

**RAPPORTER**

**91/13**

**EFFEKTIVISERING  
AV KRAFTMARKEDET**

AV  
TORSTEIN BYE OG TOR ARNT JOHNSEN

---

STATISTISK SENTRALBYRÅ  
CENTRAL BUREAU OF STATISTICS OF NORWAY

RAPPORTER FRA STATISTISK SENTRALBYRÅ 91/13

# **EFFEKTIVISERING AV KRAFTMARKEDET**

AV

TORSTEIN BYE OG TOR ARNT JOHNSEN

STATISTISK SENTRALBYRÅ  
OSLO-KONGSVINGER 1991

ISBN 82-537-3575-8  
ISSN 0332-8422

EMNEGRUPPE  
12 Energi

ANDRE EMNEORD  
Vannkraft  
Elektrisitetspriser  
Økonomisk effektivitet

## FORORD

Dette er en rapport utarbeidet for Ekspertgruppen for effektivitetsstudier under Arbeids- og administrasjonsdepartementet og Finansdepartementet, oktober 1990. Ekspertgruppen, ledet av professor Victor Normann, fremla sin rapport (Førsund et al. (1991)) i april i år.

Mandatet for vår delrapport var å påvise mulige effektiviseringsmuligheter i kraftsektoren og å beregne størrelsen av en eventuell effektiviseringsgevinst samt å angi hvordan denne kan realiseres. I denne delrapporten analyseres mulige effektivitetsgevinster ved omallokeringer i det norske markedet for elektrisk kraft. Med utgangspunkt i priser og omsatte kvanta fra Elektrisitetsstatistikken konstrueres en enkel partiell etterspørselsmodell for elektrisitet. Kostnadsbegrunnede prisdifferensieringer mellom ulike næringer estimeres ut fra NVEs anslåtte langtidsgrensekostnader for produksjon, overføring og fordeling av kraft. Ved hjelp av etterspørselsmodellen anslås den omfordelingen av kraft mellom brukerne som vil finne sted dersom alle brukergrupper skal betale samme kraftpris referert kraftstasjonsvegg. Beregningen er utført for flere sett av etterspørselsetastisiteter. Effektivitetsgevinsten er beregnet som økningen i produsent- og konsumentoverskudd som følge av omfordelingen av kraft. På lang sikt kan denne gevinsten komme opp i rundt 5 milliarder kroner pr. år. De beregnede likevektspriser på kraft referert kraftstasjonsvegg gitt dagens etterspørsel og produksjonskapasitet, blir langt lavere enn kostnaden ved å bygge ut ny kraft. En optimal utbyggingspolitikk tilsier at en venter med utbygging til likevektsprisen er lik langtidsgrensekostnad. Dette vil realisere en betydelig grunnrente i kraftsektoren.

Beregninger og synspunkter i rapporten er utelukkende forfatterens og gir ikke uttrykk for Ekspertgruppens eller Statistisk sentralbyrås syn.

Oslo, 23. august 1991

Svein Longva



# Innhold

<b>1</b>	<b>Innledning</b>	<b>6</b>
<b>2</b>	<b>Organisering av kraftmarkedet i Norge</b>	<b>8</b>
<b>3</b>	<b>Kraftsektoren og kraftmarkedet</b>	<b>10</b>
3.1	Innenlandsk tilgang av elektrisk kraft . . . . .	10
3.2	Kraftmarkedet i 1989 . . . . .	10
3.3	Kraftforbruk etter sektor . . . . .	11
3.4	Priser i kraftmarkedet . . . . .	12
3.5	Kraft som homogen vare . . . . .	13
3.6	Sammenlignbare priser i et ikke optimalt utbygd og utnyttet system . . . . .	16
3.7	Prisdiskriminering mellom kjøpergrupper . . . . .	17
<b>4</b>	<b>Et effektivt kraftmarked</b>	<b>19</b>
4.1	Likevektspriser i det norske kraftmarkedet . . . . .	19
4.2	Effektivitetsgevinst ved likevektspris i det norske kraftmarkedet . . . . .	21
4.3	Tilleggsgevinst. Effektivisering i kraftkrevende industri . . . . .	24
4.4	Prisdiskriminering mellom kjøpere innenfor alminnelig forsyning . . . . .	24
4.5	Fylkesvise kraftmarkeder . . . . .	27
4.6	Effektivitetsgevinst ved likevektspris innen alminnelig forsyning . . . . .	28
4.7	Effektivitetspotensiale i kraftproduksjon . . . . .	28
4.8	Langsiktig inntektspotensiale i kraftsektoren . . . . .	29
<b>5</b>	<b>Realisering av effektivitetspotensialet</b>	<b>32</b>
<b>6</b>	<b>Konklusjoner/Sammendrag</b>	<b>35</b>
	<b>Referanser</b>	<b>37</b>

# 1 Innledning

Effektiviseringsgevinstene er knyttet til fjerning av viktige imperfeksjoner som eksisterer i dagens norske kraftmarked.

- **Prisdiskriminering.** Flere undersøkelser har vist at det eksisterer store prisforskjeller på kraft mellom ulike kjøpere i Norge. Disse prisforskjellene kan ikke i sin helhet begrunnes med forskjeller i kostnader. Bedrifter innen kraftintensiv industri og treforedling er i stor utstrekning gitt *langsiktige kraftkontrakter* med lavere priser enn andre sektorer. Det eksisterer i tillegg store *regionale prisforskjeller* på kraft i Norge. Lokale fordelingsverk har inntil nylig hatt leveringsrett og -plikt overfor alle abonnenter i sitt område. De regionale fordelingsverkene har kunnet sette sine priser uten å ta hensyn til konkurranse fra andre el-verk. Når ulike brukere står overfor ulike kraftpriser blir ikke kraften brukt i de anvendelser der den kaster mest av seg. Allokeringen av varen elektrisk kraft blir ineffektiv.
- **Ikke optimal utbygging.** Prisdiskrimineringen i kraftmarkedet har ført til at enkelte brukere betaler en pris som forsvarer ny utbygging, mens andre brukere betaler langt lavere priser. I gjennomsnitt for hele landet er kraftprisen for lav til å gjøre ny utbygging lønnsom. Produksjonskapasiteten i kraftsektoren er dermed *uoptimalt dimensjonert* gitt den faktiske etterspørsel etter kraft. Når det likevel bygges ut ny kapasitet skyldes det to forhold. For det første blir kraftutbygging og kraftkontrakter med lav pris brukt som distriktpolitiske virkemidler. For det andre har lokale engrosverk inntil nylig hatt oppdekningsplikt i sitt distrikt. Den regionale oppdekningsplikten har ført til at flere av de regionale engrosverkene har gjennomført dyre utbyggingsprosjekter. Disse utbyggingene er finansiert ved å stille kundene i sitt distrikt overfor høye kraftpriser. Følgen har blitt geografiske prisforskjeller, overdimensjonering av kapasiteten og en feilaktig utbyggingsrekkefølge for kraft når landet sees under ett.

I kapittel 2 i denne rapporten beskrives kraftmarkedet og noen av reguleringene som eksisterer i sektoren. I kapittel 3 beskrives kraftsektoren ved hjelp av oversikter over priser, tilgang og anvendelse av kraft. Leveranser av kraft til ulike brukere trekker med seg ulike kostnader på grunn av ulik brukstid, forskjeller i effektuttak, ulike overførings- og fordelingskostnader og ulike krafttap. I et optimalt fungerende kraftmarked tilsier dette at ulike brukere skal stå overfor ulike kjøperpriser på kraft. Ved sammenligning av kjøperprisene må en ta hensyn til at det eksisterer kostnadsforskjeller ved å stille kraft til disposisjon for ulike kjøpere. Registrerte kostnader ved produksjon, overføring og fordeling av elektrisk kraft til ulike brukere danner grunnlag for en korreksjon av sektorenes kjøperpris slik at prisene blir sammenlignbare. Disse korreksjonene gjennomføres i kapittel 3.

I kapittel 4 beregnes effektivitetsgevinsten av å innføre likevektspris i kraftmarkedet. Den beregnede likevektsprisen blir langt lavere enn langtidsgrensekostnaden for vannkraft. Likevektsprisen blir høyere enn dagens pris for kraftintensiv industri og treforedling og lavere enn dagens pris for andre kjøpergrupper. Med økende etterspørsel etter kraft over tid vil likevektsprisen bli presset opp. Det vil etterhvert gi en betydelig grunnrente i kraftsektoren. Til

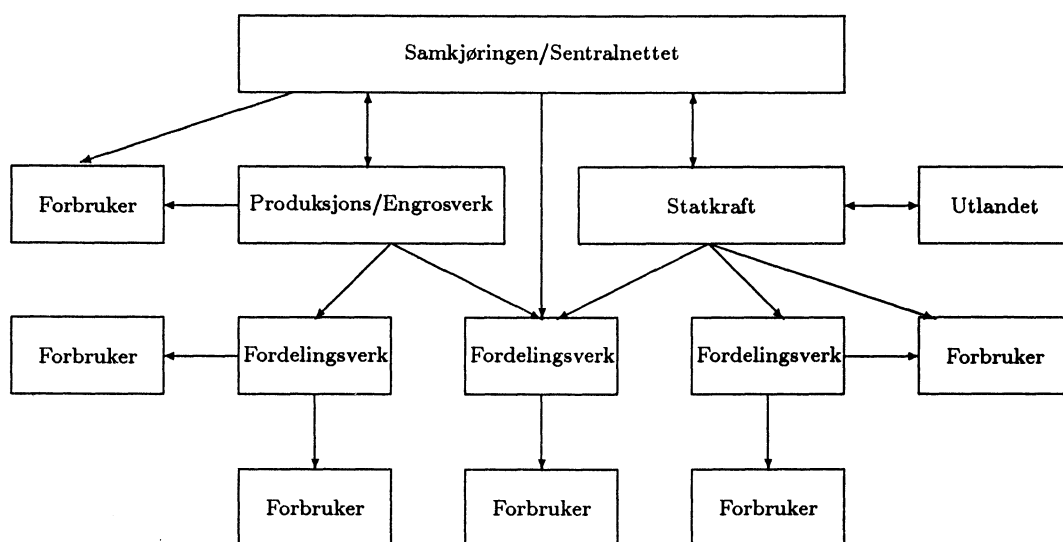
slutt i kapittel 4 beregnes den langsiktige gevinsten av å innføre likevektspris i kraftmarkedet og utsette ny utbygging av vannkraft til likevektsprisen overstiger langtidsgrensekostnaden. I kapittel 5 diskuteres hvordan effektivitetsgevinstene i kraftmarkedet best kan realiseres, og de viktigste konklusjonene i rapporten trekkes i kapittel 6.



## 2 Organisering av kraftmarkedet i Norge

Figur 2.1 gir en grov skisse over hvordan kraftforsyningen i Norge er organisert i produksjonsverk/engrosverk, fordelingsverk og forbrukere med Samkjøringen som et koordinerende organ.

Figur 2.1 Kraftforsyningssystemet i Norge



Statkraft er en stor markedsdeltaker i det norske kraftsystemet gjennom en betydelig egen kraftproduksjons- og overføringskapasitet. Statkraft står for omlag 30 prosent av den totale produksjonskapasitet og eier 85 prosent av sentralnettet. Statkraft og andre produksjonsverk/engrosverk er knyttet til sentralnettet. Enkelte fordelingsverk og store forbrukere er også direkte knyttet til sentralnettet. Statkraft har monopol på kraftutvekslingen med utlandet. Engrosverk leverer kraft til et eller flere lokale fordelingsverk. Enkelte store forbrukere mottar kraft direkte fra engros- eller produksjonsverk. Lokale fordelingsverk leverer kraft til forbrukerne i sitt område.

Eierforholdene er mer kompliserte enn dette stiliserte skjema gir inntrykk av. Endel produksjonsverk eies av private, i hovedsak bedrifter innen kraftintensiv industri. Enkelte mindre fordelingsverk er også private. Ellers er norsk kraftforsyning offentlig eid. En del energiverk er vertikalt integrerte, dvs. at produksjons-, engros- og fordelingsfunksjonen ivaretas av samme organisatoriske enhet. Vertikalt integrerte energiverk kan være kommunale, interkommunale eller fylkeskommunale. Rene fordelingsverk kan være eiet av en eller flere kommuner i fel-

lesskap. Produksjons- og engrosverk kan eies av en eller flere fylkeskommuner, eller de kan være eiet av kommuner - enten direkte eller gjennom fordelingsverkene. Staten eier Statkraft, et produksjons- og engrosselskap som også eier størstedelen av sentralnett. Samkjøringen av kraftverkene i Norge er en forening som omfatter alle kraftprodusenter i Norge som har en egen midlere produksjonsevne på minst 100 GWh/år.

Gjennom Samkjøringen samordnes medlemmenes kraftproduksjon og det etableres et marked for tilfeldig kraft til utveksling mellom medlemmene, såkalt utvekslingskraft. Prisen på utvekslingskraft varierer fra time til time i det kortsiktige markedet, og den har en horisont på fra 3-5 måneder i det som omtales som det langsiktige utvekslingsmarkedet. Det er imidlertid kun ved større elektrokjeler, vesentlig innenfor treforedling, men også noe innen tjenesteyting og deler av den kraftintensive industrien, forbruket varierer avhengig av prisen på utvekslingskraft. Bare medlemmer i Samkjøringen kan delta som selvstendige aktører i markedet for utvekslingskraft. Statkraft er den helt dominerende kjøper av utvekslingskraft (i 1989 om lag 70 prosent).

Statkraft omsetter om lag halvparten av sin kraft til kraftintensiv industri på faste langsiktige kontrakter. Om lag 40 prosent av kraften omsettes på mellomlangsigte (3-5 år) kontrakter til andre engrosverk, mens resten omsettes fritt i markedet (utvekslingsmarkedet).

Energiforsyningens hovedoppgaver har vært å bygge ut ny produksjonskapasitet, sikre tilstrekkelig overføringskapasitet og sikre en optimal utnyttning av fordelingsnett. Fordelingsverkene har vært pålagt oppdekningsplikt gjennom områdekonsesjon. For å kunne oppfylle denne plikten har fordelingsverkene vært tvunget til å skaffe seg sikkerhet gjennom egne kraftverk eller ved langsiktige kontrakter med andre engrosverk. Samtidig har fordelingsverkene hatt leveringsrett- og plikt innen sitt område. Dette har stilt fordelingsverkene i en monopolsituasjon i de regionale kraftmarkedene.

