasjonsrente. Med 5 pst. og 9 pst. fås 8 øre/kWh henholdsvis 12 øre/kWh.

	Kalkulasjonsrente		
	5 %	7 %	9 %
Kraftproduksjon (øre/kWh)	7	9	11
Overføring på hovednett (øre/kWh) ..	0,9	1,1	1,4
Sum (øre/kWh)	8	10	12

Tabell 7.5.3. Samfunnsøkonomisk kostnad for levering av ny og mer kraft til kraftintensiv industri. Prisinivå januar 1978.

Kraft til kraftintensiv industri leveres dels fra kraftverker som eies av industrien selv, dels fra Statskraftverkene. Noe leveres også fra større elektrisitetsverker.

Statskraftverkernes salg til kraftintensiv industri skjer i henhold til langsiktige kontrakter. Prisen på slik statskraft varierer noe, avhengig av når kontraktene er inngått, men ligger stort sett i området fra ca. 4 øre/kWh for de eldste til ca. 7 øre/kWh for de nyeste kontraktene. Disse priser er inklusive elektrisitetsavgift som varierer fra 1 til 2 øre/kWh. På grunn av det store innslaget av egen kraftproduksjon, som bare er gjenstand for intern avregning, er det vanskelig å beregne noen gjennomsnittspris på kraft til kraftintensiv industri.

7.5.4 Avgifter.

7.5.4.1 Merverdiavgift.

Merverdiavgift skal ifølge lov av 19. juni 1969 nr. 66 betales ved omsetning også av elektrisk kraft, dog er elektrisk kraft til husholdningsforbruk i Finnmark, Troms og Nordland fylker fritatt for avgiften. Den forutsettes her å komme i tillegg til den pris som reflekterer kostnad. Ved beregning av etterspørselen, se kap. 4, er merverdiavgiften tatt med. Merverdiavgiften blir ikke nærmere drøftet her.

7.5.4.2 Investeringsavgift.

Investeringsavgift pålegges investeringer ved nyanlegg, dels også fornyelse og vedlike-

hold. Den vil følgelig inngå som en kostnadsfaktor og må dermed komme til uttrykk i prisen hvis denne skal reflektere kostnad.

7.5.4.3 *Elektrisitetsavgift.*

Denne er pålagt som en avgift pr. kWh på alt elektrisitetsforbruk bortsett fra visse mindre unntak. Det er også (pr. september 1979) adgang til å sette ned avgiften for visse kategorier forbruk innen kraftintensiv industri. Begrunnelsen for innføring av elektrisitetsavgift er nevnt i St. prp. nr. 1 for 1970—71 og begrunnelsen for utvidelsen av avgiftsplikten fra 1. juli 1978 er gitt i St. prp. nr. 156 for 1977—78.

7.5.4.4 *Spørsmål om prisregulering gjennom avgifter.*

En landsomfattende utjevning av prisene på elektrisk energi er et uttrykt politisk mål. Hvis en vil gjennomføre en utjevning med sikte på at alle skal betale gjennomsnittlig langtids grensekostnad, mener NVE at en differensiert elektrisitetsavgift kan være et mulig virkemiddel. Dette virkemiddel aktualiseres ved at det i annen sammenheng er tale om å sløye den særordning en har for merverdiavgift på elektrisk energi, således at belastningen her skal settes til 20 pst. som på andre varer. Den utjevningsevne som derved faller bort, kunne erstattes med en differensiering av elektrisitetsavgiften. Hvis en først får en slik differensiering, synes det naturlig at systemet bygges videre ut til et virkemiddel i prispolitikken hvis det er behov for det.

Utgangspunktet må være at distribusjonsverker som har en energipris lik kostnad forbundet med å dekke tilleggsforbruk hos eksisterende og nye abonnenter, slipper avgift, og at avgiften settes høyere desto lavere energipris de enkelte elektrisitetsverk benytter.

Ved elektrisitetsverk som har behov for høyere gjennomsnittspris enn grensekostnaden, bør det overskytende tas inn i form av fastledd. Eventuelt bør det bli tale om en delvis nedsubsidiering av denne merprisen, dog ikke i slik utstrekning at det fratar el-verkene insitamentet til økonomisk drift.

Som nevnt tidligere er det bare gjennom kostnadsriktige priser at forbrukerne blir motivert for energiøkonomisering. Imidlertid er det grunnlag for betydelig energiøkonomisering også i forsyningssystemet, kfr. kap. 7.6. Det er også ønskelig med bedre overensstemmelse mellom samfunnsøkonomisk og bedriftsøkonomisk optimalt uttak av fastkraft fra produksjonssystemet. Grensekostnadsprinsippet bør derfor tilstrebes også i engrossetningen så langt dette er forenlig med dis-

tribusjonsverkenes bedriftsøkonomiske stilling. Dersom distribusjonsverkenes økonomi viser seg å være en vesentlig hindring, bør det overveies å ta i bruk direkte inntektsoverføringer. Eventuelle problemer av denne art ville formodentlig stort sett bortfalle gjennom integrering av distribusjonsverker og engrosverker.

Som nevnt til slutt i kap. 7.5.1 er kostnad for kraftlevering forskjellig fra sted til sted. Altså bør en ut fra energiøkonomiseringshensyn ikke foreta en fullstendig prisutjevning over landet.

Som vist i tabell 7.5.2 varierer prisene mer innen de enkelte fylker enn mellom fylkene. Sammenslåing av mindre el-verker til større enheter ville medføre en betraktelig prisutjevning, se kap. 6.8.1.2.

7.5.4.5 *Spørsmålet om miljøavgift på elektrisk energi.*

Dette har bl. a. vært berørt i forbindelse med innføringen av avgift på elektrisk kraft. St. prp. nr. 1 for 1970—72 (s. 10—11), hvor det er påpekt at avgift på kraftproduksjon er begrunnet også ut fra naturvernensyn. I St. prp. nr. 156, 1977—78, er bl. a. også nevnt hensynet til en riktigere samfunnsmessig ressursanvendelse.

Det er ikke uten videre gitt at en avgift på elektrisk energi er et egnet middel for å redusere konsekvensene av kraftutbygging. Økonomiske konsekvenser inkluderes rutinemessig i kostnaden for hvert prosjekt. Det samme gjelder merkostnader for å begrense de miljømessige konsekvenser av eventuell utbygging. I den endelige vurdering må folkevalgte organer vurdere fordeler og ulemper ved å realisere prosjektet mot fordeler og ulemper ved ikke å realisere prosjektet. Som resultat av denne vurderingen vil noen av de foreliggende prosjekter bli unntatt fra utbygging, mens andre blir akseptert. For de prosjektene som blir akseptert, vil en miljøavgift på elektrisk energi bare medføre at prosjektene blir realisert på et senere tidspunkt enn de ellers ville blitt. Så lenge det voksende forbruk av elektrisk energi dekkes ved utbygging av ny vannkraft, er det derfor vanskelig å se at en avgift på elektrisk energi er relevant i miljømessig henseende. Med varmekraft bør en eventuell miljøavgift legges på utslippet av forurensninger heller enn på produktet elektrisk energi.

7.5.4.6 *Dokumentavgift og stempelavgift.*

Utsiktede virkninger av denne avgiftsform er nevnt under kap. 6.8.1.2 om sammenslåing av el-verksenheter.

7.5.4.7 Konsesjonsavgifter.

Vassdragsregulering.

Ifølge lov av 14. desember 1917 om vassdragsreguleringer med senere endringer (Vassdragsreguleringsloven), § 11 pkt. 1, skal det pålegges konsesjonæren å betale en årlig avgift til staten og kommuner etter den ved reguleringen innvunne økning av vannkraften. Avgiften til staten skal ikke settes under kr 0,10 og i regelen ikke over kr 3,00 og til fylkes-, herreds- og bykommuner ikke under kr 0,10 og i regelen ikke over kr 10,00 pr. naturhestekraft.

Erverv av fallrettigheter.

Ifølge lov av 14. desember 1917 om erverv av vannfall med senere endringer (Ervervsloven), § 2 pkt. 13, skal det pålegges konsesjonæren å betale en årlig avgift til staten og kommuner beregnet etter den gjennomsnittlige kraftmengde som vannfallet etter den foretatte utbygging kan frembringe. Loven har de samme bestemmelser om avgiftens størrelse som nevnt foran under lov om vassdragsregulering, men har en tilleggsbestemmelse om at dersom det hviler reguleringsavgifter på vannfallet, skal disse komme til fradrag.

Kraftleie.

Ifølge lov av 14. desember 1917 (Ervervsloven), § 23 pkt. 4, jfr. Kgl. res. av 20. august 1971, kan en årlig avgift til staten av inntil kr 4,00 pr. kW og til kommuner og fylkeskommuner av inntil kr 6,00 pr. kW pålegges ved leie av mer enn 500 kW (maksimal effektbelastning). For tiden praktiseres loven slik at avgiften normalt fastsettes til kr 1,50 pr. kW gjennomsnittlig årsbelastning. For tiden blir avgift ikke pålagt tilfeldig kraft til elektrokjeler.