Områdekonsesjonene og dermed oppdekningsplikten omfatter ikke leveranser til kraftintensiv industri. Store deler av den kraftintensive industrien har konsesjon for selv å produsere sin kraft i tilknytning til bestemte produksjonsanlegg. Statkraft er den viktigste leverandør av kraft til de bedrifter som ikke har tilstrekkelig egen kraftproduksjon. Staten har ønsket å drive industripolitikk gjennom tildeling av langsiktige fastkraftkontrakter med lav kraftpris til den kraftintensive industrien og treforedling. Dette har dels skjedd ved kontrakter mellom Statkraft og industrien og dels ved tildeling av kraftkonsesjoner til de enkelte selskapene. Organiseringen av kraftomsetningen med områdekonsesjoner, binding av fordelingsverkene mot engrosverkene, oppdekningsplikt innenfor spesifiserte regioner med ekstrem grad av leveringssikkerhet, og betydelig grad av naturlige monopoler innebærer at kun en liten del av kraften omsettes fritt i markedet. Disse forhold har ført til betydelige prisforskjeller mellom ulike kjøpergrupper i det norske kraftmarkedet. Ulik marginal verdsetting av kraft hos de ulike brukere medfører at kraften ikke utnyttes effektivt og det oppstår et effektivitetstap for det norske samfunnet.

### 3 Kraftsektoren og kraftmarkedet

#### 3.1 Innenlandsk tilgang av elektrisk kraft

Kraftproduksjonen i Norge har økt betydelig fra 1978 til 1989, med hele 38 TWh eller nesten 50 prosent, se tabell 1. Grunnen til at 1978 er et interessant startår er at det i forbindelse med energimeldingen 1978/1979 ble vedtatt at prisen på kraft til alminnelig forsyning skulle trappes opp slik at den tilsvarte kostnaden ved utbygging av ny kraft.

Produksjonskapasiteten definert ved midlere års produksjonsevne var om lag 107,6 TWh i 1989. Økningen i produksjonskapasiteten fra 1978 til 1989 var om lag 30 prosent, fra 83 TWh til 107,6 TWh, eller 2,4 prosent pr. år. Veksten i brutto innenlandsk fastkraftforbruk (inklusive krafttap) fra 1978 til 1989 var om lag 2,3 prosent pr. år, eller noe under veksten i kapasiteten. Veksten i netto innenlands forbruk (etter at krafttap er trukket ut) var om lag 2,4 prosent pr. år i perioden 1978-89. Sterkere vekst i netto- enn i bruttoforbruk impliserer at krafttapsprosentene har gått ned i perioden.

Eksporten har i perioden 1978-89 variert fra om lag 2 TWh i 1986 til om lag 15 TWh i 1989. I samtlige år unntatt 1986 har det vært nettoeksport. Gjennomsnittlig årlig nettoeksport har vært om lag 5,5 TWh. I det norske kraftmarkedet har eksport/import av kraft vært brukt som en buffer i overskudds- og underskuddsår. Kombinert med et fastprissystem for størstedelen av kraften som omsettes i Norge har dette også medført at prisen på eksportkraft har ligget betydelig under de innenlandske prisene. Det betyr at det gjennomsnittlige kraftoverskuddet i Norge direkte kan tolkes som en overkapasitet i det innenlandske kraftsystemet.

Tabell 1: Tilgang og anvendelse av kraft. TWh

	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989
Produksjon	81,0	89,1	84,1	93,4	93,2	106,4	106,7	103,3	97,3	104,3	110,0	119,2
Eksport	4,2	5,5	2,3	6,4	6,7	13,8	9,1	4,6	2,2	3,3	7,4	15,2
Import	0,8	0,8	1,8	1,1	0,6	0,4	0,9	4,1	4,2	3,0	1,7	0,3
Tilfeldig kraft	1,2	1,5	1,2	2,6	2,2	4,1	4,8	4,8	2,7	4,1	4,5	5,0
Tap tilf.kr. og eksp.	0,4	0,5	0,2	0,6	0,6	1,6	1,3	1,0	0,3	0,5	0,8	1,4
Pumpekraft	0,2	0,4	0,5	0,6	0,5	0,5	0,6	0,8	0,9	0,7	1,0	0,5
Statistisk diff.	-0,4	-0,1	-0,2	-0,1	0,0	0,3	0,5	-0,5	1,0	-0,3	-0,4	0,0
Brto. fastkraft innl.	75,4	81,9	81,4	84,2	83,8	87,1	92,2	95,7	96,4	98,3	97,7	97,4
Nto.fastkraft innl.	67,9	73,9	73,7	75,5	75,5	78,9	84,0	88,8	87,5	89,2	88,7	88,6

Kilde: Statistisk sentralbyrå, energiregnskapet

#### 3.2 Kraftmarkedet i 1989

Kraftmarkedet i 1989 kan beskrives ved:

- Unormalt mye nedbør og svært stort tilslag til magasinene ga rekordhøy produksjon på 119 TWh.
- Et rigid prissystem på kraft medførte sløsing med ressurser ved at vann tilsvarende 6 TWh rant forbi driftsklar produksjonskapasitet.
- Høy etterspørsel etter kraft fra kraftintensiv industri og treforedling. Relativt lav etterspørsel fra alminnelig forsyning på grunn av unormalt høye temperaturer.

- Svært høy eksport av kraft til svært lave priser.

Bruttoforbruket av fast og tilfeldig kraft innenlands var i 1989 om lag 104 TWh. Om lag 10 TWh gikk tapt i overførings- og fordelingsnett. Netto fastkraftforbruk var om lag 89 TWh, mens 5 TWh ble levert som tilfeldig kraft til elektrokjeler og pumpekraft. *Temperaturkorrigert* forbruk av fastkraft var om lag 92 TWh, dvs. at en ved et temperaturmessig normalår til de gitte priser i markedet ville brukt om lag 3 TWh mer fastkraft enn faktisk forbruk i 1989. Fastkraftproduksjonsevnen i det norske vannkraftsystemet i 1989 var om lag 102,5 TWh. Sammenligner man temperaturkorrigert fastkraftforbruk med fastkraftproduksjonsevnen i det norske kraftmarkedet i 1989, var det til eksisterende priser et overskudd på om lag 2 TWh i det norske markedet. Overskuddet dekker ett til to års brutto forbruksvekst hvis veksttakten blir som de siste årene.

Av vår totale krafteksport på om lag 15 TWh ble 11 TWh eksportert til Sverige. Sverige hadde tilsvarende en netto eksport til Danmark og Finland på henholdsvis 8 TWh og 5 TWh, dvs. at den norske kraften i sin helhet kan sies å være reeksportert. Den norske overføringskapasiteten til Danmark og Sverige er først og fremst bygget ut av hensyn til import og leveringssikkerhet hjemme. Med en større overføringskapasitet til Danmark ville Norge kunne eksportere mer av kraften direkte til høyere priser enn idag.

### 3.3 Kraftforbruk etter sektor

Den gjennomsnittlige veksten i elektrisitetsforbruket i de ulike sektorene i norsk økonomi har vært svært forskjellig over perioden 1978 til 1988, se tabell 2 (det siste året vi har tilgjengelige detaljerte tall over forbruket er 1988). Veksten har gjennomgående vært størst i de sektorer som har stått overfor de høyeste prisene, tjenesteytende næringer og husholdninger med henholdsvis 4,6 og 3,6 prosent vekst per år. Unntaket er treforedlingssektoren som har hatt en vekst i forbruket på 4,3 prosent per år, men en lav elektrisitetspris. Kraftforbruket i treforedlingssektoren svinger imidlertid sterkt med vekslende konjunkturer.

Tabell 2: Fastkraftforbruk i ulike norske sektorer og gjennomsnittlig vekst i prosent. Eksklusive tap i nettet. TWh

	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	gj.sn. vekst
Hush. og primærn.	21,5	23,0	23,2	24,6	25,7	26,3	27,3	29,3	30,5	30,8	30,6	3,6
Priv. og off. tj.yt.	10,1	11,6	11,6	12,8	12,8	13,4	14,0	14,9	15,3	17,1	15,9	4,6
Annen industri	6,8	7,0	7,2	7,2	7,3	7,3	7,3	8,0	7,8	7,8	7,6	1,1
Treforedling	2,9	3,3	3,3	3,4	3,3	3,2	3,8	4,1	4,1	4,1	4,4	4,3
Kraftkrevende ind.	26,6	29,0	28,4	27,5	26,4	28,7	31,6	30,5	29,8	29,4	30,2	1,3
<b>Totalt</b>	<b>67,9</b>	<b>73,9</b>	<b>73,7</b>	<b>75,5</b>	<b>75,5</b>	<b>78,9</b>	<b>84,0</b>	<b>86,8</b>	<b>87,5</b>	<b>89,2</b>	<b>88,7</b>	<b>2,7</b>

Kilde: Statistisk sentralbyrå, energiregnskapet

I tabell 2 er forbruket målt hos forbruker. Overføring og fordeling av kraft ut til de ulike forbrukergruppene medfører tildels betydelige krafttap. Disse tapene varierer sterkt fra forbrukergruppe til forbrukergruppe. Tapene er lavest ved leveranser til den kraftintensive industrien og høyest ved leveranser til alminnelig forsyning. I elektrisitetsstatistikken registreres de totale krafttapene. I tabell 3 er de kraftmengdene de ulike forbrukergruppene implisitt etterspør ved kraftstasjons vegg beregnet. Det er antatt at krafttapene ved leveranser til

kraftintensiv industri er 3 prosent av netto forbruket. Krafttapene til treforedlingssektoren og til eksport antas å være om lag 7 prosent. Krafttapene til alminnelig forsyning er deretter residualbestemt. Krafttapene ved leveranser til alminnelig forsyning har gått ned fra om lag 17 prosent i 1978 til om lag 14 prosent i 1988.

Den prosentvise forbruksveksten for alminnelig forsyning er lavere referert kraftstasjonsvegg enn registrert hos forbruker. Dette skyldes at krafttapene ved disse leveransene i perioden er blitt redusert ved investeringer i mer effektive overføringssystemer. Referert kraftstasjonsvegg utgjorde forbruket i kraftintensiv industri og treforedling tilsammen om lag 40 prosent av totalen i 1978 og om lag 37 prosent i 1989.

Tabell 3: Beregnet fastkraftforbruk ved kraftstasjonsvegg for ulike norske sektorer. TWh og gjennomsnittlig vekst i prosent

	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	vekst
Husholdn. og primærn.	25,2	26,8	26,9	28,8	29,5	30,2	31,3	33,6	34,9	35,2	35,0	3,3
Privat og off. tj.yt.	11,8	13,5	13,4	15,0	14,7	15,4	16,0	17,1	17,5	19,5	18,2	4,4
Annen industri	8,0	8,2	8,3	8,4	8,4	8,4	8,4	9,2	8,9	8,9	8,7	0,8
Treforedling	3,1	3,5	3,5	3,5	3,5	3,4	4,1	4,4	4,4	4,4	4,7	4,3
Kraftkrevende industri	27,4	29,9	29,3	28,3	27,2	29,6	32,5	31,4	30,7	30,3	31,1	1,3
Totalt	75,4	81,9	81,4	84,2	83,2	86,9	92,3	95,7	96,4	98,3	97,7	2,6

Kilde: Statistisk sentralbyrå og NVE. Krafttap i kraftkr. industri 3%, treforedling 7%, eksport 7%, og resten med lik sats på alle næringer. Satsen for andre næringer er residualbestemt og avtakende fra 17% i 1978 til 14% i 1988.

### 3.4 Priser i kraftmarkedet

Prisdannelsen innen elektrisitetsforsyningen skjer i stor grad ved at prisene fastsettes av politiske organer på ulike nivåer. Prisene dannes ikke med utgangspunkt i tilbud og etterspørsel etter kraft og gjenspeiler dermed heller ikke svingninger i markedsforholdene. I tillegg til langsiktige fastkraftkontrakter, likviditetshensyn og avkastningskrav på kapital, er det flere tildels motstridende hensyn som gjør seg gjeldende ved pris- og tariffastsettelsen. Hensynet til ENØK, distrikts- og industripolitiske hensyn er eksempler på faktorer som påvirker prissettingen av kraft i Norge. Gjennom energimeldingen 1978/1979 ble det lagt opp til at prisen på kraft i gjennomsnitt til gruppen *alminnelig forsyning* skulle trappes opp slik at den etterhvert skulle gjenspeile kostnadene ved utbygging av ny kraftkapasitet. Tidligere benyttet man et prinsipp om at prisen i gjennomsnitt skulle gjenspeile gjennomsnittskostnadene ved kraftproduksjon. Dette er en vesentlig forklaring på *utviklingen* i elektrisitetsprisene innenfor denne gruppen på 80-tallet.

Tabell 4 viser utviklingen i prisen på kraft til ulike kjøpergrupper. Prisen på elektrisk kraft steg i gjennomsnitt med om lag 11 prosent pr. år i perioden 1978 til 1988. Dette tilsvarer en *realprisoppgang* på om lag 3 prosent pr. år i gjennomsnitt.

Den eneste sektoren som har hatt en prisoppgang over gjennomsnittet er husholdningssektoren. Alle sektorer har hatt en viss realprisoppgang, svakest for treforedlingssektoren med bare om lag 0,3 prosent per år. De sektorer som hadde den høyeste prisen initialt har gjennomgående hatt den sterkeste prisveksten slik at prisforskjellene har økt over perioden.

Tabell 4: Priser på fastkraft inklusive el. avgift eksklusiv moms. Løpende priser og gjennomsnittlig vekst i prosent. Øre/kWh. 1978-1988

	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	vekst
Husholdninger og Jordbruk	12,2	13,7	15,2	17,3	20,0	23,0	26,0	27,8	30,2	32,2	35,5	11,3
Priv. og off. tjenesteyt.	14,2	15,2	16,9	19,2	22,3	25,9	28,1	29,6	31,9	33,8	37,0	10,1
Annen industri	12,4	13,4	14,5	16,8	19,9	24,1	25,4	25,6	27,3	30,0	31,9	9,9
Treforedling	6,6	7,0	8,2	9,0	10,9	9,4	11,0	12,5	12,7	12,9	14,7	8,3
Kraftkrevende industri	4,3	4,5	5,3	5,8	6,2	6,8	7,7	8,6	9,4	9,7	10,3	9,1
Gjennomsnitt	9,2	10,0	11,2	13,0	15,2	17,2	18,7	20,4	22,3	24,0	25,9	10,9

Kilde: NOS Elektrisitetsstatistikk

### 3.5 Kraft som homogen vare

Det er betydelige forskjeller i kostnadene forbundet med å levere kraft til ulike brukere. Kostnadsforskjellene skyldes

- Ulike kostnader ved overføring og fordeling av kraft, herunder fysiske tap i linjenettet
- Forskjeller i brukstid
- Forskjeller i effektbelastning ved uttak av kraft

For å kunne levere en kWh til bruker må det produseres mer enn en kWh siden det eksisterer *fysiske* tap i overførings- og fordelingsnett. Krafttapene er lavest ved leveranser til kraftintensiv industri og treforedling og høyest ved leveranser til brukere innen alminnelig forsyning. Ved overføring og fordeling av elektrisitet påløper i tillegg kostnader til drift av linjenett og transformatorstasjoner. Krafttapene forbundet med leveranser til alminnelig forsyning har de ti siste år blitt betydelig redusert som følge av investeringer i mer effektiv teknologi. Dette trekker isolert sett i retning av at de kostnadsbegrunnede prisforskjeller mellom sektorer i perioden 1978-1988 har blitt redusert.

I det norske vannkraftsystemet er fluktasjoner i tilgangen på vann en vesentlig faktor ved bestemmelse av investeringer i magasiner og effektkapasitet. Den kostnadsoptimale (lavest kostnad per produsert enhet) leveringstiden for kraft i det eksisterende norske vannkraftsystemet er av NVE anslått til rundt 6000 timer. Leveranser for flere eller færre timer krever økte kostnader. Forskjellen i kostnad for produksjon av kraft for leveranser til kraftintensiv industri i om lag 8000 timer og for leveranser til alminnelig forsyning i om lag 4500 timer er av NVE anslått til 1-2 øre/kWh. Av mange oppfattes en beregnet kostnadsforskjell på 1-2 øre/kWh som for liten. Blant annet er det hevdet fra konsultentselskapet Grøner og ingeniørselskapet Berdal og Strømme at kostnadsforskjellen utgjør nærmere 10 øre/kWh.

NVE's lave tall kan begrunnes med følgende forhold: mange brukere innen alminnelig forsyning har et ujevnt effektuttak over døgnet og over året. Dette øker behovet for effektkapasitet i kraftsystemet. Kraftintensiv industri og treforedling derimot har et jevnt effektuttak både over døgnet og over år. Ved utbygging av vannkraftanlegg i Norge har en både tatt hensyn til optimal effekt og en optimal energiutnyttelse. Blant annet har dette medført bygging av store magasiner. Gjennom en slik optimalisering reduseres betydningen av forskjeller i effektuttak og brukstid mellom ulike kjøpergrupper.

Forbruk referert kraftstasjonsvegg finnes ved å korrigere kraftmengdene målt hos bruker for fysiske tap i linjenettet. For å kunne sammenligne hva de ulike kjøpergruppene betaler i

forhold til hverandre for en homogen kraftvare må prisene hos bruker korrigeres for tap, kostnader ved transport av kraften frem til bruker og for ulik brukstid og forskjeller i effektuttak.

### Et optimalt utbygget og utnyttet system

Et kraftsystem som bygges ut i et optimalt tempo er karakterisert ved at ingen ny utbygging vil finne sted med mindre prisene de ulike abonnenter betaler er lik marginalkostnadene ved ny utbygging. Dette følger av investeringskriteriet som sier at utbyggingstempoet skal være slik at nåverdien av kraftsystemets nettoinntekter skal maksimeres. I et system hvor en ikke har fulgt et optimalt utbyggingstempo, vil en ikke få realisert en slik pris samtidig som kapasiteten utnyttes.

I et optimalt utbygget og utnyttet kraftsystem kan det ha god mening å snakke om kraftpriser korrigert for forskjeller i brukstids-, effekt-, overførings- og fordelingskostnader. Disse korrigerede prisene må i et optimalt system være like. Hvis prisene ved dette punktet er ulike er det et tegn på at en kan oppnå gevinster ved å flytte kraft fra den brukeren som har den laveste prisen til den brukeren som har den høyeste prisen.

For å kunne beregne priser ved kraftstasjons vegg i et optimalt utbygget og utnyttet system kan en ta utgangspunkt i utførte beregninger av langtidsgrensekostnader i ulike deler av kraftsystemet for de ulike kjøpergruppene, NVE (1988). Langtidsgrensekostnad for kraft levert kraftintensiv industri kan skrives

$$LGK_k = \frac{k_k}{(1 - \tau_o)} + v_k, \quad (1)$$

dvs. som summen av langtidsgrensekostnad i produksjon ( $k_k$ ) og overføring ( $v_k$ ), der kostnadene i produksjon er korrigert slik at det tas hensyn til krafttapet ved overføring av kraften ( $\tau_o$ ). Tilsvarende skrives langtidsgrensekostnaden for alminnelig forsyning

$$LGK_a = \frac{k_a}{(1 - \tau_o)(1 - \tau_f)} + \frac{v_a}{(1 - \tau_f)} + f, \quad (2)$$

dvs. lik summen av langtidsgrensekostnad i produksjon for denne gruppen ( $k_a$ ), overføring ( $v_a$ ) og fordeling ( $f$ ) hensyn tatt til krafttapene i overføring ( $\tau_o$ ) og fordeling ( $\tau_f$ ). Grensekostnadene i produksjon og overføring av kraft er lavere for leveranser til kraftintensiv industri enn til alminnelig forsyning på grunn av brukstid og effektkostnader, dvs.

$$k_k \leq k_a, \quad (3)$$

$$v_k \leq v_a, \quad (4)$$

hvilket impliserer at

$$LGK_k \leq LGK_a. \quad (5)$$

I et optimalt utbygget og utnyttet kraftsystem vil de korrigerede og sammenlignbare prisene være like og lik den laveste marginale kostnaden for kraft levert kraftintensiv industri, referert kraftstasjons vegg. Kraft ved dette punktet er den samme varen enten den leveres til kraftintensiv industri, treforedling eller til alminnelig forsyning.

$$b_k LGK_k = k_k, \quad (6)$$

for kraftintensiv industri og

$$b_a LGK_a = k_k, \quad (7)$$

for alminnelig forsyning, der korreksjonsfaktoren  $b_i$  er

$$b_i = \frac{k_k}{LGK_i} \quad (8)$$

for  $i = a, k, t$ . Tabell 5 viser utviklingen i langtidsgrensekostnader fra 1978 til 1988. For den historiske sammenligningen er 5 prosent kalkulasjonsrente benyttet, da denne er den eneste tilgjengelige som tidsserie. Langtidsgrensekostnaden for leveranser til alminnelig forsyning har økt med gjennomsnittlig 10,3 prosent per år, mens den for kraftintensiv industri har økt med 10,8 prosent per år. Den lavere økningen til alminnelig forsyning henger sammen med stigende utbytte med hensyn på skalaen i overføring/distribusjon (inklusive en reduksjon i krafttapene) i forbindelse med leveranser til denne gruppen. Langtidsgrensekostnaden for levering av kraft til kraftintensiv industri referert kraftstasjons vegg har økt med om lag 10,5 prosent per år. Grunnen til at kostnaden levert kjøper har økt noe mer her henger sammen med økt verdi av krafttapet og marginal økning i krafttapet ved leveranser til denne gruppen.

Tabell 5: Langtidsgrensekostnader for kraft levert abonnent ved 5 prosent kalkulasjonsrente. Øre/kWh. Priser pr. 1. januar. Korreksjonsfaktorer for alminnelig forsyning, kraftintensiv industri og treforedling

	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988
Alminnelig forsyning ( $LGK_a$ )	12,40	13,59	14,90	16,33	17,90	20,15	22,40	24,25	26,10	29,55	33,0
Kraftintensiv industri ( $LGK_k$ )	8,05	8,88	9,79	10,79	11,90	14,00	16,10	17,80	19,50	20,95	22,4
$k_k$	6,92	7,63	8,42	9,28	10,23	12,12	14,01	15,49	16,97	17,88	18,8
Alminnelig fors. ( $b_a = k_k / LGK_a$ )	0,57	0,57	0,57	0,58	0,58	0,62	0,65	0,66	0,66	0,61	0,57
Treforedling ( $b_t = k_k / LGK_t$ )	0,74	0,74	0,74	0,75	0,75	0,77	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78
Kraftintensiv ind. ( $b_k = k_k / LGK_k$ )	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,87	0,87	0,87	0,87	0,85	0,84

Kilde: NVE for langtidsgrensekostnader, Bye og Strøm (1987) for korreksjonsfaktorer

I tabell 5 framgår også det relative forholdet mellom kostnadene for *produksjon* av kraft til kraftintensiv industri og kostnaden ved leveranser av kraft til de ulike *kjøpergruppene* alminnelig forsyning, treforedling og kraftintensiv industri. Av denne framgår at det relative forhold for treforedling har økt noe over perioden 1978 til 1986, mens det for alminnelig forsyning har økt relativt sterkt. Dette betyr at over perioden har den kostnadsbegrunnede forskjellen i kraftpriser mellom gruppene alminnelig forsyning, kraftintensiv industri og treforedling avtatt. Dette skyldes som tidligere nevnt stigende utbytte med hensyn på skalaen i overføring/distribusjon inklusive nedgang i krafttapene. Av tabellen ser vi også at korreksjonsfaktoren for alminnelig forsyning fra 1986 til 1988 igjen har avtatt slik at den i 1988 er på nivå med koeffisienten i 1978. Dette skyldes ifølge NVE, at en i 1987/1988 fikk endrede beregningsmetoder for disse kostnadene, og at dette slo relativt kraftig ut for alminnelig forsyning. Metoden medfører et *skift* i disse kostnadene som også skulle vært tatt hensyn til i de tidligere årene, slik at tidsutviklingen fra 1978-1986 ville være den samme. I de videre beregningene i dette notatet har en lagt 1988-tallene til grunn.

NVE benytter 40 års levetid av kraftanleggene ved beregning av kostnadene. De har imidlertid også beregnet kostnadene ved henholdsvis 50 og 60 års levetid. Deres beregninger



konkluderer med at det ikke spiller noen vesentlig rolle for kostnaden om levetiden utvides til 60 år da vedlikeholdsutgiftene for anlegg som er eldre enn 40 år vil øke. Disse beregningene er usikre, og forskjellen utgjør bare om lag 1 øre/kWh. NVE anbefaler derfor at det fortsatt benyttes 40 års levetid (NVE (1988)).

Ved store offentlige investeringer anbefaler Finansdepartementet å nytte 7 prosents kalkulasjonsrente ved beregning av investeringskostnadene. Over en 20-års periode vil en ved hjelp av nasjonalregnskapstall finne at den gjennomsnittlige avkastningen av kapital i norsk industri har vært om lag 7 prosent. Dette betyr at en alternativ avkastning av den kapitalen som nyttes i kraftsektoren er 7 prosent. Dette gjenspeiler derfor kostnaden ved å nytte kapitalen i kraftsektoren istedet for direkte i industrien, gitt at ikke denne avkastningen nettopp er en følge av de lave elektrisitetsprisene. Kapitalavkastningen i sektoren metaller har de siste 20 årene vært i overkant av 8 prosent og i resten av industrien litt under 7 prosent. I den siste trekker sektorene kjemiske råvarer og treforedling, sektorer med lave kraftpriser ned. I tabell 6 gjengis langtidsgrensekostnad for vannkraft (NVE) beregnet ved 7 prosents kalkulasjonsrente.

I beregningen av likevektspriser senere i dette notatet spiller det liten rolle om en nytter 5 eller 7 prosents kalkulasjonsrente. Det skyldes at kostnadene i kraftsektoren vesentlig er kapitalkostnader og at det er det relative forholdet mellom kostnadene ved leveranser til alminnelig forsyning og kraftintensiv industri som er vesentlig. I en vurdering av om det er bygget ut for mye eller for lite kraft i forhold til betalingsvilligheten er imidlertid kalkulasjonsrenten viktig.

Tabell 6: Langtidsgrensekostnader pr. 1/1 1988. Øre/kWh.

Referansepunkt	Kalkulasjonsrente		
	5%	6%	7%
Alminnelig forsyning, kraftstasjonsvegg	20,8	23,4	26,3
Alminnelig forsyning, hovedfordelingsnett	26,6	30,0	33,6
Alminnelig forsyning, fordelingsnett/abonment	33,0	37,0	41,4
Kraftintensiv industri, kraftstasjonsvegg	18,8	21,4	24,3
Kraftintensiv industri, hovedfordelingsnett	22,4	25,4	28,8

Kilde: NVE.

### 3.6 Sammenlignbare priser i et ikke optimalt utbygd og utnyttet system

Det er interessant å se hvordan korreksjonsfaktoren endres som følge av lavere kalkulasjonsrente og lavere pris på kraft enn den som svarer til pris lik langtidsgrensekostnad. For det første diskuteres stadig hva den "riktige" kalkulasjonsrenten er. For det andre har utbyggingen av ny kapasitet funnet sted selv om prisene ikke tilsvarer kostnadene ved ny utbygging. Kapitalkostnadene avtar med avtagende kalkulasjonsrente. Hvis produksjonen i de tre leddene kraftproduksjon, overføring og fordeling bare trenger innsats av kapital vil reduksjonen i kostnader i de tre leddene være proporsjonale og korreksjonsfaktoren vil være uendret som følge av endret kalkulasjonsrente. I beregning av *LGK*; inngår imidlertid også krafttapet.

Den optimale mengden krafttap vil isolert sett øke med avtakende kostnader i kraftproduksjon (kraften har en lavere verdi slik at tapet koster mindre), men samtidig minke med lavere kalkulasjonsrente i overføring og fordeling (det blir billigere å investere for å unngå tap. Virkningen på korreksjonsfaktoren er dermed usikker. I beregning av langtidsgrensekostnad inngår også arbeidskraftkostnader og andre kostnader som utgjør en større andel i overføring og fordeling enn i produksjon. Det er dermed usikkert om korreksjonsfaktoren vil gå opp ved bruk av en kalkulasjonsrente på 7% istedet for de 5% vi har nyttet i våre beregninger. Hvis korreksjonsfaktoren endres som følge av endring i kalkulasjonsrenten vil endringen bli relativt sterkest for den gruppen som har de største krafttapene og de største overføringskostnadene.

Alle komponenter i det norske vannkraftsystemet er dimensjonert slik at kostnadene per kWh motsvares av verdien av de framtidige langtidsgrensekostnader (beregnet med 7% kalkulasjonsrente). Dette er riktig så lenge vi har et *optimalt* utbygget system hvor prisene til enhver tid er lik langtidsgrensekostnadene. Siden dette ikke er tilfelle i det norske kraftmarkedet er det foretatt en overdimensjonering av det norske kraftsystemet, bl.a. en kraftig overdimensjonering på overførings- og fordelingsiden. Dette betyr at langtidsgrensekostnaden ved levering av ny kraft til alminnelig forsyning er betydelig overvurdert sett i forhold til en likevektssituasjon hvor alle grupper betaler samme pris. Dette trekker i retning av at korreksjonsfaktoren for grupper med betydelig overføring er beregnet for lav gjennom en for høy verdsetting av krafttapet. Det er ikke mulig å trekke noen bastant konklusjon om hvorvidt den relative korreksjonsfaktoren mellom grupper som er beregnet for et optimalt utbygget og utnyttet system er for lav eller for høy i forhold til korreksjonsfaktoren i et ikke optimalt utbygd og utnyttet system. Nedenfor har en benyttet de beregnede korreksjonsfaktorer.