Elektriske anlegg.

Ifølge lov av 19. juni 1969 om bygging og drift av elektriske anlegg (Elektrisitetsloven), § 3 pkt. 4, kan det fastsettes en årlig avgift til staten av inntil kr 3,00 pr. kW og til kommuner eller fylkeskommuner av inntil kr 4,00 pr. kW av anleggets ydeevne, h.h.v. overføringsevne. Avgift etter denne lov har hittil ikke vært pålagt i nevneverdig utstrekning.

7.5.4.8 Generelt om avgifter.

Foruten å skaffe stat og kommune inntekter kan avgiftene tjene til å styre bruk av ressurser. Avgiften vil også påvirke inntektsfordeling og preferanser. På energifeltet er det grunn til å se de forskjellige former for avgifter i sammenheng for å hindre at avgiftsbestemmelser får utilsiktede virkninger.

Avgiftsordninger bør også være så enkle som mulig å praktisere.

7.6 ENERGIØKONOMISERING

Energiøkonomisering i elektrisitetsforsyningssystemet innebærer at den siste kWh som innvinnes skal ha en kostnad lik kostnaden ved å innvinne eller framskaffe denne kWh på annen måte. Dette er derfor det prinsipp som anvendes ved dimensjonering av kraftverker, dvs. valg av magasineringskapasitet, tunnel, tverrsnitt og maskininstallasjon. Det samme prinsipp anvendes ved dimensjonering av høyspennings- og lavspennings fordelingsnett.

Avgjørende for hvor mye det er regningsvarende å investere for å redusere tap (f. eks. flomtap, overføringstap) er altså hva det koster å framskaffe den siste kWh på annen måte. For å bestemme denne kostnadsgrensen kan det være naturlig å tenke seg at energi som ikke innvinnes, må framskaffes gjennom en forsering av utbyggingsplanen. Den tilhørende kostnad representerer kostnadsgrensen for investeringer i produksjonssystemet. Investeringer i nettsystemet må krediteres verdien av det mindre overføringsbehov. Dette gjelder i enda større grad investeringer i forbrukssystemet. Av dette følger at kostnadsgrensen for investeringer avhenger av kostnad og mengde av gjenværende vannkraft, sammen med kostnadsutviklingen for den type varmekraft som eventuelt vil bli tatt i bruk. I den endelige totalvurdering må også miljømessige og andre ulemper ved vannkraftutbygging veies mot miljømessige og andre ulemper ved bygging og drift av varmekraftverk.

NVE mener videre at prissetting etter grensekostnadsprinsippet er en nødvendig betingelse for energiøkonomisering hos forbrukerne i et samfunn med fritt konsumvalg. Dette må imidlertid gjelde alle varer og tjenester herunder også kapital. Fra et energiøkonomisk synspunkt er det derfor ønskelig å få overensstemmelse mellom den kalkulasjonsrente som legges til grunn for dimensjonering av systemets komponenter samt beregning av langtids grensekostnad og den rente som forbrukerne må betale for kapital til investeringer med sikte på å redusere sitt energiforbruk.

7.7 STYRING AV ENERGIFORBRUKET, SPARING OG RASJONERING, BESTILLINGSFRISTER

Mangel på elektrisk energi vil kunne innrette ved ekstraordinær tilsigssvikt til kraft-

Vedlegg

Norges framtidige energibruk og -produksjon

verkene eller ved omfattende havarier på produksjons- eller overføringsanlegg.

Oljeknapphet på verdensmarkedet vil kunne inntreffe som følge av leveringsinnskrenkning eller blokade, som i 1973/74. Dette vil ikke nødvendigvis ramme Norge like sterkt som andre land på grunn av forekomster i Nordsjøen. Imidlertid antas at Norge må vise solidaritet med andre land som kan være svært avhengig av oljetilførsel.

Brukere av energi bør så vidt mulig sikre sin energitilførsel ved å bygge inn nødvendig lagerkapasitet og reserve i sitt forbrukssystem og slik at det kan legges om fra en energiform til en annen avhengig av forsyningsforholdene.

Sparing er en mulighet for å klare en knapphetssituasjon. Tiltak for å gjennomføre en sparing kan være:

- Holdningsskapende kampanjer. Disse antas å ha en viss, men begrenset spareeffekt, som vil avta med tiden og med hyppig gjentakelse.
- Ved antatt kommende knapphet på elektrisitet vil elektrisitetsverkene overfor nye abonnenter og abonnenter som ønsker å utvide sitt abonnement, kunne ta forbehold om leveringssikkerheten for derved å motivere til installasjon av utstyr for bruk av alternative energibærere.

Om det tross de nevnte og lignende tiltak ikke lykkes å oppnå balanse mellom krafttilgang og etterspørsel, vil rasjonering i medhold av lov komme på tale.

Elektrisitetsverkene muligheter for å kunne møte en knapphetssituasjon vurderes løpende av NVE i samråd med representanter fra kraftforsyningen. Generelle retningslinjer for hvordan elektrisitetsverkene bør opptre i knapphets- og rasjoneringssituasjon er under utarbeidelse.

Ifølge lov av 9. juli 1948 om rasjonering av elektrisk energi kan innskrenkning av kraftlevering settes i verk etter tillatelse fra Olje- og energidepartementet, når mangelen på kraft skyldes ekstraordinære forhold, dvs. forhold som kraftleverandøren ikke har hatt noen rimelig mulighet for å gardere seg mot. Således er vannmangel innen de grenser som statistisk materiale gir grunnlag for å vente kan inntre, neppe grunn for å sette i verk rasjonering i medhold av loven. Heller ikke kan kraftmangel som skyldes manglende beslutninger om kraftutbygging, håndteres ved

hjelp av rasjoneringsloven. Det samme må sies om feilslåtte prognoser eller for lave utbyggingsprogrammer eller finansieringsrammer. Kraftforsyningen må sørge for balanse mellom tilgang og etterspørsel på annen måte, dvs. gjennom sikring av krafttilgang og utforming av priser og salgsvilkår.

Konsesjonsloven av 1917 om kraftleie m. v. gir mulighet for å regulere nytt kraftforbruk til private bedrifter og institusjoner for uttak større enn 500 kW. Kraft til større industribedrifter — f. eks. kraftintensiv industri — er blitt regulert bl. a. gjennom bruk av denne lov. For mindre forbrukere som trenger konsesjon er det i praksis vesentlig bare blitt en kontroll ved registrering av kraftleieavtaler. Å bruke denne loven til å regulere forbruksutviklingen hos de mindre industrieforbrukere anses lite hensiktsmessig bortsett fra å få forbruket tidsmessig innpasset i forhold til utbyggingen av kraftleveringssystemet.

Omsetning av oljeprodukter og andre energibærere er bare undergitt bestemmelse i lover for omsetning av varer i sin alminnelighet. Når forbrukerne står overfor eller forventer knapphet på elektrisk kraft, vil de derfor fritt kunne installere utstyr for bruk av olje. Da dette ikke nødvendigvis medfører verken energiøkonomi eller energisparing, bør det legges opp til klare målsettinger og trekkes opp lang-siktige retningslinjer for energiforsyningen som forbrukerne kan tilpasse seg.

Bestillingstiden for kraft er til dels vesentlig kortere enn den tid som er nødvendig for å forberede ny krafttilgang. Hittil har praksis stort sett vært at utbygging foretas i påvente av senere bestilling. Dette er nødvendig for mange forbrukssektorer. En bør imidlertid prøve å komme over på en ordning som går ut på å beslutte utbygging på grunnlag av bindende bestilling fra kraftavtaker. Fordelingsverkene må her handle på vegne av småforbrukerne og enten selv lage prognoser, eller overføre dette til engrosverket som sørger for krafttilgangen. Større industrikunder måtte selv melde sitt behov. Ordningen ville innebære vesentlig lengre bestillingsvarsel (5—6 år) enn hva som har vært vanlig hittil (3—4 år). For å få dette til å virke, måtte krafttilgangsprosjekter i nødvendig omfang avklares konsesjonsmessig og beslutning om utbygging og finansiering tas på grunnlag av kraftbestilling fra distribusjonsverkene og de store industriforbrukerne.

8. Hovedstyrets tilrådinger.

8.1 GENERELT

Elektrisiteten spiller en større rolle i Norge enn i kanskje noe annet land. Våre vannkraftkilder har gitt rimelig energi for utbygging av industri og næringsliv. Elektrisk energi har skapt og skaper trivsel og godt miljø i hjem og på arbeidsplass og bidrar til å mildne levevilkårene i vårt harde klima.

På grunn av de naturgitte forhold ved vår vannkraft, har det vært mulig å omsette elektrisiteten til lave priser. Dette har i sin tur ført til relativt stort forbruk av elektrisitet og derved god utnyttelse av forsyningssystemet. Dette bidrar til å holde kostnadene nede for hver levert kilowattime. Den kraftintensive industrien er bygget opp på grunnlag av våre vannkraftkilder. Samspillet mellom kraftforsyning til kraftintensiv industri og til alminnelig forbruk har ført til kostnadsminskning i hele systemet.

8.2 RESSURSVURDERINGER

Olje og gass er i verdensmålestokk begrensede lagerressurser som har en rekke anvendelsesmuligheter. Utover 1980-tallet er det ventet at det vil bli lagt tak på oljeproduksjonen slik at oljeprisene fra da av stiger markert og at olje etter hvert blir sett på som et gode som må reserveres for anvendelse der den vanskelig kan erstattes.

En overgang til mer bruk av elektrisitet fra kjerne- og kullkraftverk kan ventes verden over.

Selv om Norge kunne basere sin energiforsyning langt inn i fremtiden på fossile brenslers fra egne forekomster, mener Hovedstyret at det bør legges opp til en energiforsyning som tar hensyn til energisituasjonen ellers i verden. Norge bør derfor i størst mulig utstrekning basere seg på bruk av fornybare energikilder.

8.2.1 Vannkraften.

Vannkraften er en fornybar energikilde. Muligheten for å bygge ut norske vassdrag for kraftproduksjon er ennå langt fra fullt utnyttet.

Det er enighet om at også vannkraftutbygging er forbundet med ulemper av naturvernmessig og økologisk art, men ulempene blir ofte overdrevet. Et vannkraftverk utnytter tilslaget fra et nedslagsfelt, men dette nedslagsfeltet med bekker og elver er i det store og hele upåvirket av kraftutbyggingen.

Det er videre verdt å legge vekt på at magasinene ved kraftutbygging har en betydelig flomdempende betydning. Dette har gjort det

mulig å utnytte nye områder til jordbruksformål, mens dyrket mark blir skånet for skadeflommer.

Hovedstyret mener at utnyttelse av våre vannkraftkilder har så store økonomiske, miljømessige, ressursmessige og beredskapsmessige fordeler at landet bør dekke så mye som mulig også av fremtidens energiforbruk ved hjelp av vannkraft. Inntil vannkraftkildene er utnyttet innenfor en ramme som tar rimelig vernehensyn, bør varmekraft bare komme inn som et supplement.

Vannkraftutbyggingen bidrar i betydelig grad til utvikling av utbyggingskommunene. For at de varige virkninger for kommunene skal bli størst mulig, bør samarbeidet som nå er blitt vanlig mellom utbyggere og utbyggingskommunene allerede fra planleggingsstart utdypes videre med dette for øye.

Muligheten for utnyttelse av de mange små vannkraftkilder og opprusting av eldre kraftverk avhenger sterkt av interessen blant de lokale elektrisitetsverk. Hovedstyret vil oppfordre elektrisitetsforsyningen til å gå aktivt inn for utbygging av slike vannkraftkilder og restaurering av nedlagte småkraftverk så langt dette er samfunnsøkonomisk regningsvarende. NVE vil arbeide videre med å løse de økonomiske, tekniske og organisasjonsmessige problemer som hindrer utnyttelse av små vannkraftkilder.

De enkelte vannkraftprosjekter i vassdrag som Stortinget ikke har vernet, må planlegges ut fra økonomiske og miljømessige hensyn og fremmes til konsesjonsbehandling på vanlig måte.

8.2.2 Nye energikilder.

I mange land arbeides det med å utnytte nye energikilder. Hovedstyret er enig i at det bør arbeides med dette også i Norge, men at innsatsen konsentreres om de energikilder som virker mest lovende for oss. Energi fra havbølger er det felt som nå synes å være mest interessant. Hovedstyret vil anbefale at det blir stilt midler til rådighet for videre forskning med dette for å få grunnlag for å bedømme tekniske og økonomiske egenskaper, miljøbelastninger etc. Det er foreløpig ikke mulig å si om de ukonvensjonelle energikilder kan gi tilskudd av noen størrelse innen år 2000 for norsk energiforsyning. Hovedstyret følger imidlertid utviklingen nøye.

Hovedstyret vil peke på at nye energiformer i vår energiforsyning må tilpasses elektrisitetsforsyningssystemet som allerede er struktet ut til boliger og arbeidsplasser.

8.2.3 Kjernekraft.

Det er for tiden ikke aktuelt å arbeide med konkrete kjernekraftprosjekter, kfr. Regjeringens langtidsprogram 1978—81. Hovedstyret mener at NVE, som rådgiver for Regjering og Storting, fortsatt bør følge utviklingen på kjernekraftområdet både når det gjelder økonomi og i tekniske spørsmål.

8.3 ENERGIPOLITISKE RETNINGSLINJER

Energipolitiske retningslinjer må være langsiktige av hensyn til lang forberedelsestid for å sikre ny energitilgang og ut fra omtanke for global bruk av begrensede, ikke fornybare energiressurser. En langsiktig overordnet energipolitikk er også viktig for den enkelte forbruker når han skal treffe beslutninger om langsiktige disposisjoner som gjelder energibruk.

Gjennom tilpassing av priser, gjennom finansieringsordninger, ved informasjon og veiledning etc. bør en søke å få forbrukerne til å innrette seg slik at energiforsyning og -forbruk utvikler seg mot de samfunnsmessige mål som de folkevalgte organer trekker opp.

Hovedstyret mener at det ikke er forsvarlig å oppfordre til installasjon av forbruksutstyr basert på omfattende bruk av oljeprodukter eller til kraftproduksjon basert på tungolje alene. Hovedstyret går inn for at etterspørselen etter elektrisitet innen alminnelig forbruk fortsatt skal dekkes fullt ut og at krafttilgangen må sikres med dette for øye. Forbrukerne bør stå fritt i sin anvendelse av energien og det bør etter hovedstyrets mening under normale forhold ikke legges restriksjoner på bruk av elektrisitet til spesielle formål. Styring eller påvirkning av energiforbruket kan, i den grad det er nødvendig, skje indirekte gjennom bruk av økonomiske virkemidler. Her må en se energiforbruket under ett og ikke gjennomføre tiltak som øker oljeavhengigheten.

Hovedstyret mener at det i Norge fortsatt bør satses sterkt på utbygging av elektrisitetforsyningen — for å sikre energiforsyning til bosetting og næringsliv i alle deler av landet. Fordi vi allerede har et system for fordeling av elektrisk energi som er ført fram til alle, koster det forholdsvis lite å utvide kapasiteten på dette systemet.

Kraftforsyningen bør bygges ut slik at forbruket kan dekkes med minst mulig samfunnsmessig innsats og ulempe, idet det tas hensyn til økonomi, ressursforbruk, natur- og miljøpåvirkning, helse, sikkerhet og beredskap samt virkninger av leveringsavbrudd og -innskrenkninger. Hovedstyret mener at våre vannkraftkilder er den energikilde som best møter disse

krav sett samlet. Hovedstyret vil også peke på at satsing på vannkraft i stedet for olje har gunstig virkning på betalingsbalansen med utlandet.

Hovedstyret ser bort fra eksport av fastkraft basert på utbygging av vannkraft, men regner med eksport av overskuddskraft så lenge denne ikke finner bedre økonomisk anvendelse innenlands.

8.4 AVGIFTER

Avgifter på energi kan være et virkemiddel for å nå energipolitiske mål.

De avgifter som legges på elektrisk energi fører muligens til noe mindre elektrisitetsforbruk, men samtidig også til omlegging fra elektrisitet til olje.

Etter at avgiften på elektrisk kraft ble hevet fra 1. juli 1978 vil verkenes mulighet for prisøkning være begrenset. Økningen av elektrisitetsavgiften vil føre til en redusert egenfinansiering og tilsvarende et økt lånebehov i elektrisitetsforsyningen. Hovedstyret vil tilrå at det ved anvendelsen av de midler som elektrisitetsavgiften bringer inn, blir lagt vekt på de finansieringsproblemer som har meldt seg i elektrisitetsforsyningen generelt og som særlig økonomisk svake elektrisitetsverk står overfor. Tilbakeføring til elektrisitetsforsyningen av midler over statsbudsjettet gir mulighet for prisutjamning. Likeledes trengs fortsatt sterk finansiell støtte til elektrisitetsforsyningen i grisgrendte strøk i årene som kommer for å oppruste fordelingsnettene der. Statsstønad vil også være et hjelpemiddel i forbindelse med sammenslutning av mindre lokale elektrisitetsverk til mer rasjonelle og bærekraftige enheter.