### 3.7 Prisdiskriminering mellom kjøpergrupper

Med utgangspunkt i de beregnede korreksjonsfaktorene beregnes kraftpriser referert kraftstasjonsvegg for de ulike grupper av kraftkjøpere. I tillegg til denne korrigeringen er det tatt hensyn til at det er knyttet ulike administrasjonskostnader til ulike abonnenter. Fastleddet i husholdningstariffen antas i gjennomsnitt å være et rimelig anslag på administrasjonskostnadene knyttet til abonnenter innen alminnelig forsyning. *Kostnadsforskjellen* mellom abonnenter innen alminnelig forsyning og kraftintensiv industri er i 1988 anslått til om lag 3 øre/kWh. For tidligere år er det i tabell 7 forenklet antatt at beløpet utgjør en fast prosent av prisen til disse gruppene. Prisene i tabell 7 kan sies å være priser på en *homogen kraftvare*.

Tabell 7: Kraftpriser fra el.statistikken - "kostnadsreduert" slik at de er referert "kraftstasjonsvegg". Øre/kWh. Løpende priser.

	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988
Husholdninger og Jordbruk	6,4	7,2	8,0	9,2	10,6	13,0	15,5	16,7	18,3	18,1	18,5
Privat og Offentlig tjenesteyting	7,4	8,0	8,9	10,2	11,9	14,6	16,8	17,8	19,4	19,1	19,4
Annen industri	6,4	6,9	7,5	8,8	10,5	13,4	15,0	15,2	16,3	16,7	16,5
Treforedling	4,9	5,2	6,1	6,7	8,4	7,2	8,6	9,8	9,9	10,1	11,5
Kraftkrevende industri	3,7	3,9	4,5	5,0	5,3	5,4	6,7	7,5	8,2	8,3	8,6

Tabell 8 viser hva ulike sektorer har betalt for kraften i prosent av hva sektoren som betaler mest har betalt. Det er betydelig prisdiskriminering i det norske kraftmarkedet.

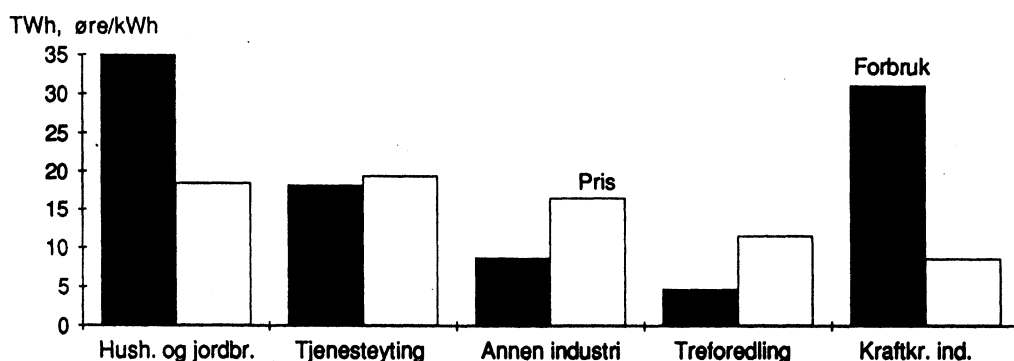
Kraftintensiv industri betalte i 1988 bare 45% av den pris som tjenesteytende næringer betalte og bare 50% av hva annen industri betalte for den samme varen. Prisdiskrimineringen har økt noe fra 1978 til 1988, da kraftintensiv industri i 1978 betalte om lag 50% av prisen til tjenesteyting, korrigert for ulike overførings- og fordelingskostnader, ulike brukstider og ulikt effektuttak. Treforedlingssektoren betalte en pris som er om lag 60 % av prisen til tjenesteyting i 1988. Også for denne sektoren har prisen relativt til andre sektors pris falt over tid. På grunn av korreksjon for fastleddet i husholdningstariffen er prisdiskrimineringen vist i tabell 3.7.2 noe mindre enn beregnet i Bye og Strøm (1987).

Tabell 8: Sammenlignbare kraftpriser i prosent av pris betalt av tjenesteytende næringer. Prisdiskriminering i prosent.

	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988
Husholdninger og jordbruk	0,86	0,90	0,90	0,90	0,89	0,88	0,92	0,94	0,94	0,95	0,95
Privat og Offentlig tjenesteyting	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Annen industri	0,86	0,87	0,85	0,86	0,88	0,92	0,89	0,85	0,84	0,88	0,85
Treforedling	0,65	0,65	0,69	0,66	0,69	0,49	0,51	0,55	0,51	0,53	0,59
Kraftkrevende industri	0,50	0,49	0,51	0,49	0,45	0,40	0,40	0,42	0,42	0,43	0,45

Figur 3.1 viser de sammenlignbare prisene på kraft i Norge i 1988, og kraftmengdene som er omsatt til de ulike kjøpergruppene. De to store forbrukergruppene er husholdninger og kraftintensiv industri. Prisforskjellen mellom disse to gruppene er svært stor. Prisdiskrimineringen omfatter derfor svært store kraftmengder, noe som tyder på at det eksisterer et betydelig effektivitetspotensiale ved utjevning av prisene.

Figur 3.1 Priser og forbruk av kraft referert kraftstasjonsvegg. Øre/kWh. 1988



## 4 Et effektivt kraftmarked

### 4.1 Likevektspriser i det norske kraftmarkedet

Et optimalt prissystem der alle brukergrupper betaler lik pris for en *beregnet homogen* kraftvare er et alternativ til prissystemet i det norske kraftmarkedet idag. I dette avsnittet beregnes likevektspriser i det norske kraftmarkedet. Metoden er tidligere benyttet i Bye og Strøm (1987).

Anta at etterspørsselfunksjonen for brukergruppe (sektor)  $i$  er gitt ved

$$X_i = A_i(P_i)^{\varepsilon_i}, \quad (9)$$

der  $X_i$  er etterspørsel fra sektor  $i$ ,  $A_i$  er et konstantledd,  $P_i$  er kjøperprisen på elektrisitet og  $\varepsilon_i$  er priselastisiteten for sektor  $i$ . Den angitte funksjonsformen er enkel, i og med at det forutsettes at det bare er prisen som påvirker kraftetterspørselen. En rekke andre faktorer vil trolig også påvirke etterspørselen etter kraft. Den generelle økonomiske utviklingen i samfunnet, sammensetningen av veksten på ulike næringer, teknologisk utvikling, utvikling i kostnader og produktpriser vil påvirke kraftetterspørselen i økonomien.

Den makroøkonomiske modellen MSG er en likevektsmodell der elektrisitet inngår som en produksjonsfaktor. Produksjonsstrukturen i denne modellen er kjennetegnet ved at elektrisitet og olje er substituerbare varer i et energiaggregat i hver sektor. Dette energiaggregatet står i et substitusjonsforhold til produksjonsfaktorene kapital, arbeidskraft og vareinnsats (eksklusive energi). Produksjonen av de ulike varene bestemmes i modellen av enhetsprisen på varen og produktetterspørselen. Etterspørselen faller med økende enhetspris på varen. Totale priselastisiteter, kan defineres som elastisiteter der alle modellens virkninger fra elektrisitetsprisene på elektrisitetsetterspørselen er innkalkulert. Totale priselastisiteter kan avledes fra MSG. Dette gjøres ved å endre elektrisitetsprisene eksogent og finne endringene i hver sektors elektrisitetsetterspørsel som følge av de initiale prisendringene. I Longva et al. (1985) er slike totale priselastisiteter for elektrisitet beregnet under en betingelse om at handelsbalansen skal være den samme før og etter den eksogene endringen i elektrisitetsprisene, se tabell 9.

På kort sikt vil MSG overvurdere prisfleksibiliteten i økonomien. Tregheter i tilpasningen til nye elektrisitetspriser tilsier på kort sikt lavere elastisiteter. For å belyse effekten av lavere elastisiteter enn de som kommer ut av MSG er priselastisitetene i et LAV-alternativ satt til -0,1 for alle innenlandske sektorer, dvs. at en 1 prosents prisøkning på elektrisitet forventes å gi en reduksjon i elektrisitetsetterspørselen på 0,1 prosent. Priselastisiteten for eksport er satt til -3,0 i alle de tre alternativene.

I HØY-alternativet er elastisitetene som i MSG-alternativet for sektorene treforedling og kraftintensiv industri. I de øvrige sektorene (unntatt eksport) er elastisitetene satt til -0,9. Disse høyere elastisitetene kan begrunnes med at MSG gir for liten reduksjon i kapitalbruken i treforedling og kraftintensiv industri som følge av økningen i elektrisitetsprisen. I MSG fører en prosents økning i elektrisitetsbruken til at disse sektorene bruker 0,06 prosent mindre kapital, jfr. Bjerkholt et al. (1983). Mikroanalyser av disse sektorene tyder på at reduksjonen i kapitalbruken vil bli langt sterkere, jfr. Bye og Førstund (1989 og 1990) og Bye, Førstund og Johnsen (1990). Med gitt total kapitaltilgang vil det derfor på lang sikt bli frigjort mer kapital for de øvrige sektorene i økonomien. Dette vil føre til en sterkere økning i elektrisitetsforbruket

i de tre sektorene husholdninger og jordbruk, tjenesteyting og annen industri enn det bruk av MSG-elasticitetene gir. Tabell 9 viser de tre settene av elasticiteter som er benyttet ved beregningene.

Tabell 9: Priselasticiteter for elektrisitet, tre alternativer.

Sektor:	LAV	MSG	HØY
- husholdninger og jordbruk	-0,10	- 0,54	-0,90
- tjenesteytende foretak	-0,10	- 0,70	-0,90
- annen industri	-0,10	- 0,59	-0,90
- treforedling	-0,10	- 0,65	-0,65
- kraftkrevende industri	-0,10	- 0,69	-0,69
- eksport	-3,00	-3,00	-3,00

Ved beregning av likevektsprisen må følgende markedsklareringsbetingelse være oppfylt,

$$\bar{X} = \sum_i A_i \left( \frac{\bar{P}}{b_i} \right)^{\epsilon_i}, \quad (10)$$

der  $\bar{X}$  er den gitte produksjonsmengde av kraft ved kraftstasjonsvegg i beregningsåret og  $\bar{P}$  er den nye likevektsprisen ved kraftstasjonsvegg. Faktoren  $b_i$  korrigerer likevektsprisen på den homogene varen for kostnadsbegrunnede forskjeller, jfr. avsnittet om langtidsgrensekostnader foran. Likevektsprisen finnes ved å simulere modellen 10.

Med utgangspunkt i de nye likevektsprisene kan det beregnes hvor mye hver enkelt sektor har betalt for mye/lite for kraften i utgangssituasjonen i forhold til i en situasjon med likevektspris. Dette beløpet,  $\Delta_i$ , kan beregnes ved formelen

$$\Delta_i = X_i^o \left( P_i^o - \frac{\bar{P}}{b_i} \right), \quad (11)$$

hvor  $X_i^o$  er sektor  $i$ 's forbruk av elektrisitet i utgangssituasjonen målt hos forbruker og  $P_i^o$  er kjøperprisen til sektor  $i$  i utgangssituasjonen. Beløpet  $\Delta_i$  kan betraktes som en "skatt" for de sektorer som har betalt for mye for kraften, og som en "subsidie" for de sektorer som har hatt en kraftpris lavere enn likevektsprisen i utgangspunktet. Ved beregningen av disse beløpene er det tatt utgangspunkt i de initiale forbruksmengdene. Innføring av likevektspris vil føre til at disse kvantaene endres.

Tabell 10 viser likevektspriser, kjøperpriser samt subsidiebeløp for hver sektor for de tre ulike settene av elasticiteter. I alternativet med elasticiteter fra MSG blir likevektsprisen 12,6 øre/kWh ved kraftstasjonsvegg. For sektoren husholdninger og jordbruk innebærer dette en kjøperpris på 25,1 øre/kWh. I 1988 betalte denne sektoren 35,5 øre/kWh. Ved uendret forbruk innebærer dette en "skatt" på 3,2 milliarder kroner i 1988. Kjøperprisen til kraftintensiv industri var i 1988 10,3 øre/kWh. Innføring av likevektspris ville medføre en kjøperpris til denne sektoren på 15,0 øre/kWh. Denne sektoren betalte dermed om lag 1,3

Tabell 10: Likevektspriser på kraftstasjonsvegg, kjøperpriser og skatte-/subsidiebeløp. 1988. Beregnet ved ulike elastisiteter.

Sektorer	HØY		MSG		LAV	
	kjøperpris øre/kWh	subsidiebeløp mill.kroner	kjøperpris øre/kWh	subsidiebeløp mill.kroner	kjøperpris øre/kWh	subsidiebeløp mill.kroner
Husholdninger og jordbruk	27,3	-2521	25,1	-3210	18,0	-5390
Privat og offentlig tjenesteyting	27,3	-1550	25,1	-1908	18,0	-3042
Annen industri	27,3	- 350	25,1	- 521	18,0	-1063
Treforedling	17,8	128	16,1	60	11,0	- 154
Kraftintensiv industri	16,5	1704	15,0	1289	10,2	- 26
Eksport	17,8	659	16,1	546	11,0	186
SUM netto overføring		-1930		-3745		-9488

milliarder kroner for lite for sin kraft i 1988 sett i forhold til en situasjon med likevektspris. Likevektsprisen ved bruk av HØY-elastisitetene blir 13,9 øre/kWh. Dette fører til noe høyere kjøperpriser, men forskjellene i forhold til MSG-alternativet blir ikke store. LAV-elastisitetene gir en likevektspris på 8,6 øre/kWh. Om denne likevektsprisen legges til grunn viser det seg at alle innenlandske etterspørrere betalte for mye for kraften i 1988. I denne situasjonen har kraftselgerne diskriminert mellom innenlandske og utenlandske kraftkjøpere. Den lave prisfølsomheten innenlands fører til at likevektsprisen faller svært lavt før markedet klareres. Dette viser virkningen på helt kort sikt av å innføre likevektspris i kraftmarkedet. På så kort sikt sees det bort fra at kraftselgerne kan opprette kontrakter for eksport av norsk fastkraft til utlandet. Det vil være mulig å oppnå mer enn 8,5 øre/kWh i slike kontrakter. På kort sikt vil det bare være kraftsektoren av de innenlandske sektorene som taper på en innføring av likevektspris. Dette ville for eksempel kunne blitt situasjonen om likevektspris var blitt innført i 1989. Dette viser klart at kraftsektoren på kort sikt beskatter resten av økonomien.

Det kan hevdes at elastisiteten på -0,69 for kraftintensiv industri er svært lav for en næring som er sterkt konkurranseutsatt. I Bergan et al. (1986) ble det estimert eksportelastisiteter for endel industrisektorer i norsk økonomi. Elastisiteten for kraftintensiv industri ble estimert til -1,8, altså en relativt sterk volummessig reaksjon på en prisendring. Ved å sette inn denne elastisiteten for kraftintensiv industri i HØY-alternativet i tabell 4.1.1 beregnes nye likevektspriser, subsidie og skattebeløp. Resultatene ble som under MSG-alternativet i tabell 4.1.2. At likevektsprisen i dette tilfelle synker i forhold til høy alternativet er naturlig. Sektoren med de laveste elektrisitetsprisene initialt vil med en høyere elastisitet frigjøre større mengder kraft. Sektorene som skal utnytte denne kraften må få en ytterligere prisnedgang for at markedet skal klareres på nytt.