Hovedstyret peker på at arbeidsmiljøkostnader og skadeerstatning ved utbygging av vannkraftelektrisitet er tatt med i den kostnadsvurdering som nå foretas. Dersom kraftprisen settes høyere enn kostnaden for ny og mer kraft, vil forbruket og forbruksveksten kunne bli lavere. For vannkraftverk og ledninger som likevel skal bygges og som har karakter av engangsinngrep i naturen, er de naturmessige konsekvenser gitt og utbyggings-tidspunktet derfor av underordnet betydning. Noen særavgift på elektrisitet p.g.a. miljøvirkninger finner Hovedstyret derfor ikke grunnlag for så lenge den videre utbygging av kraftproduksjonssystemet baseres på vannkraft.

Dokumentavgift ved overdragelse av eiendommer i forbindelse med sammenslåing av elektrisitetsverker for å oppnå mer rasjonelle enheter kan representere betydelig utgifter og dermed være til hinder for utvikling av en rasjonell organisasjonsstruktur.

8.5 PRISER OG TARIFFER

8.5.1 Priser og kostnader.

Prisen på elektrisk kraft må fastsettes ut fra overordnede mål. En måte er å sette prisen slik at elektrisitetsforsyningen gjennom salgsinntekter settes i stand til å dekke kostnadene for drift og vedlikehold og ha en rimelig grad av egenfinansiering for den videre utbygging av elektrisitetsforsyningssystemet. Dersom en ønsker at prisen på elektrisk kraft skal medvirke til optimal anvendelse av samfunnets ressurser, må kraftprisen settes lik samfunnsøkonomisk kostnad for fremskaffelse av ny og mer kraft (grensekostnadsprinsippet). En forutsetning for at kraftpris tilsvarende grensekostnaden skal føre til en samfunnsøkonomisk optimal ressursbruk, er imidlertid at også alle andre varer og tjenester i vårt samfunn frembyr til kostnadsriktige priser.

Ved at prisen på elektrisk kraft settes lik langtids grensekostnad vil forbrukerne bli kjent med de samfunnsøkonomiske kostnader ved å fremskaffe ny og mer kraft fra nettet. Forbrukerne får dermed grunnlag for å foreta investeringer med sikte på å redusere elektrisitetsforbruket som for siste investerte krone gir den samme samfunnsøkonomiske avkastning som den siste krone investert i forsyningssystemet. Det er imidlertid helt avgjørende at kalkulasjonsrenten er riktig ansatt fordi forsyningssystemet for elektrisitet er så kapitalintensivt at rentebelastningen blir helt bestemmende for elektrisitetskostnaden.

Hovedstyret konstaterer at Finansdepartementet har redusert anbefalt kalkulasjonsrente fra 10 pst. til 7 pst., med 5 pst. og 9 pst. som alternativer for følsomhetsanalyser. Hovedstyret kjenner ikke til at det er undersøkt om en kalkulasjonsrente på 7 pst. virkelig gir de investeringer og dermed den økonomiske vekst som en anbefalt kalkulasjonsrente nødvendigvis må være basert på. Med den betydning som kalkulasjonsrentens størrelse har for dimensjonering av elektrisitetsforsyningssystemets komponenter og kostnadsvurdering av ny og mer kraft, vil Hovedstyret anbefale at satsen på 7 pst. søkes verifisert gjennom en slik undersøkelse. Det må også sikres at kalkulasjonsrenten baseres på den samme økonomiske vekstrate som den som legges til grunn for å beregne forventet utvikling i forbruket av elektrisk energi.

Hovedstyret finner at det er betydelig usikkerhet når det gjelder fastleggelsen av realkapitalens verdi anvendt for forskjellig formål i samfunnet og understreker at beregningsresultater som bygger på en så usikker tallstørrelse som kalkulasjonsrenten ikke alene bør være avgjørende ved fastsettelse av prisen.

Hovedstyret minner om at prisen på elektrisitet i stor grad fastsettes av de lokale elektrisitetsverker. Sentralt kan en i noen grad påvirke prissettingen ved tilrådinger, men også ved vilkår i forbindelse med støtteordninger og gjennom pålegg av eller fritak for avgifter. Dessuten kan staten påvirke verkenes økonomi og dermed prisene gjennom de finansieringsvilkår som tilbys gjennom statsbankene.

8.5.2 Tariffer.

Prisen på elektrisk kraft kommer til uttrykk i de tariffer som anvendes. Overfor husholdninger er nå tariff H3 mest brukt. For næringsvirksomhet innen alminnelig forsyning er tariff T3 mest brukt. Hovedstyret anbefaler i stedet tariffene H4 h.h.v. T4 som er enklere å forstå. Disse inneholder et fast årlig beløp og en pris pr. kWh, dvs. energipris. For at abonnentene skal få grunnlag for samfunnsøkonomisk optimal tilpassing av elektrisitetsforbruket, bør energileddet i H4 og T4 settes lik samfunnsøkonomisk kostnad ved å fremskaffe ny og mer kraft.

Av hensyn til nettets kapasitet bør levering til abonnenter med relativt høy maksimalbelastning fortsatt avregnes etter tariff H3 eventuelt T3.

Med tariff H4 og et kostnadsriktig energiledd blir energileddet betydelig høyere enn energileddet i de tariffer som stort sett er i bruk i dag. Til gjengjeld blir elektrisitetsverkenes behov for inntekter gjennom tariffens årlige faste beløp tilsvarende redusert.

Elektrisitetsforsyningens organisasjoner har reagert mot å bruke langtids grensekostnad som prissettingssystem. De hevder at det riktige prinsipp for en prissetting må være at el-verkene gjennom sine salgsinntekter settes i stand til å dekke drift og vedlikehold og i tillegg får en rimelig egenfinansiering for videre utbygging av hele el-forsyningssystemet.

Som det er redegjort for under kap. 6.5.2 er langtids grensekostnad — kostnaden med å levere ny og mer kraft fra nettet — innen alminnelig forsyning, i siste halvår 1978, 13—14 øre/kWh. Dersom det økende kraftforbruk i 80-årene alt vesentlig dekkes ved utbygging av nye vannkraftverk og under forutsetning av at kostnadsutviklingen for disse ikke blir annerledes enn prisutviklingen for varer og tjenester i sin alminnelighet, vil langtids grensekostnaden innen alminnelig forsyning holde seg omtrent konstant på dette nivå i faste 1978-priser fram til ca. 1990.

For å kunne dekke drift og vedlikehold og samtidig ha en tilfredsstillende egenfinansiering, ville el-verkene pr. 31. desember 1978 i gjennomsnitt for landet måtte ha ca. 13—14 øre pr. kWh ved salg til alminnelig forsyning.

Også dette krav vil derfor være dekket i 80-årene dersom kraftprisen til alminnelige forsyning ligger på 13—14 øre pr. kWh i faste 1978-priser.

Som det fremgår av kap. 7.5.2 var landsgjennomsnittlig pris ved salg til husholdninger i 2. halvår 1978 ca. 15,5 øre pr. kWh, inklusiv merverdi- og elektrisitetsavgift. Uten merverdiavgift var gjennomsnittsprisen ca. 13,5 øre pr. kWh. Hvis derfor den elektrisitetsavgift på 2 øre pr. kWh som ble innført 1. juli 1978, oppheves og prisstrukturen justeres som nevnt ovenfor, vil begge de nevnte prissettingsprinsipper være tilfredsstilt i dag. Dette vil fortsatt være tilfellet i 80-årene hvis strømprisene justeres i takt med utviklingen i pengeverdien.

Hovedstyret vil ut fra dette anbefale at elektrisitetsavgiften til alminnelig forsyning i sin nåværende form avvikes og at elektrisitetsverkene baserer sitt salg av kraft til alminnelig forsyning på tariff H4 med kostnadsriktig energiledd slik at kraftpris til alminnelig forsyning blir ca. 14 øre pr. kWh i faste 1978-priser i gjennomsnitt for landet. En gjennomsnittlig husholdningsabonnent som ikke forandrer sitt forbruk, vil derfor få omtrent de samme utgifter til elektrisitet som tidligere.

Et utvalg nedsatt av NEVF har anbefalt å bruke ens prissats over hele landet for energituttak, men med en årsavgift pr. abonnent som vil kunne variere fra elektrisitetsverk til elektrisitetsverk. Hovedstyret mener at innføring av tariff H4 bygget etter disse retningslinjer vil være fordelaktig, men utviklingen bør følges nøye for å se om denne tariffen skulle ha utilsiktede og ugunstige virkninger, bl. a. om den reduserer interessen for blandsingsfyring som kan være heldig i visse sammenhenger.

Lik elektrisitetspris for forbrukere over hele landet har vært angitt som et mål. Hovedstyret vil minne om at kostnaden ved å fremskaffe elektrisitet er forskjellig fra sted til sted. Samme el-pris over alt er derfor i strid med kravet om riktig ressursbruk. Fullstendig prisutjevning ved pålegg eller avgifter ville kunne frata visse deler av el-forsyningen incitamentet til rasjonell drift. Hovedstyret minner om at el-prisene varierer betydelig mer mellom distribusjonsverkene innenfor de enkelte fylker enn gjennomsnittsprisen mellom fylkene. Hovedstyret går derfor primært inn for en prisutjevning innenfor fylkene. Dette ville oppnås som et resultat av omorganisering i retning av distribusjonsenheter på omtrent fylkesomfattende størrelse.