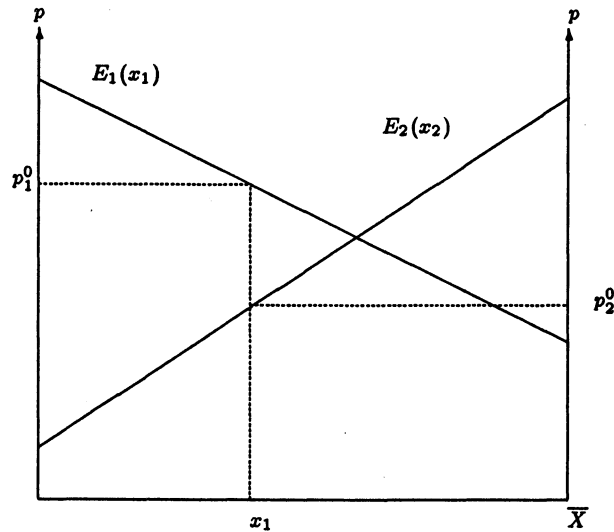
## 4.2 Effektivitetsgevinst ved likevektspris i det norske kraftmarkedet

I et marked for en homogen vare der ulike kjøpere står overfor ulike priser vil det eksistere et effektivitetstap. En fjerning av prisforskjellene mellom kjøperne vil realisere en effektivitetsgevinst.

Figur 4.1 viser et marked med to kjøpergrupper der den ene gruppens (gruppe 1's) etterspørsel måles fra venstre og den andre gruppens etterspørsel måles fra høyre mot venstre. Lengden av grunnlinjen i figuren viser den samlede tilgang av varen ( $\bar{X}$ ). Prisene til de to gruppene måles langs de vertikale aksene.  $E_i(x_i)$  gir etterspørselsfunksjonene på prisform.

Markedet i figur 4.1 fungerer ikke effektivt i og med at gruppe 1 står overfor en høyere

Figur 4.1 Stilisert marked med prisdiskriminering.



pris enn gruppe 2 ( $p_1^0 > p_2^0$ ).  $x_1$  måler det kvantum som går til gruppe 1 og  $x_2 = \bar{X} - x_1$  viser det kvantum som går til gruppe 2. I figur 4.1 tilfaller et areal tilsvarende  $p_1^0 x_1 + p_2^0 x_2$  produsentene. Konsumentoverskuddet for gruppe 1 blir i tilfellet med generelle ikke-lineære funksjoner

$$\int_0^{x_1} E_1(z) dz - p_1^0 x_1,$$

og for gruppe 2

$$\int_{x_1}^{\bar{X}} E_2(z) dz - p_2^0 x_2.$$

Fra dette blir summen av de beløp som tilfaller produsent og konsumenter

$$\int_0^{x_1} E_1(z) dz + \int_{x_1}^{\bar{X}} E_2(z) dz.$$

Figur 4.2 viser det samme markedet etter at de to kjøpergruppene stilles overfor samme pris.

Markedet er nå i likevekt og de to gruppenes marginale vurdering av den sist omsatte enheten i markedet er lik. Summen av de beløp som i dette tilfellet tilfaller produsenter og konsumenter kan skrives

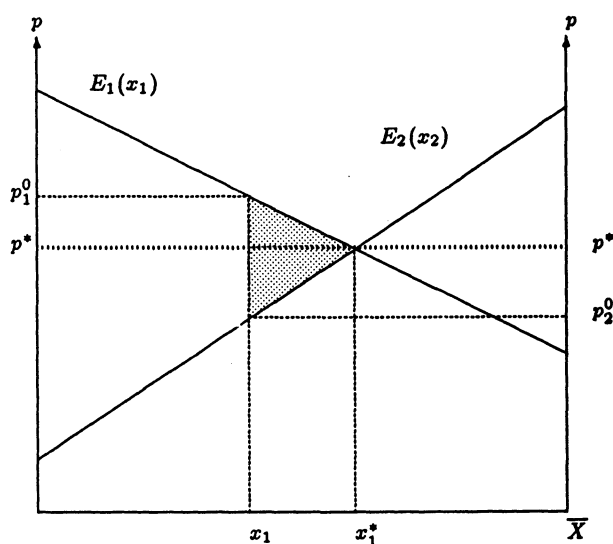
$$\int_0^{x_1^*} E_1(z) dz + \int_{x_1^*}^{\bar{X}} E_2(z) dz.$$

Prisutjevningen har realisert en effektivitetsgevinst (eg. fjernet et effektivitetstap) lik den

skraverte trekanten i figur 4.2, dvs.

$$\int_{x_1}^{x_1^*} E_1(z) dz - \int_{x_1}^{x_1^*} E_2(z) dz.$$

Figur 4.2 Stilisert marked med likevektspris.



Dette kan generaliseres til å gjelde i et marked med mer enn to kjøpergrupper og metoden kan anvendes til å beregne effektivitetsgevinsten av å jevne ut prisene i det norske kraftmarkedet. I forrige avsnitt ble likevektsprisene innenfor en statisk modell beregnet under ulike forutsetninger om etterspørselastisitetene. Ved beregning av effektivitetsgevinsten av en prisutjevning er etterspørselsfunksjonene gitt i relasjon 9 benyttet med de tre alternative settene av etterspørselastisiteter, jfr. tabell 9.

Tabell 11 viser likevektspriser og omsatte kvanta for ulike kjøpergruppene før og etter prisutjevningen. Endringene i omsatte kvanta gjenspeiler hvor prisfølsom elektrisitetsetterspørselen er i de ulike sektorene. Det fremgår av tabell 11 at kvantumsendringene er størst i tilfellet med de høye elastisitetene. Dermed blir også effektivitetsgevinsten størst i dette tilfellet. I tilfellet med lave elastisiteter blir kvantumsendringene mindre. Eksporten reduseres med om lag 7 TWh i tilfellet med høye elastisiteter og elastisiteter fra MSG. Dette kvantumet absorberes av de sektorene som utgjør alminnelig forsyning, husholdninger og jordbruk, tjenesteyting og annen industri. Den samlede effektivitetsgevinsten av prisutjevningen innenfor dette opplegget viser seg å bli mellom 1,2 (LAV) og 4,5 (HØY) milliarder kroner. I alternativet med elastisiteter fra MSG blir gevinsten 3,7 milliarder kroner. Beregningene



Tabell 11: Faktiske priser og mengder og beregnede kjøperpriser og mengder i likevekt. Øre/kWh og TWh.

Næringer	Faktisk		HØY		MSG		LAV	
	Pris	Mengde	Pris	Mengde	Pris	Mengde	Pris	Mengde
Husholdninger og Jordbruk	35,5	35,0	27,3	44,3	25,1	42,2	18,0	37,5
Priv. og off. tjenesteyt.	37,0	18,2	27,3	23,9	25,1	23,9	18,0	19,6
Annen industri	31,9	8,7	27,3	10,0	25,1	10,0	18,0	9,2
Treforedling	14,7	4,7	17,8	4,2	16,1	4,4	11,0	4,8
Kraftkrevende industri	10,3	31,1	16,5	22,5	15,0	24,0	10,2	31,1
Eksport	8,3	7,9	17,8	0,8	16,1	1,1	11,0	3,4

med LAV elastisitetene angir en sannsynlig gevinst på helt kort sikt. Det er grunn til å anta at elastisitetene snarere er høyere enn lavere enn MSG-elastisitetene på lang sikt. Det derfor rimelig å anta at effektivitetsgevinsten er nærmere 4,5 enn 1,2 milliarder kroner.

Hvis elastisiteten i kraftintensiv industri i HØY-alternativet antas å være -1,8 istedet for -0,69, jfr. side 16, beregnes kraftforbruket i kraftintensiv industri i den nye likevekten til 15,8 TWh, det vil si en ytterligere nedgang på 0,7 TWh i forhold til HØY-alternativet, selv om likevektsprisene i dette alternativet blir som i MSG-alternativet. Dette skyldes at elastisiteten i alle sektorene er høyere i dette alternativet enn i MSG-alternativet. På grunn av høyere elastisitet fører samme likevektspris til større volumutslag. I dette tilfellet blir effektivitetspotensialet beregnet til 5,5 milliarder kroner.

### 4.3 Tilleggsgevinst. Effektivisering i kraftkrevende industri

I avsnitt 4.2 foran ble effektivitetspotensialet av å utjevne kraftprisene mellom ulike kjøpergrupper beregnet. I disse beregningene ble tre sett av priselastisiteter for elektrisitet benyttet. HØY-elastisitetene som ble nyttet her ble begrunnet med at MSG-elastisitetene gir en for liten reduksjon i kapitalbruken i kraftintensiv industri og treforedling ved en prisøkning på elektrisitet. Et annet poeng er at produktfunksjonene i MSG-modellen er utformet slik at det er gjennomsnittsteknologien i næringen som beskrives. Innenfor de kraftintensive næringene er det stor forskjell i produksjonsteknologien mellom de ulike bedriftene. I sektorene aluminiums- og ferrolegeringsproduksjon og treforedling kan en med utgangspunkt i bedriftsdata (se Bye og Førstund (1989 og 1990) og Bye, Førstund og Johnsen (1990)) finne disse produktivitetsforskjellene.

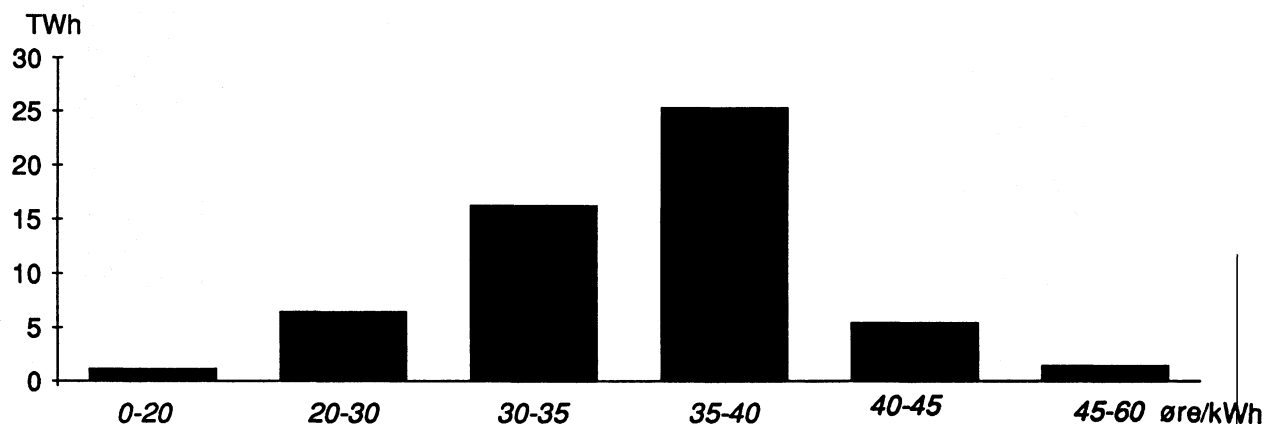
Innføringen av likevektspris vil føre til en avskalling av de *minst effektive* bedriftene innen de tre nevnte sektorene. I tråd med de refererte mikrostudiene ovenfor vil dette gi en produktivitetsfremgang i kraftintensiv industri og treforedling. Det vil gi positive skift i disse sektorenes etterspørsel etter elektrisitet. Effektivitetsgevinsten ved innføring av likevektspris vil dermed øke ytterligere. Denne tilleggsgevinsten er ikke beregnet her.

### 4.4 Prisdiskriminering mellom kjøpere innenfor alminnelig forsyning

I avsnitt 4.2 ble effektivitetsgevinsten av å utjevne prisene mellom 6 store kjøpere av norsk kraft beregnet. Også innenfor de tre gruppene husholdninger og jordbruk, tjenesteyting

og annen industri (alminnelig forsyning) eksisterer det store prisforskjeller. I den årlige elektrisitetsstatistikken innhentes opplysninger om verdi og kvantum av hvert enkelt elektrisitetsverks salg av elektrisitet til ulike kjøpergrupper. Disse dataene gir blant annet informasjon om hvilke prisforskjeller det er på leveranser til kjøpere innen alminnelig forsyning.

Figur 4.3 Omsatte kvanta i ulike prisintervaller, alminnelig forsyning

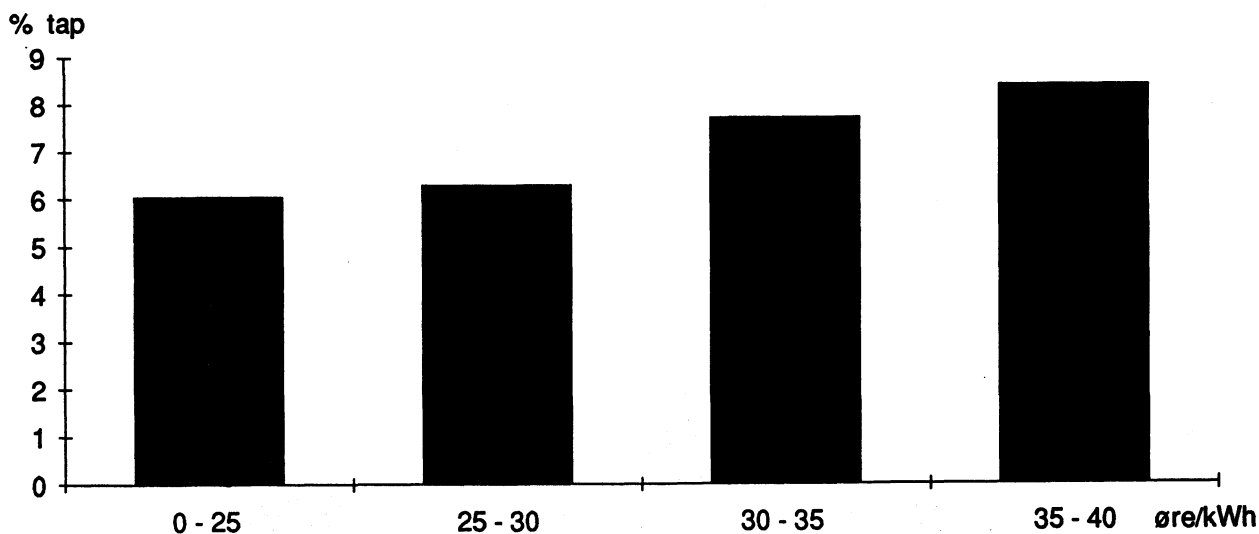


Figur 4.3 viser sluttleveranser av kraft til kjøpere innen alminnelig forsyning innenfor 5 øres prisintervaller. Det totale forbruket innenfor alminnelig forsyning er om lag 58,6 TWh. Denne kraftmengden omsettes med en gjennomsnittspris på 35,6 øre pr. kWh. Av dette omsettes 41,7 TWh (78 prosent) til priser i intervallet 30 til 40 øre pr. kWh. Drøyt 7,7 TWh omsettes til priser lavere enn 30 øre pr. kWh, mens om lag 9,2 TWh omsettes til priser over 40 øre pr. kWh. De observerte prisforskjellene i figur 4.3 kan ha flere årsaker. Ulike nettapsprosent og kostnader til drift av overførings- og fordelingsnett skal i en situasjon med optimale priser gi forskjeller i kjøperprisene. Leveranser til brukere som er lokalisert langt vekk fra områder der kraft produseres medfører større krafttap i nettet og lengre linjer, som er dyrere å anlegge og drive, enn leveranser til brukere nær produksjonsstedet for kraften. På denne bakgrunn kan det ikke utelukkes at prisforskjellene allerede er for små mellom mange kjøpere innenfor alminnelig forsyning. Likevel kan ikke så store prisforskjeller som figuren viser forklares med forskjeller i kostnader alene.