Utjevning av el-prisen innenfor fylkene og over landet kunne også skje på andre måter,

men man er redd for ordninger som bidrar til å beholde uhensiktsmessige organisasjonsmessige forhold. En differensiert elektrisitetsavgift kan komme på tale. En ordning basert på dette prinsipp burde utformes slik at distribusjonsverker som har energipris lik kostnad forbundet med å dekke tilleggsforbruk hos eksisterende og nye abonnenter, slipper avgift. For distribusjonsverker med lavere energipris settes avgiften høyere desto lavere energipris det enkelte verk har.

For verk som har behov for høyere gjennomsnittspris enn grensekostnaden for tilleggsforbruk, bør det overskytende tas inn gjennom tariffens faste årsbeløp. Denne merprisen kan eventuelt nedsubsidieres, dog ikke i slik utstrekning at elektrisitetsverkene fratas insitamentet til økonomisk drift.

Etterspørselen etter elektrisitet til fritidsboliger er stigende. Energiuttak i slike hus blir gjerne svært lite fordi brukstiden er kort. Det gir dårlig økonomisk grunnlag for forsyning. Hovedstyret vil anbefale at fritidshus blir ansett som egen forbruksgruppe, men at tariff H4 anvendes også her. Energiprisen må da bli den samme som for fastboende husholdninger, men tariffens faste årsbeløp og abonnentens tilskudd til ledningsfremføringen fastsettes slik at alle el-verkets kostnader for denne abonnentgruppe dekkes.

For å fremme interessen for energiøkonomisering i forsyningssystemet bør engrosprisene tilpasses engros grensekostnad så langt dette er forenlig med distribusjonsverkene økonomi. Dette bør for øvrig ses i sammenheng med elektrisitetsforsyningens organisasjon, kfr. kap. 8.10.

Den kraftintensive industri bør få hovedtyngden av sin kraft prissatt ut fra en industripolitisk vurdering. For tilleggskraft bør imidlertid prisen baseres på kostnaden ved å fremskaffe denne. Det understrekes her at usikkerhet knyttet til kalkulasjonsrenten har stor betydning for kostnaden.

Hovedstyrets betraktninger om bruk av langtids grensekostnad ved fastsetting av pris på elektrisk energi til alminnelig forsyning gjelder så lenge ny og mer kraft består av vannkraft. Hvis ny og mer kraft i fremtiden blir dominert av varmekraft, må prisspørsmålet vurderes på nytt.

8.6 FINANSIERING AV ELEKTRISITETS-UTBYGGINGEN

Bortsett fra Statskraftverkene er egenfinansieringsandelen (inkl. lån i forsikringsselskaper, lokale banker m.v.) av de årlige investeringer i norsk elektrisitetsforsyning for tiden ca. 30 pst.

Den ligger betydelig høyere i fordelings-systemet og lavere i produksjonssystemet. En naturlig prisutvikling har gjennom mange år vært hindret av stadig gjentatt prisstopp på elektrisk energi. Dette har vært medvirkende til en relativ lav egenfinansieringsevne. Prisstoppen har ført til at lånebehovet hos elektrisitetsverkene og kraftselskapene har steget. Økende lånebehov har ført til økende kapitalutgifter og dermed redusert selvfinansieringsevne.

Medvirkende til dårlig selvfinansieringsevne er også de store kapitalutgifter som elektrisitetsverkene og kraftselskapene er påført fordi de tidlig ble henvist til det utenlandske lånemarked. Disse lån har nok relativt rimelig rentebelastning, men samtidig relativt korte nedbetalingstider (12—15 år) i forhold til norske lån og i forhold til prosjektenes økonomiske levetid. I tillegg kommer den risiko er forbundet med utviklingen i valutakursene.

Hovedstyret viser til manglende harmoni mellom de inntekter og utgifter som oppstår ved utbygging av nye kraftverker når disse finansieres på denne måten. Dette kan føre til at samfunnsøkonomisk gunstige prosjekter ikke blir foreslått og riktig innpasset i forhold til andre prosjekter.

Det bør derfor legges opp til en mer fleksibel avdragsordning enn gjeldende bestemmelser gir adgang til, slik at økonomisk svake verk får anledning til å ta opp lån med forlenget løpetid og fortrinnsvis som annuitetslån.

8.7 FLEKSIBEL TILPASSING MELLOM TILGANG OG FORBRUK

Vannkraftsystemet har overskudd av kraft i vannrike perioder. Kraftforbruket varierer med konjunktorene og med temperaturen. Kraftmangel kan oppstå ved for lavt utbyggingstempo. Omvendt kan det bli kraftoverskudd ved for høyt utbyggingsprogram. Hovedstyret vil oppfordre kraftforsyningen til å fortsette arbeidet med å utvikle fleksibilitet i energiforbrukssystemet. I en totaløkonomisk vurdering må driftsøkonomisk gevinst ved større fleksibilitet veies mot de økte kapital-kostnader som følger av parallelt forbruksstyr. Hovedstyret mener at det til enhver tid eksisterende forbruks- og forsyningssystem sikres best mulig utnyttelse ved at flest mulig av forbrukerne direkte eller indirekte deltar i markedet for tilfeldig kraft.

8.8 ENERGIØKONOMISERING

Hovedstyret legger vekt på at energispare-tiltak skal være samfunnsøkonomisk regnings-

svarende. Prinsippet om økonomisk likeverdighet mellom tiltak for å øke leveringsevnen i kraftforsyningen og tiltak for å minske forbruket hos forbruker innebærer etter Hovedstyrets mening, den beste garanti for energiøkonomisering. Den beste måten å få gjennomført dette prinsipp på er å la prisene gjenspeile kostnaden. I tillegg må tariffens form være hensiktsmessig i den forstand at den oppfordrer til økonomisering med energien.

Tiltak som fører til reduksjon i forbruk av en energibærer er ikke nødvendigvis verken energisparing eller energiøkonomisering for samfunnet hvis det fører til omlegging til annen energibærer. Energiøkonomisering må gjennomføres først og fremst av og hos den enkelte forbruker. Men det er også en viktig oppgave i den offentlige sektor. Varmepumper, solfangere, biogassanlegg o. l. bør søkes videreutviklet og gitt en utførelse som innebærer at forbrukerne ser seg tjent med å utnytte dem. Hovedstyret vil oppfordre elektrisitetsforsyningen til å støtte slike tiltak gjennom de vilkår som gis for tilknytning til og samspill med elektrisitetsforsyningssystemet.

For å få gjennomført energiøkonomiserende tiltak hos forbrukerne må sannsynligvis finansiering av visse installasjoner sikres gjennom spesielle låne- og bidragsordninger. Hovedstyret vil rå til at en her prøver seg fram for å finne fram til ordninger som gir tilskattet effekt.

8.9 RASJONERING

Tvangsmessig styring og begrensning av energiforbruket kommer under begrepet rasjonering. Gjeldende lov om rasjonering av elektrisk energi gir mulighet for å regulere en situasjon med kraftunderskudd bare under ekstraordinære forhold. Kraftmangel som skyldes mangel på fremme av prosjekter eller manglende beslutninger hos konsesjonsgivende myndigheter kan etter Hovedstyrets mening ikke gi grunnlag for å bruke rasjoneringsloven til å balansere tilgang og etterspørsel.

Skjult rasjonering vil forekomme når elektrisitetsleverandørene kjenner seg usikre på om fremtidig krafttilgang vil bli tilstrekkelig og av den grunn nekter å påta seg leveringsforpliktelser i samsvar med kundenes ønsker. Eksempler på dette kan være å nekte utvidelse eller nytegning av husholdningsabonnementer som også omfatter elektrisk oppvarming. Slik atferd fører til diskriminering mellom abonnenter og er i strid med målsettingen for elektrisitetsforsyningen. Hovedstyret vil sterkt fraråde at krafttilgangen blir tilret-

telagt med så snau margin at resultatet blir skjult rasjonering. Hovedstyret mener at elektrisitetsverkene må kunne gi abonnentene råd om installasjon av fleksible oppvarmingssystemer.

Det arbeides med spørsmålet om hvordan kraftforsyningen skal handle i en situasjon med kraftmangel. Hovedstyret skal komme tilbake til dette spørsmål i en egen sak.

8.10 ORDNING AV ENERGIFORSYNINGEN

Hovedstyret vil understreke betydningen av å ha et kraftoverføringsnett avpasset etter behovene, og som gir tilfredsstillende forsynings-sikkerhet. Overføringsevnen på utvekslingsforbindelsene mellom landsdelene må også være avpasset i forhold til produksjonsevnen i de nett som knyttes sammen. Slike utvekslingsforbindelser muliggjør bedre utnyttelse av kraftstasjonene. Dette kan likestilles med kraftinnvinning ved økt utbygging av kraftproduksjonsanlegg.