Foran er det argumentert for at forskjeller i krafttap ved leveranse til ulike kjøpergrupper skal føre til forskjeller i kjøperpriser. Figur 4.4 viser krafttap i *detaljfordelingsnettet* i prosent av samlet levering av kraft innenfor de samme prisintervaller som i figur 4.3.

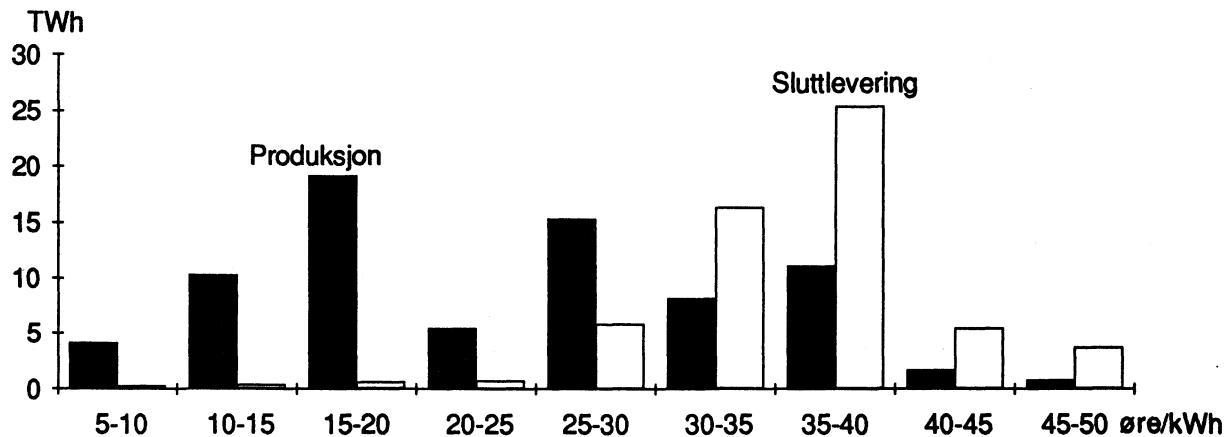
Tapsprosent i prisgrupper over 40 øre/kWh er utelatt på grunn av at det i disse prisgruppene er relativt små omsatte kvanta. Det gir usikre tapsprosent for disse prisgruppene.

Figur 4.4 Krafttapsprosent i detaljfordelingsnettet innen ulike prisintervaller, alminnelig forsyning. 1988



Figur 4.4 indikerer at tapene er høyere i de høyere prisintervallene. Det kan bety at elektrisitetsverkene ved prisfastsettingen til en viss grad tar hensyn til overførings- og fordelingskostnader, og at prisforskjellen mellom de ulike gruppene innen alminnelig forsyning er mindre enn statistikken antyder. En kan heller ikke se bort fra at prisforskjellene er for små tatt i betraktning forskjeller i overførings- og distribusjonskostnader. I denne sammenheng er det viktig å peke på at overføringskostnadene i gjennomsnitt for alminnelig forsyning ligger på omlag 60 prosent av de totale overførings- og fordelingskostnader.

Figur 4.5 Egen produksjon fordelt etter pris på sluttlevering, alminnelig forsyning.



Det kan også være interessant å se hvorvidt elektrisitetsverk som har egen produksjon leverer kraft billig til sine egne abonnenter. Dels kan det være slik fordi disse verkene har kortere overføringskostnader, dels kan det være slik fordi det foregår prisdiskriminering av kunder utenfor eget forsyningsområde.

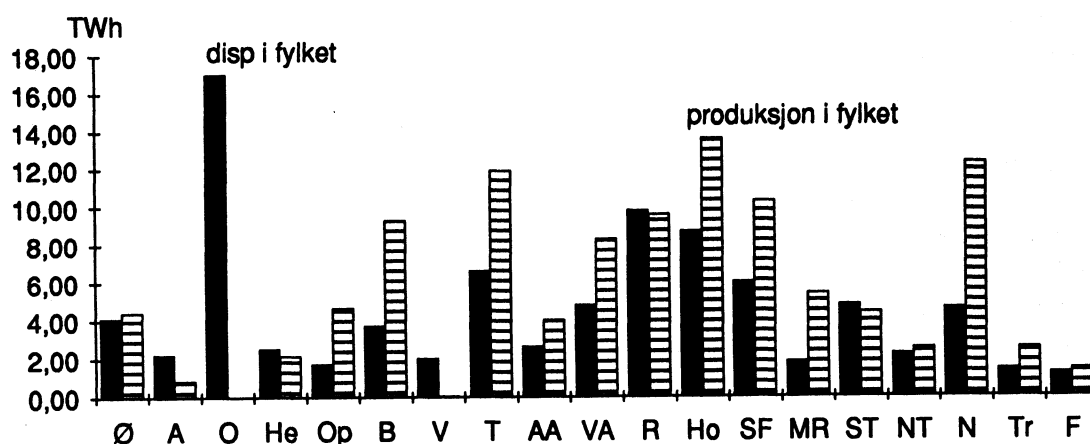
Figur 4.5 viser produksjonen i verk med sluttleveranser til alminnelig forsyning. Verkene er inndelt etter hvilken pris de tar på sine sluttleveringer. Mengden sluttleveringer fra de samme verkene er også tatt med i figuren. Verk med relativt mye egenproduksjon i forhold til sluttleveringer er klart overrepresentert i de lavere prisintervallene. Denne skjevheten kan skyldes lave overførings- og fordelingskostnader til egne abonnenter, fravær av fordyrende mellomledd eller ekte prisdiskriminering mellom egne abonnenter og andre elektrisitetsverk som kjøper overskuddsproduksjonen. De observerte tapene i figur 4.4 viser at deler av, men ikke hele, prisforskjellen kan forklares ved ulike overførings- og fordelingskostnader.

Det er dermed grunn til å anta at det eksisterer et betydelig innslag av prisdiskriminering også innen alminnelig forsyning.

#### 4.5 Fylkesvise kraftmarkeder

Figur 4.6 viser kraftproduksjonen i hvert fylke og hvor stor del av denne produksjonen som kan sies å tilfalle hvert fylke gjennom de eierrettigheter ulike elektrisitetsverk i fylket har. Figuren viser at det er stor forskjell mellom fylkene med hensyn til hvor selvforsynte de er med kraft. Fylkene med størst overdekning er Nordland, Telemark, Buskerud, Hordaland, Sogn og Fjordane, Møre og Romsdal, Vest-Agder og Oppland.

Figur 4.6 Produksjon og eierrettigheter til kraft i landets fylker



I en situasjon med fri omsetning av kraft innen og mellom fylker vil kraft bli solgt til de brukere som er villige til å betale høyest pris. En slik kraftomsetning vil jevne ut prisene mellom fylker. Det eksisterer imidlertid fortsatt betydelige forskjeller i prisen på kraft mellom

fylker i Norge. I Telemark var gjennomsnittsprisen til alminnelig forsyning i 1988 om lag 29,5 øre/kWh. Oslo, Hedmark og Sør-Trøndelag opererte på samme tidspunkt med priser i intervallet 38–39,5 øre/kWh. Dette er ytterligere et tegn på at kraftomsetningen er for regulert til å gi en effektiv utnyttelse av vannkraftressursene.

#### **4.6 Effektivitetsgevinst ved likevektspris innen alminnelig forsyning**

En kan beregne effekten av å utjevne prisene mellom alle kjøpere innenfor alminnelig forsyning, gitt at den samlede kraftmengden omsatt i alminnelig forsyning skal være konstant. Ved beregningen er identiske etterspørselsfunksjoner med en etterspørselastisitet på -0,6 forutsatt å gjelde for alle prisgrupper innenfor alminnelig forsyning. Metoden for beregning av effektivitetspotensialet er nøyaktig den samme som i forrige avsnitt. Prisutjevningen vil i følge beregningene gi en effektivitetsgevinst på 180 millioner kroner. Siden deler av forskjellen antas å være kostnadsbasert kan dette sees på som et maksimalt potensiale. En kan ikke se bort fra at prisforskjellene mellom de som har de jevneste prisene dels også burde være større enn de er i dag. I et slikt tilfelle kan det være et tap forbundet med å jevne ut prisene mellom disse. Dessuten er den delen av utjevningen som skjer mellom gruppene husholdninger, privat og offentlig tjenesteyting og annen industri i gjennomsnitt allerede tatt med i avsnitt 4.2.

#### **4.7 Effektivitetspotensiale i kraftproduksjon**

Ved utbygging av ny produksjonskapasitet for elektrisitetsproduksjon skal de billigste alternativene til enhver tid realiseres først. Historisk har det blitt bygget ut dyre og billige kraftprosjekter om hverandre i Norge. Det har videre vært fokusert relativt lite på kostnadsminimering innenfor de gitte prosjektene, da sektoren direkte har kunnet velte kostnadene over på forbrukerne gjennom kraftprisen. Regnskapene for enkeltprosjekter har også dels vist ekstreme overskridelser i forhold til det planlagte. Videre har sektoren vært detaljregulert gjennom områdekonsesjoner og oppdeckningsplikt innenfor de enkelte regioner. Dette har antakelig medført en ikke optimal utbyggingsrekkefølge og dermed oppdekning av de enkelte regioners kraftetterspørsel. En gjennomregulert sektor som kraftsektoren, med et betydelig innslag av både sentralt og regionalt fastsatte kraftpriser, regionalt orienterte kraftutbyggingsprosjekter, og manglende konkurranse har ført til en ikke kostnadseffektiv og ikke optimal tilpasning av investeringene i sektoren. Sektoren hevder selv at den kan øke produksjonsevnen i det eksisterende kraftsystemet med om lag 5 TWh til kostnader som er betydelig lavere enn kostnaden ved utbygging av nye kraftverk. De nevnte momenter skulle tilsi at det eksisterer et ikke ubetydelig effektivitetspotensiale innen selve kraftproduksjonssektoren. En kan heller ikke se bort fra at det eksisterer et effektiviseringspotensiale innen sektorene overføring og fordeling av kraft. En har foreløpig ikke hatt tilgang til data som har gjort det mulig å beregne et slikt effektivitetspotensiale. Det er svært betenkelig at kraftsektoren, med en kapitalmengde på nivå med hele norsk industri, ikke kjenner de relevante kostnader for å vurdere samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

## 4.8 Langsiktig inntekspotensiale i kraftsektoren

### Vekst i kraftetterspørselen

Likevektsprisene som er beregnet foran for det norske kraftmarkedet forsvarer ikke ny kraftutbygging. Etterspørselen etter kraft vil imidlertid øke over tid både innenlands og i et eventuelt nord-europeisk kraftmarked. Med uendret produksjonskapasitet i det norske kraftproduksjonssystemet vil likevektsprisen på kraft gradvis bli presset opp som følge av høyere kraftetterspørsel. Etterhvert som likevektsprisen på kraft stiger vil overskuddet i kraftsektoren øke.

Ved en optimal tilpasning skal ikke ny vannkraftkapasitet bygges ut før prisen på kraft overstiger enhetskostnaden ved ny utbygging. Hvis kostnadene ved utbygging av nye vannkraftverk er høyere enn utbyggingskostnaden i de verk som allerede er bygget ut vil det oppstå en avkastning av kapitalen i kraftsektoren utover normalavkastningen på kapital i økonomien. Denne ekstra avkastningen, som kalles grunnrente, skyldes knappheten på vannfall som er rimelige å bygge ut.

### Grunnrenten i vannkraftproduksjonen

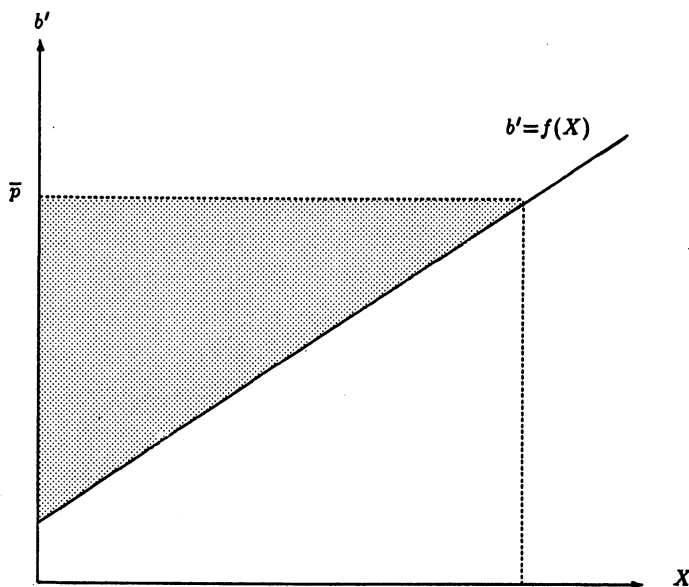
Begrepet grunnrente er illustrert i figur 4.7 der det er skissert en mulig marginalkostnadskurve for det norske vannkraftsystemet. Marginalkostnaden ( $b'$ ) er tegnet som en stigende funksjon ( $f'(X) > 0$ ) av produksjonen ( $X$ ). Kurven er forenklet, egentlig har den en trappetrinnsform der hvert kraftverk utgjør et trappetrinn. Marginalkostnaden omfatter både kapitalkostnader og driftskostnader. Kurven illustrerer at det er avtakende utbytte i vannkraftproduksjonen. Grunnrenten er lik det skraverte feltet i figur 4.7, dvs. arealet mellom prislinjen ( $\bar{p}$ ) og langtidsgrensekostnadskurven.

Det finnes opplagt alternativer til vannkraft som kan være billigere å bygge ut, for eksempel atomkraft. Inntil idag har imidlertid miljølempene ved atomkraft vært vurdert som så høye at atomkraft ikke har vært noe reelt alternativ i Norge. Hvorvidt denne vurderingen vil bli opprettholdt i en tid med sterk fokusering på forurensende utslipp fra bruk av fossile brensler er usikkert. Kullkraft har fram til idag vært sett på som et mulig alternativ, men det har vært dyrere enn vannkraft. Gasskraft er det mest sannsynlige alternativ til fortsatt utbygging av vannkraft. Hvorvidt gasskraft faller billigere enn vannkraft vil spesielt avhenge av hvilken verdi gass har i alternative anvendelser og hvilken verdi som settes på skadene av de forurensende utslippene som forårsakes av brenningen av gass. Det er også grunn til å anta at det kan foretas lønnsomme investeringer som kan øke kapasiteten i de eksisterende vannkraftanlegg relativt mye.

Ved utbygging av ny produksjonskapasitet for elektrisitetsproduksjon skal det billigste alternativet velges. I dette tilfellet vil grensekostnadskurven være monotont stigende, som skissert i figur 4.7. I en situasjon hvor en ikke har fulgt en slik optimal utbyggingspolitikk kan en få et brudd mellom den grensekostnadskurve en har realisert ved den faktiske utbygging og langtidsgrensekostnadskurven en står overfor framover. Hvis dette bruddet representerer et vesentlig og vedvarende skift nedover i kostnad kan det forhindre realisering av deler av grunnrenten i vannkraftsektoren slik den er skissert i figur 4.7. Hvis skiftet er midlertidig vil det bare utsette realiseringen av potensialet.

I det følgende sees det bort fra andre alternativer enn vannkraft for utvidelse av elektrisitetsproduksjonen. Vi antar også at i den grad det er foretatt en feil utbygging så vil dette kun innebære en utsettelse av realiseringen av grunnrenten.

Figur 4.7 Grunnrenten i et vannkraftmarked.



Ideelt sett burde overføring og fordeling skilles ut ved beregning av grunnrenten i vannkraftproduksjonen. Det antas her at det er kostnadsdekning i overførings- og fordelingsdelen av kraftsektoren. En kan beregne den grunnrente som kraftsektoren kunne ha trukket inn i en situasjon hvor alle brukere sto overfor samme kostnadskorrigerte pris og etterspørselen var så høy at denne prisen var lik langtidsgrensekostnad.

Langtidsgrensekostnad for ulike grupper er beregnet av NVE (1988) pr. 1. januar 1988, se tabell 6. Langtidsgrensekostnaden ved levering av kraft til alminnelig forsyning i 1988 vurdert til gjennomsnittspriser i 1988 ved 7 prosent kalkulasjonsrente kan anslås til 42,7 øre/kWh. Kraftkrevende industri og treforedling har høyere brukstid, lavere overføringskostnader og ingen fordelingskostnader. Langtidsgrensekostnaden for levering av kraft til disse sektorene er beregnet til henholdsvis 29,7 og 31,2 øre/kWh.

Anta at en utsatte videre kraftutbygging til prisen tilsvarte kostnaden ved ny utbygging. Med kraftpriser tilsvarende langtidsgrensekostnadene og samme omsatte kvantum som i 1988, ville *avkastningen* i kraftsektoren kunne bli 22 milliarder kroner. *Normalavkastning* beregnet ved 7 prosent rente ville for kraftsektoren utgjøre om lag 12 milliarder kroner. *Grunnrenten* er da det samme året om lag 10 milliarder kroner. Det faktiske driftsresultatet i kraftsektoren i 1988 var ifølge nasjonalregnskapet 9,6 milliarder kroner. Inklusive elektrisitetsavgiften var avkastningen 12 milliarder kroner. På lang sikt vil dermed kraftsektorens inntekter kunne økes med drøye 9 milliarder kroner per år.

Under visse forutsetninger kan en nå beregne nåverdien av denne inntektsøkningen. Anta at prisutjevningen mellom sektorer gjennomføres gradvis. Med stopp i videre kraftutbygging inntil pris tilsvarer langtidsgrensekostnad og med forutsetning om en vektstakt i økonomien på omlag 2 prosent per år er det realistisk å anta at det fulle potensialet er realisert når de fleste langsiktige kraftkontrakter har gått ut (år 2010). Anta videre at økningen er jevn opp til dette nivået fra idag. Nåverdien av inntekspotensialet gitt dagens nivå på langtidsgrensekostnadskurven er under disse forutsetninger om lag 70 milliarder kroner.

### **Realisering av det langsiktige inntekspotensialet i kraftsektoren**

Om ny kraftutbygging i Norge utsettes tilstrekkelig lenge vil likevektsprisen på kraft etter hvert kunne nå langtidsgrensekostnaden for ny kraftutbygging. Dette innebærer en situasjon hvor produksjonskapasiteten i kraftsektoren er optimalt tilpasset kraftetterspørselen. I denne situasjonen vil inntektsøkningen i kraftsektoren bli realisert. Dette langsiktige inntekspotensialet i kraftsektoren vil ikke kunne realiseres uten ved økt kraftetterspørsel. Økt kraftetterspørsel kan oppstå som følge av generell økonomisk vekst. Omallokering av kraften ved utjevning av prisene mellom brukere vil være en betingelse for at samfunnet skal være i stand til å ta ut den maksimale gevinsten av en slik vekst. Inntektsveksten i kraftsektoren som følge av høyere kraftpriser forutsettes ikke å gå på bekostning av avkastningen av andre ressurser i andre deler av økonomien, siden kraftkostnadene utgjør en relativt liten andel av de totale kostnader i de fleste næringer. Det må antas at hvis en stiller et kapitalavkastningskrav på 7 prosent så vil dette kunne realiseres selv med høyere kraftpriser. Det vil imidlertid kreve en annen sammensetning av faktorbruken, andre teknologivalg, annen sammensetning av økonomien etc.

Veksten i kraftpriser fra likevektspris til langtidsgrensekostnad vil kunne gi ytterligere omallokering av kraft mellom brukere i forhold til de beregninger som er gjort i avsnitt 4.2. Fordelingen av kraften vil avhenge av veksten i de ulike sektorene og egenskaper ved hver enkelt sektors etterspørselsfunksjoner for kraft.



## 5 Realisering av effektivitetspotensialet

Grunnene til at det har oppstått effektivitetstap i kraftsektoren kan deles i tre hovedpunkter

- Organiseringen av kraftforsyningen
- Prisreguleringen i det norske kraftmarkedet
- Utbyggingstakten for norsk vannkraft

Effektivitetsgevinsten i kraftmarkedet kan realiseres ved å ta utgangspunkt i disse tre punktene.

### Organiseringen av kraftforsyningen

Mange av de organisatoriske hindringer for en effektiv utnytting av kraften i Norge er overlevninger fra en tid hvor de muligens kunne gis en rimelig begrunnelse. De fleste av disse hindringene (oppdeckningsplikt, områdekonsesjon etc.) kan imidlertid oppheves uten nevneverdige skadevirkninger. Tvert imot vil færre reguleringer bidra til at et betydelig effektivitetspotensiale kan realiseres.

Kraftforsyningen kan inndeles i en gruppe som utmerket kan fungere innenfor et konkurransemarked og en annen gruppe med aktører som kan klassifiseres som naturlige monopoler. De fleste produksjonsverk hører naturlig hjemme under den frie markedsdelen, mens fordelingsverkene kan klassifiseres som naturlige monopoler. Dagens organisering med betydelig vertikal integrering går helt på tvers av en slik inndeling der både produksjonsverk og fordelingsverk er integrerte enheter. Produksjonsverk bør få delta fritt i konkurranse med hverandre og eventuelle kraftimportører. Hvert enkelt fordelingsverk står idag i en monopolsituasjon overfor sine kjøpere. Fordelingsverkene vil ha økonomiske incentiver til å utnytte denne monopolmakten. Det vil gi effektivitetstap ved at fordelingstjenestene prises for høyt og at forbruket blir for lavt. Fordelingsverkene må derfor fratras muligheten til å utøve denne monopolmakten.

Organisering av krafteksporten går i dag kun gjennom ett selskap. Flere selskaper bør få delta på dette markedet. Det vil gi flere verk gode signaler om kraftens verdi i alternative anvendelser.

Med konkurrerende produksjonsverk og generell adgang til eksport og import av kraft vil prisen bli bestemt i markedet. Kraften vil bli kanalisert dit den kaster mest av seg. I et fritt marked vil prisen på det en kan kalle en homogen kraftvare bli lik til alle forbrukere, og effektivitetspotensialet vil bli realisert. Så lenge de langsiktige kontraktene holdes utenfor vil en imidlertid ikke få realisert mer av dette potensialet enn de 180 millioner kroner som er beregnet under punktet om alminnelig forsyning.

De enkelte produksjonsverk har hittil blitt pålagt å føre et finansielt basert regnskap og ikke et kostnadsbasert. Dette har medført at det enkelte verk også har en svært mangelfull oversikt over de faktiske kostnader i sitt verk. I Ot.prop. nr. 57 (1988-1989) tas det til orde for en regnskapsføring som er kostnadsbasert, og dette ble sanksjonert av Stortinget 16. juni 1989. Det gjenstår imidlertid å se hvor raskt verkene klarer å skaffe seg slik kostnadsoversikt.

Stortinget vedtok 6. juni 1990 en ny energilov, Ot.prp. nr. 43 (1989-90). I denne legges det fram flere forslag til hvordan en kan få til en effektivisering av det norske kraftmarkedet. Disse forslagene samsvarer i hovedsak med det som er sagt ovenfor.

## Prisreguleringen i det norske kraftmarkedet

I løpet av 1989 ble det i Norge produsert 119 TWh vannkraft, hvorav 104 TWh ble nyttet innenlands, mens 15 TWh ble eksportert. Prisen på kraft til eksport lå langt under prisen på kraft innenlands. Gjennom 1989 rant også en kraftmengde tilsvarende 6 TWh forbi driftsklar produksjons- og overføringskapasitet. Marginalkostnaden ved å produsere denne kraften ville vært svært lav. På grunn av et meget rigid innenlandsk prissystem for elektrisk kraft opplevde vi en kolossal sløsing med vannkraftressursene i 1989. En ville få en mer optimal bruk av vannkraften hvis en hadde et fleksibelt prissystem innenlands. Prisene i år med relativt stor tilgang vil i et fritt marked isolert sett være lavere enn prisene i år med liten tilgang. Forslaget til ny energilov vil høyst sannsynlig medføre at en i framtiden vil unngå mye av den type sløsing som en hadde i 1989.

Innen forbrukergruppen alminnelig forsyning (hele økonomien unntatt kraftintensiv industri) er det tildels betydelige prisforskjeller. Det hevdes implisitt i den nye energiloven at en vil få en betydelig effektivisering ved å jevne ut prisene innen denne gruppen. Våre beregninger viser at det er relativt små kvanta kraft som omsettes til svært lave og svært høye priser innen denne gruppen. De store kvanta kraft omsettes til priser nær gjennomsnittsprisen. Dette betyr at det ikke vil være så stor gevinst ved utjevning av prisen innen denne gruppen.

Effektivitetsgevinsten øker med mengden kraft som omallokeres og med de initiale prisforskjellene som eksisterer. I det norske kraftmarkedet vil en omallokering av kraft først og fremst skje mellom de to hovedgruppene alminnelig forsyning og kraftintensiv industri. Kraftintensiv industri har idag langsiktige bindende kontrakter som omfatter store mengder kraft til lave priser. Effektivitetspotensialet kan dermed realiseres på minst tre måter

- På lang sikt, når de langsiktige kontraktene med kraftintensiv industri og treforedling går ut bør virkemiddelet være en ren grunnrentebeskatning. Denne må da være knyttet til hvert enkelt verk, der de verk som har lave kostnader betaler en høy skatt per enhet og de som har høye kostnader betaler en lav skatt per enhet. En slik beskatning må imidlertid utformes slik at den sikrer kostnadseffektivitet, dvs. den må inneholde enten økonomiske insitamenter for de enkelte produksjonsverk slik at kostnadseffektivitet oppnås eller den må følges opp med en effektiv kontroll av kostnadssiden i produksjonsverkene.
- Siden prisene for store kjøpergrupper er avtalesfestet gjennom langsiktige kontrakter vil ikke en grunnrentebeskatning av produksjon av kraft påvirke kjøperprisene før kontraktene forfaller. Differensiering av den nåværende elektrisitetsavgiften mellom kjøpere slik at kraftintensiv industri med lave kraftpriskontrakter får høye avgifter og brukere innen alminnelig forsyning får lave avgifter kan imidlertid nyttes. Dette kan gjennomføres rimelig raskt. Det kan også bidra til å hindre at det settes igang nye investeringsprosjekter innenfor den kraftintensive industrien basert på forventninger om lave priser på en ressurs som har en høy alternativverdi. Bedrifter som har kraftkontrakter med lave priser, men gjennom økt elektrisitetsavgift får økte utgifter kan delvis få tilbakeført innbetalt avgift som kontantbeløp i en overgangsperiode med tanke på å lette omstillingene. Lovligheten av dette er tidligere utredet av Myrvollutvalget (1979). I dette tilfellet vil en også få en gradvis overgang og en så rask endring at nye utbygginger for

å dekke etterspørselsøkningen fra alminnelig forsyning kan utsettes.

- Oppheving av alle kontraktsbegrensninger som går på hva de enkelte bedrifter med kraftkontrakter kan nytte kraften til. En kan tillate at disse bedriftene deltar i et fritt kraftmarked. Dette vil medføre at bedriftene klarere ser alternativverdien av den kraften de bruker. Over tid vil dette bidra til en utjevning av prisene. Et problem med dette alternativet kan være at bedrifter med kraftkontrakter høster en stor del av gevinsten, mens samfunnet ellers belastes med kostnadene ved omstilling.
- Gradvis tilpasning av prisene til den kraftintensive industrien etterhvert som de langsiktige kontraktene forfaller fra 1996-2020. I dette tilfelle bør en samtidig gi klart uttrykk for at prisen på eventuelle nye kontrakter til denne industrien vil være betydelig høyere enn i de gamle kontraktene, og at de må gjenspeile alternativverdien av kraften i andre anvendelser. Et problem med dette alternativet er at kontrakter med vesentlige mengder kraft først vil forfalle etter århundreskiftet. En utsettelse av realiseringen av potensialet vil i seg selv medføre et tap (lavere nåverdi).

En omorganisering av kraftmarkedet uten en revurdering av de langsiktige kontraktene vil bare danne en nødvendig premis for at det store effektivitetspotensialet kan tas ut ved at all kraft omsettes i et fritt marked.

I en omstillingsprosess kan det oppstå driftsunderskudd i enkelte elektrisitetsverk. Kostnader ved finansiering av disse underskudd må tas med i vurderingen av hvor raskt omstillingen skal skje. Store bundne kapitalmengder i de næringer som har lave kraftpriser kan også være et element som bidrar til at omstillingen bør ta tid. I denne sammenheng er det antakelig nødvendig at de økte elektrisitetsskattene finansierer deler av disse bedrifters underskudd i en overgangsfase.

## Utbyggingstakten

Det er grunn til å tro at en gjennomregulert sektor som kraftsektoren, med et betydelig innslag av administrativt fastsatte priser ikke har tilpasset sine investeringer optimalt. Det er videre grunn til å tro at manglende konkurranse mellom de ulike enhetene har medført en ikke kostnadseffektiv tilpasning i sektoren samlet. Det er imidlertid med utgangspunkt i det datamateriale som foreligger svært vanskelig å beregne et mulig effektivitetspotensiale i denne delen av sektoren. Det er svært betenkelig at kraftsektoren, med en kapitalmengde om lag på nivå med hele norsk industri, kjenner de relevante kostnader for å vurdere samfunnsøkonomisk lønnsomhet så dårlig.