De eksisterende forbindelser med Sverige og Danmark gir mulighet for import av relativt store mengder varmekraft i tørrår. Avhengig av prisutviklingen på energi samt mengde og type av varmekraft og kraftbalansen i våre naboland vil en økning av utvekslingskapasiteten på forbindelsene til Sverige og Danmark kunne bli økonomisk attraktive elementer i en samlet plan for videre utbygging av kraftforsyningssystemet i Norge. Spesielt kan det bli regningssvarende å forsterke Skagerrakforbindelsen en gang i løpet av 1980-årene. Hovedstyret mener at både kostnader og økonomisk verdi av et slikt prosjekt må avklares nærmere før bygging eventuelt blir besluttet.

For tiden ser det ut til at grunnlast varmekraftverk før eller senere må bygges i Norge, særlig fordi det kan bli problemer med å få balanse mellom forbruksutvikling og krafttilgang i områder hvor det er lite eller ikke mer vannkraft å bygge ut. Hovedstyret anbefaler derfor at innpassing av kjente former for varmekraft forberedes. Av hensyn til handlingsberedskapen bør konsesjonsbehandling av et varmekraftverk i Østlandsområdet settes i gang snarest mulig etter at Stortinget har behandlet energimeldingen. Eventuell beslutning om bygging vil bli tatt senere. Også fordi varmekraftkostnaden bestemmer mengden av økonomisk nyttbar vannkraft i Norge er det sterkt ønskelig med en konsesjonsmessig avklaring av den type varmekraft som kan tenkes tatt i bruk i Norge.

Kraftforsyningssystemet, som er fysisk sammenbundet over landet, må betraktes som én samfunnsmessig bedrift som krever omfattende samarbeid mellom de enkelte kraftforsyningsenheter og med samfunnet for øvrig.

Dette krav er etter Hovedstyrets mening ikke bra nok tilfredsstilt slik elektrisitetsforsyningen er ordnet i dag. Når det gjelder organisasjon av norsk elektrisitetsforsyning henvises til Hovedstyrets tidligere behandling av dette spørsmål. Hovedstyret vil i sammenheng med foreliggende innstilling bare bemerke at kraftforsyningen må organiseres slik at det eksisterende og fremtidige forsyningssystem blir utnyttet så effektivt som mulig, idet det søkes en rimelig balanse mellom sentralisert og desentralisert engasjement.

Leveranse av statskraft søkes nå kanalisert til fylkesomfattende enheter, dvs. kraftselskaper eller selskaper som omfatter hele fylker eller større deler av fylker. De lokale elektrisitetsverk anmelder sitt behov gjennom disse selskapene. I forbindelse med tilrettelegging og videreutvikling av samarbeidet innen kraftproduksjon og krafttilgang mener Hovedstyret at de samme fylkesomfattende enheter bør overlates ansvaret for kraftoppekkningen og sørge for en rasjonell organisering av produksjonssamarbeidet, engrosforsyningen og distribusjonen av elektrisk energi innen fylkene. Disse spørsmål bør bringes til klarhet snarest mulig.

8.11 LOKAL OG SENTRAL ENERGIPLANLEGGING

Rasjonell bruk av energi krever at energiresurser og energibruk sees i sammenheng. Elektrisitetssystemet må betraktes som basis energisystem i Norge. Den samfunnsmessige betydning av dette system øker. Det arbeides med spørsmålet om kommunenes og fylkeskommunenes engasjement i energiplanlegging som ledd i den lokale samfunnsplanlegging. NVE har tatt initiativ til samarbeid med elektrisitetsforsynings planleggingsinstanser i fylkene for en bedre koordinering av planer som angår kraftforsyning og kraftforbruk. Dette opplegg kan utvides til å gjelde energi generelt.

På lokalt hold kan det bli tale om å opprette energiverk for omsetning av energi i form av både elektrisitet og f. eks. fjernvarme gjennom egne fordelingssystemer.

Hovedstyret vil peke på den omfattende kompetanse og innsikt som elektrisitetsforsynings organisasjoner utover landet har, ikke bare når det gjelder kraftforbruk og kraftforsyning, men også energiforbruk generelt. Det vil være nødvendig og riktig å bygge på elektrisitetsforsynings kompetanse ved organisering av lokal energiplanlegging og lokale energiverk bl. a. for å sikre de mest økonomiske totalløsninger ved eventuell utbygging av flere fordelingssystemer for energi.

Spesielt må det sikres at gjennomsnittskostnaden for energi levert over et nytt energiforsyningssystem blir vurdert mot merkostnaden ved ytterligere energileveranser over det allerede eksisterende elektrisitetsforsyningssystem.

Arbeid med energiplanlegging i kommuner og fylkeskommuner krever et koordinerende sentralt organ i likhet med hva Elektrisitetsdirektoratet er på elektrisitetssektoren. Utvidet planlegging og koordinering på energifeltet bør så langt råd er, bygge på bestående energorgan så vel lokalt som sentralt.

Hovedstyret antar at NVE's arbeidsområde kan utvides til å omfatte energisaker generelt dersom en slik løsning blir funnet hensiktsmessig. I så fall må bemanningen ved Elektrisitetsdirektoratet styrkes.

8.12 FORBRUKSUTVIKLING

Det totale forbruk av energi pr. innbygger i Norge ligger omtrent på samme nivå som i andre industriland. Forbruket av lagerressurser som olje, kull og gass er spesielt lavt. Til gjengjeld er forbruket av elektrisitet fra vannkraft spesielt høyt. Dette gir vårt land store økonomiske og ressursmessige fordeler.

Det knytter seg usikkerhet til hvordan energiforbruket vil utvikle seg. Kraftforbruket avhenger sterkt av utviklingen generelt i vårt samfunn. Hovedstyret vil understreke at kraftforbruket bare i liten grad kan styres og at kraftforsyningen selv ikke kan påvirke utviklingen nevneverdig. Det er forbrukerne slik de samlet opptrer, som er avgjørende. Energiprogner må derfor ikke oppfattes som program for hvordan forbruksutviklingen bør bli, men som et forsøk på å forutsi forbruksutviklingen ut fra forutsetninger om utviklingen generelt i vårt samfunn. Hovedstyret vil understreke at prognoser på kraftsektoren må være langsiktige fordi det tar mange år å forberede ny krafttilgang. Usikkerheten i prognoseresultatet blir dermed desto større. Konsekvensene av å legge en for høy prognose til grunn for planlegging og forberedelse av ny krafttilgang er ubetydelige i forhold til konsekvensene av å gå ut fra en for lav prognose.

Selve utbyggingsfasen er kortere. Det gir mulighet for å revurdere takten i selve utbyggingen i lys av mer kortsiktige og mer sikre prognoser hver gang det fremmes forslag om å starte en større utbygging.

NVE har gjennom fylkene innhentet prognoser utarbeidet av de elektrisitetsverk som er ansvarlig for tilfredsstillende forsyningsforhold i sine områder. Summen av disse prognoser viser for landet høyere tall enn det NVE foreslår.

NVE utarbeider ikke prognoser for elektrisitetsforbruket innen de enkelte fylker eller lokale elektrisitetsverkers forsyningsområder. De prognoser som utarbeides lokalt, skal gi grunnlag for å sikre krafttilgangen i vedkommende område. Både formål, forutsetning og metodikk for prognoser som utarbeides lokalt, skiller seg fra det som anvendes for NVE's landsprognose. Særlig vil ulike oppfatninger om hvilke forutsetninger om økonomisk vekst og energipriser som skal nyttes under prognosearbeidet, få betydning for bedømmelsen av behovet for krafttilgang. Dette gjør at en ikke uten videre kan sammenligne NVE's landsprognose med de prognoser som utarbeides lokalt. NVE's landsprognose kan bare få veiledende karakter ved bedømmelsen av hvordan krafttilgangen skal tilpasses i de forskjellige forsyningsområder.

Hovedstyret vil tilrå at en søker å samordne bruk av den informasjon som er tilgjengelig sentralt for prognoseformål, slik at den kan nyttes både av sentrale og lokale organer. Det vil være nødvendig å ta for seg hele energisektoren under prognosearbeidet.

De organer og enheter som står ansvarlig for energiforsyningen og for å planlegge og beslutte energitilgangen, bør også være ansvarlige for utarbeidelsen av prognoser for forbruksutviklingen.

Det synes å være et utbredt ønske om fortsatt økonomisk vekst i vårt land. De politiske mål går også ut på full sysselsetting, å øke produksjonen og bedre betalingsbalansen med utlandet. Tilstrekkelig tilgang på elektrisk kraft er en forutsetning for å oppnå dette. I denne situasjon mener Hovedstyret at man ikke må stille seg slik at det på grunn av kraftmangel eller særlig høye priser og avgifter på elektrisk kraft blir lagt hindringer i veien for å nå de overordnede samfunnspolitiske mål.