Den beregnede likevektsprisen i vår modell ligger langt under kostnaden ved å bygge ut ny kraft. Ny kapasitet bør ikke bygges ut før prisen tilsvarer langtidsgrensekostnad. Over tid vil etterspørselen og dermed betalingsvilligheten for kraft øke. Etterhvert vil dermed en likevektspris lik langtidsgrensekostnad realiseres, slik at hele den beregnede grunnrenten hentes inn av kraftsektoren. Denne kan igjen hentes inn av det offentlige ved en grunnrentebeskatning. Det er svært avgjørende at signaler om en sannsynlig prisutvikling på elektrisk kraft kommer aktørene i markedet til del. Nye ulønnsomme investeringer i kraftproduksjon og kraftintensiv industri vil dermed kunne unngås.

## 6 Konklusjoner/Sammendrag

Det er betydelige prisforskjeller mellom de ulike brukerne av det vi kan kalle en homogen kraftvare, dvs. for kraft der en har korrigert for kostnadsforskjeller begrunnet i ulik brukstid, ulik effekt, og ulike overførings- og fordelingskostnader. Lavest kostnadskorrigert pris betaler kraftintensiv industri, høyest pris betaler tjenesteytende sektorer. Prisen til kraftintensiv industri var kun om lag 45 prosent av prisen til tjenesteytende sektorer i 1988.

Det eksisterer et betydelig effektivitetspotensiale ved omorganisering av det norske kraftmarkedet. Effektivitetspotensialet kan summeres opp i noen punkter

- Gevinst ved en mer optimal utnyttelse av innsatsfaktorene innen kraftsektoren. Denne gevinsten er ikke beregnet i denne rapporten.
- Omallokering av kraft mellom brukere innen alminnelig forsyning er beregnet til å gi en gevinst på 100-200 millioner kroner per år.
- Gevinsten av en omallokering av kraft mellom brukere innen kraftintensiv industri er ikke beregnet i denne rapporten.
- Potensialet ved å omallokere kraft mellom brukeregruppene innen alminnelig forsyning, treforedling og kraftintensiv industri er beregnet til mellom 1,2-4,5 milliarder kroner. Anslaget avhenger av hvilke priselastisiteter en legger til grunn. På kort sikt (små elastisiteter) er potensialet omlag 1,2 milliard per år, på lengre sikt (større elastisiteter) er potensialet beregnet til om lag 4,5 milliarder per år.
- Ved en omallokering av kraften vil det bli tvunget frem en effektivisering innenfor kraftintensiv industri ved at de beste bedriftene overlever og de dårligste bedriftene forsvinner. Effektiviseringspotensialet ved dette er ikke beregnet.
- På lang sikt er det rimelig å forvente at den norske økonomien i gjennomsnitt oppnår en avkastning om lag som idag og at en i kraftsektoren kan hente inn hele grunnrenten. Effektivitetsgevinsten er dermed forskjellen mellom den avkastning kraftsektoren har idag og avkastningen når den henter inn hele grunnrenten. Dette potensialet er beregnet til om lag 9 milliarder kroner per år. Nåverdien av dette beløpet kan under gitte forutsetninger beregnes til om lag 70 milliarder kroner. Hvis det kan stilles elektrisk kraft til rådighet til kostnader under den langtidsgrensekostnad som er beregnet av NVE (for eksempel ved atomkraft - gitt at dette aksepteres politisk) vil dette potensialet være mindre enn beregnet.

En viktig forutsetning for å få realisert effektivitetspotensialet som er beregnet i denne rapporten er at kraftsektoren omorganiseres i retning av produksjonsverk i et fritt marked og strengt styrte naturlige monopoler som fordelingsverkene er. Prisene på kraft må dannes fritt i dette markedet. Et hovedpoeng er at prisene må være fleksible slik at den kapasitet som eksisterer utnyttes. Priser til de ulike brukere må være like for en homogen kraftvare, dvs. at prisene referert kraftstasjons vegg med samme effekt og brukstid skal være like for alle kraftkjøpere.

Omorganiseringen av kraftmarkedet vil imidlertid bare realisere det beregnede effektivitetspotensialet om kjøperprisen på kraft til kraftintensiv industri og treforedling løsrives fra de langsiktige kraftkontraktene. Det kan gjøres på flere måter

- På grunn av eksisterende kontrakter kan en foreløpig ikke ta i bruk en effektiv og optimal grunnrentebeskatning av kraftverk (differensiert beskatning av kraftverk). Elektrisitet-savgiften (kjøpsavgift) kan imidlertid differensieres etter bruker, slik at brukere med lav pris får høy avgift og brukere med høy pris får lavere avgift.
- Oppheve alle kontraktsbegrensninger som regulerer hva de enkelte bedrifter med langsiktige kraftkontrakter kan nytte kraften til. Bedriftene kan tillates å selge sin kontraktskraft videre.
- Gradvis tilpasning av prisene til den kraftintensive industrien slik at de gjenspeiler kraftens alternativkostnad. Etterhvert som de langsiktige kontraktene forfaller fra 1996-2020 bør det samtidig gis klart uttrykk for at prisen i eventuelle nye kontrakter til denne industrien vil være betydelig høyere og mer fleksible enn i de gamle kontraktene.

Det langsiktige potensialet kan realiseres ved en mer markedsorientert kraftomsetning og ved at en ikke foretar ny kraftutbygging før en har realisert en situasjon hvor alle brukere betaler samme pris for en beregnet homogen kraftvare og der prisnivået gjenspeiler marginalkostnadene ved å bygge ut ny kapasitet.

## Referanser

- Bergan R., Å. Cappelen, S. Longva og N. M. Stølen (1986): "MODAG A - A Medium Term Annual Macroeconomic Model of the Norwegian Economy", *Discussion Paper no. 18*, Statistisk sentralbyrå, Oslo.
- Bjerkholt O., S. Longva, Ø. Olsen, and S. Strøm (1983): "Analysis of Supply and Demand of Electricity in the Norwegian Economy", *Samfunnsøkonomiske studier - SØS 53*, Statistisk sentralbyrå, Oslo.
- Bye, T., og S. Strøm (1987): "Kraftpriser og kraftforbruk", *Sosialøkonomen*, 87/4, Oslo.
- Bye, T., og F. Førsund (1990): "Structural Change in the Norwegian Primary Aluminium Industry", *Working Paper No. 37/1990*, Senter for anvendt forskning, Norges Handelshøyskole, Sosialøkonomisk institutt, Universitetet i Oslo, Oslo 1990.
- Bye, T., og F. Førsund (1989): "Structural Change in the Norwegian Ferro Alloy Industry", *Upublisert notat*, Statistisk sentralbyrå og Universitetet i Oslo, Oslo 1989.
- Bye, T., F. Førsund, and T. A. Johnsen (1990): "Structural Change in the Norwegian Pulp and Paper Industry", *Upublisert notat*, Statistisk sentralbyrå og Universitetet i Oslo, Oslo 1990.
- Førsund, F., E. Holmøy, O. J. Mørkved, V. D. Norman og R. Sørensen (1991): "Mot bedre vitende? Effektiviseringsmuligheter i offentlig virksomhet", *SNF-rapport 4/91*, Stiftelsen for Samfunns- og Næringslivsforskning, Norges Handelshøyskole, Bergen 1991.
- Longva, S., L. Lorentsen, and Ø. Olsen (1985): "The Multisectoral Growth Model MSG-4, Formal Structure and Empirical Characteristics", in *Førsund, F., M. Hoel, and S. Longva (1985)*, Production; Multi-sectoral Growth and Planning. Contribution to Economic Analysis no.154 Elsevier Science Publishers B.V. North-Holland, 1985.
- Samkjøringen (1990): "Rapport fra Samkjøringens markeds- og nettutvalg", Samkjøringen av kraftverkene i Norge, Oslo 12. januar 1990.
- NVE (1988): "Langtidsgrensekostnad for fastkraft. Indifferenskostnad for fastkraft", *Avdelingsrapport ES 20/88*, Norges Vassdrags- og energiverk, Oslo 1988.
- Energiloven (1990): "Om lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning og fordeling av energi m.m. (Energiloven)", *Ot.prp.nr. 43 (1989-90)*, Olje og Energidepartementet, Oslo 1990.
- Myrvollutvalget (1979): "Kraftintensiv industri. Virkninger av økte kraftpriser for den kraftintensive industri og treforedling", *NOU: 1979/49*, side 171.

**Utkommet i serien Rapporter fra Statistisk sentralbyrå  
etter 1. juli 1990 (RAPP)**

*Issued in the series Reports from the Central Bureau of Statistics  
since 1 July 1990 (REP)*

ISSN 0332-8422

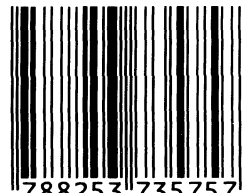
- |          |  |           |   |
|----------|--|-----------|---|
| Nr. 90/5 | Utsyn over helsetjenesten Endringer i ressursbruk og aktivitet/Anders Barstad og Arne S. Andersen. 1990-133S. (RAPP; 90/5) 75 kr ISBN 82-537-2914-6                      | Nr. 90/20 | Importmodellen i MODAG og KVARTS/Ingvild Svendsen. 1990-54s. (RAPP; 90/20) 70 kr ISBN 82-537-2997-9   |
| - 90/11  | Totalregnskap for fiske- og fangstnæringen 1984-1987. 1990-38s. (RAPP; 90/11) 60 kr ISBN 82-537-2944-8   | - 90/21   | Kvinner og menn i Norge/Marit Wårum. 1990-60s. (RAPP; 90/21) 70 kr ISBN 82-537-2999-5   |
| - 90/12  | Produktivitetsutviklingen i meieri-sektoren/Ann-Lisbet Brathaug og Anders Harildstad. 1990-75s. (RAPP; 90/12) 70 kr ISBN 82-537-2969-3                                   | - 90/22   | Institusjoner for eldre 1989. Vedlegg om institusjoner for barn og ungdom og institusjoner for rusmiddelbrukere/Espen Søbye. 1990-92 s. (RAPP;90/22) 70 kr ISBN 82-537-3004-7   |
| - 90/13  | Skatter og overføringer til private Historisk oversikt over satser mv. Årene 1975-1990. 1990-67s. (RAPP; 90/13) 50 kr ISBN 82-537-2970-7                                 | - 90/23   | Holdninger til norsk utviklingshjelp og kunnskaper om de forente nasjoner 1990 <i>Attitudes to Norwegian Development Assistance and Knowledge of the United Nations</i> . 1990-131s. (RAPP; 90/23) 90 kr ISBN 82-537-3010-1 |
| - 90/14  | Husholdningens konsum av ikke-varige konsumgoder/Runa Nesbakken. 1990-102s. (RAPP; 90/14) 75 kr ISBN 82-537-2979-0   | - 90/24   | International Migration to Norway 1989 Report for Sopemi (OECD) <i>Internasjonal flytting til Norge/Lars Østby</i> . 1990-82s. (RAPP; 90/24) 80 kr ISBN 82-537-3020-9   |
| - 90/15  | Regionale arbeidsmarkeds- og befolkningsframskrivinger/Tor Skoglund, Lasse S. Stambøl og Knut Ø. Sørensen. 1990-72s. (RAPP; 90/15) 70 kr ISBN 82-537-2981-2              | - 91/1    | Naturressurser og miljø 1990 Energi, luft, fisk, skog, jordbruk, holdninger til miljøproblemer, OECDs miljøtilstandsrapport. Ressursregnskap og analyser. 1991-160s. (RAPP; 91/1) 90 kr ISBN 82-537-3024-1                  |
| - 90/16  | Etterspørselen etter varige konsumgoder/Knut A. Magnussen. 1990-78s. (RAPP 90/16) 70 kr ISBN 82-537-2983-9   | - 91/1A   | Natural Resources and the Environment 1990. 1991-150s. (RAPP; 91/1A) 100 kr ISBN 82-537-3558-8  |
| - 90/17  | Aktuelle skattetall 1990 <i>Current Tax Data</i> . 1990-46s. (RAPP; 90/17) 60 kr ISBN 82-537-2985-5  | - 91/2    | MODIS V En modell for makroøkonomiske analyser/Yngvar Dyvi, Herbert Kristoffersen og Nils Øyvind Mæhle 1990-218s. (RAPP; 91/2) 125 kr ISBN 82-537-3021-7  |
| - 90/18  | Kommunehelsetjenesten Årsstatistikk for 1989. 1990-81s. (RAPP; 90/18) 70 kr ISBN 82-537-2990-1   | - 91/3    | Byggekostnadsindeks for boliger Vekter og representantvarer 1990/Peder Næs. 1991-70s. (RAPP; 91/3) 80 kr ISBN 82-537-3026-8   |
| - 90/19  | SIMJAR 2 Simuleringsmodell for nitrogenavrenning i jordbruket Dokumentasjon/Henning Høie, Bård Lian og Jon Åge Vestøl. 1990-105s. (RAPP; 90/19) 75 kr ISBN 82-537-2992-8 |           |   |

- |          |   |          |  |
|----------|---|----------|--|
| Nr. 91/5 | Personellstatistikk Helsevesen og sosiale tjenester/Even Flaatten. 1991-71s. (RAPP; 91/5) 80 kr ISBN 82-537-3048-9                    | Nr. 91/9 | Totalregnskap for fiske- og fangstnæringen 1985 - 1988. 1991-71s. (RAPP; 91/9) 70 kr ISBN 82-537-3559-6                                  |
| - 91/6   | Virkninger av innteksreguleringslovene 1988-90/Torbjørn Eika og Per Richard Johansen. 1991-50s. (RAPP; 91/6) 80 kr ISBN 82-537-3053-5 | - 91/10  | Tallet på innvandrere og deres etterkommere fram mot år 2050/Per Sevaldson. 1991-74s. (RAPP; 91/10) 60 kr ISBN 82-537-3567-7             |
| - 91/8   | Konsumprisindeksen 91/8. 1991-82s. (RAPP; 91/8) 80 kr ISBN 82-537-3072-1  | - 91/11  | En disaggregert ettermodell for offentlig transport i MODAG/MSG. 1991-42s. (RAPP; 91/11) 70 kr ISBN 82-537-3568-5                        |
|          |   | - 91/14  | Skatter og overføringer til private Historisk oversikt over satser mv. Årene 1975-1991. 1991-69s. (RAPP; 91/14) 80 kr ISBN 82-537-3576-6 |



Pris kr 70,00

Publikasjonen utgis i kommisjon hos  
Universitetsforlaget, Oslo, og er til salgs hos alle bokhandlere.



9 788253 735757

ISBN 82-537-3575-8  
ISSN 0332-8422