Hovedstyret ser på de beregningsresultater vedrørende elektrisitetsforbruket som det er gjort rede for i kap. 4 og 5 som hjelpemidler for å kunne fastlegge et program for utbyggingen av elektrisitetsforsyningen. En viktig side ved et slikt program er at det må søkes tilpasset de langsiktige retningslinjer for landets økonomiske og velferdsmessige utvikling som Regjering og Storting ønsker realisert. Slike retningslinjer er til vanlig blitt offentliggjort i St. meld. om Langtidsprogrammet hvert 4. år. I St. meld. nr. 76 tillegg til Langtidsprogrammet 1978—81 heter det i pkt. 5, s. 13 bl. a.: «Denne meldingen er ikke et revidert langtidsprogram i den forstand at den endrer de hovedmål og de retningslinjer som er trukket opp i Langtidsprogrammet. Meldingen vil danne grunnlaget for Regjeringens konkrete økonomiske politikk de nær-

meste par åra...» Men tilleggsmeldingen uttrykker at vi må regne med betydelig lavere økonomisk vekst enn hva langtidsprogrammet la opp til.

Hovedstyret viser til at de forutsetninger for økonomisk vekst som er anbefalt av det interdepartementale prognoseutvalg, og som er nyttet i prognoseberegningene, ligger klart lavere enn de som ble nyttet for beregningene knyttet til langtidsprogrammets forutsetninger. I den usikre situasjon som foreligger savner Hovedstyret vedtatte retningslinjer for økonomisk utvikling. Det ser ikke som sin oppgave å utforme slike retningslinjer, men finner i den foreliggende situasjon å måtte legge til grunn for nye prognoseberegninger: en økonomisk vekst etter prognoseutvalgets høye alternativ, en el-pris som følger utviklingen av langtids grensekostnad ved 7 pst. kalkulasjonsrente og en økning av oljeprisen etter et midlere forløp.

Inntil videre finner Hovedstyret å måtte rå til at krafttilgangen i kommende år tilrettelegges slik:

	1985	1990	1995
Alm. kraftforsyning (TWh/år)	66	76	86
Kraftintensiv industri (TWh/år)	34	34	34
Sum (TWh/år)	100	110	120

For kraftintensiv industri har Hovedstyret benyttet det programtall på 34 TWh for 1985 som er fastlagt av Regjering og Storting, også for de senere stadier.

En får derved følgende fastkraftbalanse for tiden fram til 1995:

	1985	1990	1995
Nødvendig fastkrafttilg. (TWh/år)	100	110	120
Sikret fastkrafttilg. pr. 1.1. -79 (TWh/år)	91	93	93
Balanse (TWh/år) ...	- 9	- 17	- 27

8.13 UTBYGGINGSPROGRAM FRAM TIL 1995

Hovedstyret anbefaler at den videre utbygging av elektrisitetsforsyningssystemet skjer på en måte som gir minst mulig samfunnsøkonomiske kostnader. For kraftproduksjonssystemet innebærer dette at kraftverksprosjektene så langt råd er, blir bygget ut i en

rekkefølge hvor de billigste prosjektene tas først.

Hovedstyret peker på den lange forberedelsestiden som er nødvendig for å sikre krafttilgangen. Av den grunn må en planlegge og gjøre forberedelser ut fra en antatt forbruksutvikling som ikke ligger for lavt. Hovedstyret mener at hvis de forutsetninger som er lagt til grunn slår til og at leveransen til kraftintensiv industri begrenses til 34 TWh/år, skulle det være forsvarlig å klarlegge prosjekter med sikte på å dekke den forbruksutvikling som er vist i kap. 8.12.

NVE har skissert forskjellige måter å dekke en slik forbruksutvikling på. Hovedstyret forutsetter at det med utgangspunkt i dette materiale blir avklart hvilken linje som skal følges når det gjelder landets fremtidige kraftdekning. Hovedstyret for sin del mener at en bør satse på fornybare energikilder så langt råd er, og det innebærer videre utbygging av vannkraft. Når det gjelder tilskudd av varmekraft for tørrårssikring, bør en velge den som er mest økonomisk blant dem som kan komme på tale — herunder også utvidelse av utvekslingskapasiteten mellom Norge og utlandet. Hovedstyret vil komme tilbake til dette i egen sak.

Etter hvert som forbruket måtte øke utover det vannkraftsystemet klarer å dekke sammen med tørrårstilskudd fra varmekraft, vil det bli nødvendig med mer årvisst tilskudd av kraft fra andre energikilder.

Hovedstyret tør ikke i dag forutsette betydelig tilskudd fra andre fornybare energikilder enn vannkraft utover mot århundreskiftet.

Produksjonsevnen for fastkraft i det norske systemet supplert med importrettigheter er i dag (1979) ca. 80 TWh/år. Med det klarlagte utbyggingsprogram kommer dette tall opp i ca. 93 TWh/år. Det skjer først omkring 1988, mens et tilsvarende forbruksnivå ventes å inntre på et tidligere tidspunkt.

Hovedstyret vil påpeke betydningen av å få en gradvis overgang fra vannkraft- til varmekraftutbygging. Videre planlegging av kjerne-kraft må utstå til klarsignal for dette eventuelt gis av Stortinget.

Hovedstyret anbefaler at en fortsatt ser på muligheten for på en økonomisk forsvarlig måte å utnytte gassfunn til kraftproduksjon. Forutsetningen må være at gassen verdsettes til den pris en kan oppnå for den på andre markeder.

Når det gjelder vedtak om å sette i gang utbygging, vil Hovedstyret understreke at ved et fortsatt stigende forbruk vil de økonomiske konsekvenser av å få et prosjekt i drift for tidlig være små i forhold til en for sen idrifts-

settelse. Midlertidige og tilfeldige overskudd kan eksporteres til priser som gir landet betydelige inntekter.

Hovedstyret vil tilrå et utbyggingsprogram som gir et produksjonssystem med 100 TWh fastkraftpotensial i 1985, 110 TWh i 1990 og 120 TWh i 1995, dvs. en gjennomsnittlig økning i produksjonsevnen på 2 TWh pr. år. Å antyde en dekning lenger frem har liten verdi, fordi tall så langt frem i tiden er svært usikre. Økning til kraftintensiv industri utover det kvantum det er regnet med i 8.12 må komme i tillegg.

Hovedstyret rår til at det fastlegges et utbyggingsprogram basert på vannkraft supplert med økonomisk optimalt tørrårstilskudd og introduksjon av varmekraft frem til 1990. Utbyggingsprogrammet kan justeres underveis i samsvar med forbruksutviklingen. Hovedstyret mener at en i dag må ta sikte på følgende program:

	1985	1990	1995
Sikret fastkraft fra rent vannkraftsystem .	87	89	89
Gevinst ved bedre samkjøring		1	1
Fastkraftøkning ved tørrårstilskudd	4	5	6
Nye vannkraftverk ..	6	11	17
Industrielle varmekraftverk	1	1	1
Kullkraftverk		3	5
Nye, fornybare energikilder			1
Sum (TWh/år)	98	110	120

Hovedstyret rår således til at det fastlegges et utbyggingsprogram basert på vannkraft supplert med økonomisk optimalt tørrårstilskudd frem til 1990. Utbyggingsprogrammet kan justeres underveis i samsvar med forbruksutviklingen. For 1985-stadiet synes det nå vanskelig å oppnå helt tilfredsstillende dekning.

Dette er et ambisiøst vannkraftprogram, som krever aktiv medvirkning fra myndighetenes side for å kunne gjennomføres. Det vil kreve en mer fleksibel avdragsordning med anledning til forlenget løpetid og annuitetslån for økonomisk svake verk, spesielle virkemidler for å få fram småkraftverk og opprusting av eldre verk, og det vil kreve rask klargjøring og konsesjonsbehandling av nye prosjekter.

Hovedstyret understreker at ethvert vann-

kraftprosjekt som unntas fra utbygging må erstattes med et tilsvarende tilskudd av varmekraft.

8.14 KJØP AV VARMEKRAFT I TØRRÅR OG I KALDE VINTRE

Innkjøp av kraft fra naboland foregår til priser som er knyttet til driftsavhengig kostnad i de varmekraftverker som må drives for å levere denne kraften. Ved stor import, som er nødvendig i nedbørsfattige år, blir det tale om store beløp i de relativt korte perioder import finner sted. Fra 1979 er nettooverskuddet ved eksport av tilfeldig kraft foreslått delt mellom Staten og andre kraftprodusenter som er medlemmer av Samkjøringen. Midler fra omsetningen av tilfeldig kraft er tenkt avsatt til fond for å sikre kraftselskapene midler til kraftkjøp når tilsigene svikter. Fondene forutsettes plassert i bank på spesielle kontrakter som gir kraftselskapene lånerett i tørrår. Hovedstyret vil tilrå at også elektrisitetsverkene prøver å sette av midler til tilsvarende fond for innkjøp av nødvendig tilleggskraft i ekstra kalde vintre. Hovedstyret vil peke på at tilgangsprogrammet, som omfatter import av varmekraft i tørrår, forutsetter at elektrisitetsforsyningen disponerer tilstrekkelige midler til kjøp av importert kraft når det måtte oppstå behov.

8.15 OMFANG AV PLANLEGGING OG FORBEREDELSE

Usikkerhet knytter seg ikke bare til forbruksutviklingen, men i like høy grad til måten og mulighetene for å ordne krafttilgangen både lokalt og i landssammenheng. Hovedstyret vil derfor presisere nødvendigheten av til enhver tid å planlegge og så langt råd er klarlegge et tilstrekkelig antall prosjekter. Beslutning om igangsetting av utbygging av de enkelte prosjekter må tas etter hvert som innpassing i tid og omfang gjør det nødvendig. Vi må ikke komme i den stilling at fornuftige beslutninger ikke kan tas på grunn av mangel på klarlagte prosjekter.

Planleggingsmessig avklaring av prosjekter må foregå så vel hos de enkelte forsyningsenheter i landet som ved NVE, og det må omfatte vannkraft der det er mulig og varmekraft hvor det er vanskelig å klare kraftdekningen gjennom ytterligere vannkrafttilgang. Således finner Hovedstyret det helt nødvendig å få ferdigbehandlet planene for innpassing av større varmekraftenheter i systemet. Konsekvensbehandling av kullkraftverk bør derfor starte umiddelbart. Eventuell beslutning om bygging og tid for idriftsettelse av slike verk kan utstå.

8.16 BEREDSKAP

Ethvert energiforsyningssystem er mer eller mindre pålitelig. Elektrisitetsforsyningen har en tilfredsstillende sikkerhet under normale forhold, særlig når den er basert på vannkraft, men vi vet at systemet kan svikte. Det samme gjelder tilgang på olje, kull etc., men disse energibærere kan lettere lagres hos forbruker og setter derved forbrukeren i stand til å klare seg kortere eller lengere tid uten tilførsel utenfra. Beredskapen på energisektoren er hittil ofret for liten oppmerksomhet. Hovedstyret mener dette er et så viktig spørsmål at det bør gjøres til gjenstand for spesiell utredning. Det vil berøre så vel valg av energibærere og energisystem hos leverandør, som valg av forbruksapparater hos forbruker. Det må også omfatte spørsmål som lover og forskrifter.

8.17 INFORMASJON

Den offentlige debatt om energispørsmål er både omfattende og intens. Dessverre forekommer mange ukorrekte fremstillinger slik at almenheten ofte får et feilaktig inntrykk av muligheter og begrensninger og av de organer som er satt til å stelle med landets elektrisitetsforsyning. Hovedstyret mener at elektrisitetsforsyningens evne til å formidle faglig informasjon til publikum og folkevalgte organer bør bedres. Det er behov for utvidet samarbeid med andre instanser så som massemedia, arbeids- og næringsliv, miljøvernorganisasjoner o.l. Spesielt bør skole- og undervisningsinstitusjoner tilgodeses med informasjonsmateriale.

Norges framtidige energibruk og -produksjon

STIKKORDREGISTER

- Definisjoner er angitt med (d) etter sidetallet.
- Arbeidsmiljøloven 13
- Avgifter, se: dokumentavgift
 elektrisitetsavgift
 investeringsavgift
 konsesjonsavgift
 merverdiavgift
 miljøavgift
- Belastningssammenlagring 36
- Beredskap 35, 43, 44, 71
- Biomasse 19, 21, 67
- Brenntorv 15, 20
- Brutto sluttforbruk 3
- Bruttonasjonalprodukt (BNP) 24
- Bølgeenergi 20, 44, 52, 63
- Distriktsvirkninger, vannkraftutbygging . 14, 63
- Distriktsvirkninger av varmekraftverk . 17
- Dokumentavgift 46, 60, 64
- Effektbelastning 41
- Eksport 37, 42
- Elektrisitetsavgift 6, 60, 64, 66
- Elektrisitetsforbruk 7-9
- Elektrisitetsforsyningsens organisasjon . 36, 46, 64, 66, 68
- Elektrisitetsverkenes økonomi 53-54, 66
- Elektrisitetsverkenes økonomiske tilpasning 36
- Elektrokjeler 37, 42, 43
- Energidirektorat 48-49, 68
- Energiflyt 2-4
- Energiforbruk 8
- Energikilder 5(d)
- Energipolitikk 2, 24-25, 52-53, 63
- Energireserver 5(d)
- Energiresurser 5(d)
- Energisparing 5(d), 61
- Energiøkonomisering ... 5(d), 24, 44, 47, 61, 67
- Engrospriser 36, 66
- Enheter, se: måleenheter
- Fastkraft 4(d), 35, 37, 43
- Fastkraft med avbruddsklausul 43
- Fastkraftbidrag 5(d)
- Fastkraftpotensial 4(d), 35, 37, 41
- Finansiering 53-54, 64, 66, 70
- Fjernvarme 38-39, 68
- Fleksibilitet 42, 54, 66-67
- Flomtap 37, 41
- Gass 15, 21
- Geotermisk energi 20, 21
- Granliutvalget 18
- Ikke-garantert kraft 43
- Importrettigheter 35, 41, 51
- Inflasjon 9
- Informasjon 47, 71
- Inntektselastisitet 5(d), 26
- Investeringsavgift 59
- Kalkulasjonsrente . 9, 20, 27, 36, 57, 59, 61, 64
- Kjernekraftutvalget 18
- Kjernekraftverk 18, 38, 50, 63
- Klarlagt fastkrafttilgang 35-36
- Konjunkturer 6, 29
- Konsesjonsavgift 14, 61
- Konsesjonskraft 14
- Kostnader, fissilt materiale 18
- Kostnader, hydrokarbonbasert varmekraft . 17, 38, 42
- Kostnader, hydrokarboner 16
- Kostnad, kjernekraft 18, 38
- Kostnad, vannkraft 12-13, 38
- Kostnadsgrense, vannkraft 13
- Kraftintensiv industri 5(d), 6, 7, 9, 59, 66
- Kraftoppdekning lokalt 29-30, 33, 46
- Kraftvarmeverk 38-39, 51, 68
- Kull 15, 21
- Kullkraftverk 15-17, 51
- Kullpris 16
- Langtidsgrensekostnad 38, 55-59, 64, 66
- Leveringssikkerhet 34-36, 39, 61
- Lokal energiplanlegging 47, 68
- Magasinkapasitet 42
- Maskininstallasjon 41
- Merverdiavgift 59
- Midlere produksjon 10-12, 41
- Miljøavgift 60, 64
- Miljøvirkninger, kjernekraft 18
- Miljøvirkninger, varmekraft 17
- Miljøvirkninger, vannkraftutbygging 13, 62-63
- Mottrykksanlegg 38-39, 51
- Måleenheter 4
- Netto sluttforbruk 3, 4(d), 8
- Nettsystemet 39-41
- Nominell rente 9, 36
- Nødvendig fastkrafttilgang 33-34
- Olje 15, 21
- Oljekraftverk 15-17, 51
- Oljepris 16, 42
- Overføringsbehov 40
- Primært energiforbruk 3, 4(d)
- Priselastisitet 5(d), 26, 27
- Pris på elektrisk energi 27, 42, 43, 55-59, 60, 64-66
- Prisutjevning 60, 64, 65
- Prognose 21(d)
- Prognoseforutsetninger 23-27, 69
- Prognoseusikkerhet 28-31, 68-69
- Prognoseutvalg, interdepartementalt 24, 26, 27, 69
- Program 22(d)
- Pålitelighet 34-36, 39
- Realrente 9, 36
- Rente, se: Kalkulasjonsrente
 Nominell rente
 Realrente
- Reserver, fissilt materiale 18
- Reserver, hydrokarboner 15
- Reserver, hydrokarboner 15
- Risikoaversjon 30, 36
- Samkjøring 36
- Sikkerhet 34-35
- Skagerrak-forbindelsen 35, 51, 67
- Skogsvirke 15, 20
- Småkraftverk 12, 63
- Solenergi 20, 44, 52, 67
- Sperrekraftavtalen 35, 51
- Statsstøtte 35, 64
- Tariffer 27, 55-59, 65-66
- Tap i nettsystemet 41
- Tidevannsenergi 20
- Tilfeldig kraft 5(d), 37, 43, 67
- Tørrårskond 54, 71
- Utbyggingsprogram 51-53, 70
- Vannfallsenergi 5(d), 10
- Vannkraftpotensial 10-12
- Varmekrafttilskudd (tørrårstilskudd) 36-37, 43, 51, 71
- Varmekraftverk, konsesjonsbehandling .. 51, 67
- Varmepumpe 44, 67
- Varmesentral 38-39
- Verneplan 12, 45
- Vindenergi 20, 44, 52

