

*Torstein Bye, Tor Arnt Johnsen og  
Mona Irene Hansen*

R

**Tilbud og etterspørsel av  
elektrisk kraft til 2020**

Nasjonale og regionale  
fremskrivninger

*Torstein Bye, Tor Arnt Johnsen og  
Mona Irene Hansen*

**Tilbud og etterspørsel av  
elektrisk kraft til 2020**  
Nasjonale og regionale  
fremskrivninger

<b>Standardtegn i tabeller</b>	<b>Symbols in tables</b>	<b>Symbol</b>
Tall kan ikke forekomme	Category not applicable	.
Oppgave mangler	Data not available	..
Oppgave mangler foreløpig	Data not yet available	...
Tall kan ikke offentliggjøres	Not for publication	:
Null	Nil	-
Mindre enn 0,5 av den brukte enheten	Less than 0.5 of unit employed	0
Mindre enn 0,05 av den brukte enheten	Less than 0.5 og unit employed	0,0
Foreløpige tall	Provisional or preliminary figure	*
Brudd i den loddrette serien	Break in the homogeneity of a vertical series	—
Brudd i den vannrette serien	Break in the homogeneity of a horizontal series	l
Rettet siden forrige utgave	Revised since the previous issue	r

ISBN 82-537-4171-5  
ISSN 0806-2056

#### **Emnegruppe**

12 Energi  
Ny emnegruppe 1995: 01.03 Ressurser

#### **Emneord**

Elektrisitetsmarked  
Kraftpriser  
Energietterspørsel  
Energimodeller  
Krafttilgang

Design. Enzo Finger Design

# Sammendrag

*Torstein Bye, Tor Arnt Johnsen og Mona Irene Hansen*

## **Tilbud og etterspørsel av elektrisk kraft til 2020 Nasjonale og regionale fremskrivninger**

**Rapporter 95/18 • Statistisk sentralbyrå 1995**

På oppdrag fra Statnett SF er det utarbeidet fremskrivninger for det norske kraftmarkedet til år 2020. Det er utarbeidet nasjonale og regionale tall for viktige størrelser i kraftmarkedet. Generelle økonomiske forutsetninger er hentet fra Regjeringens Langtidsprogram 1994-97. Forutsetninger om forhold på kraftmarkedet er basert på studier utført i SSB, informasjon fra NVE og på diskusjoner med representanter for Statnett. Det er forutsatt at forbruket i kraftintensiv industri reduseres med om lag 5TWh frem mot år 2010. Forbruket i treforedlingssektoren antas å bli 4,8 TWh på lang sikt.

Veksten i innenlandsk forbruk er med våre forutsetninger ikke sterk nok til å utløse utbygging av lønnsom gasskraft i Norge i den perioden vi analyserer. Veksten i etterspørsel dekkes med ny vannkraft. I følge våre beregninger blir midlere års vannkraftproduksjon 120,1 TWh i år 2010 og 125,4 TWh i år 2020. Veksten i forbruket i alminnelig forsyning eksklusive treforedling, blir 1 prosent per år frem til år 2010 og deretter 0,7 prosent per år frem til 2020. Etterspørselen i alminnelig forsyning vokser sterkest i tjenesteytende sektorer og svakest i private husholdninger. Beregningene forutsetter markedsklarering i det norske kraftmarkedet. Det impliserer at ny kraftproduksjonskapasitet ikke bygges ut før likevektsprisen på elektrisk kraft, referert kraftstasjonsvegg, overstiger langtidsgrensekostnaden for ny kraft.

Prosjektene i Samlet plans kategori I og II er benyttet som grunnlag ved beregning av kostnaden ved ny kraft. Beregningen gir økte realpriser på elektrisitet i Norge fremover. Pris referert kraftstasjon blir 19 øre/kWh (faste 1992-priser) i år 2010 og 22 øre/kWh i år 2020.

Våre beregninger inneholder også en regional dimensjon. Vi har benyttet informasjon fra SSBs regionale modeller til å fordele kraftetterspørselen på regioner. Eksisterende og ny tilgang av kraftproduksjonskapasitet er fordelt med utgangspunkt i SSBs statistikk og NVEs prosjektdata for nye kraftprosjekter.

Fremskrivninger av økonomisk aktivitet, kraftpriser og -etterspørsel er beheftet med betydelig usikkerhet. Usikkerheten hefter seg til forutsetninger for viktige variable og til modellapparatet som benyttes. Blant annet er mange av parametrene i modellen anslått ved bruk av historisk observerte data. Det er usikkert hvor godt slike historiske estimater er egnet ved analyser av fremtiden. Modellen vi har benyttet er en langsiktig likevektsmodell som er ment å ivareta langsiktige utviklingstrekk i økonomien.

**Emneord:** Elektrisitetsmarked, kraftpriser, energietterspørsel, energimodeller, krafttilgang.

**Prosjektstøtte:** Analysen er utført på oppdrag fra Statnett SF.



# Innhold

<b>1. Innledning og sammendrag</b>	7
<b>2. Modellverktøy</b>	10
2.1 MSG-5	10
2.1.1 Etterspørsel etter energi	11
2.1.2 Etterspørsel etter energi til stasjonære formål	11
2.1.3 Tilbud av elektrisitet	12
2.2 REGARD	13
2.3 REGEL	14
2.3.1 Tilbud av elektrisitet etter region	14
<b>3. Forutsetninger</b>	16
3.1 Nasjonale forutsetninger	16
3.1.1 Makroøkonomien	16
3.1.2 Elektrisitetsmarkedet	16
3.2 Forutsetninger på regionalt plan	19
3.2.1 Regional økonomi	19
3.2.2 Kraftmarkedet	19
<b>4. Resultater</b>	21
4.1 Nasjonalt nivå	21
4.1.1 Økonomisk vekst	21
4.1.2 Utviklingen i kraftmarkedet	21
4.1.3 Sammenhengen mellom kraftetterspørsel og produksjonsvekst i økonomien	22
4.1.4 Følsomhetsanalyse	23
4.1.5 Sammenligning med tidligere fremskrivninger	24
4.2 Resultater fra de regionale beregningene	24
4.2.1 Regional økonomisk vekst	24
4.2.2 Regionale kraftbalanser	25
<b>5. Referanser</b>	26
<b>Vedlegg</b>	
Vedlegg 1 Modell og estimeringsopplegg for valg mellom energibærer	27
Vedlegg 2 Elektrisitetsbalanse, detaljert næringsinndeling	28
Vedlegg 3 Forbruk av elektrisitet etter region og detaljert næring, 1991, 2010 og 2020	30
Vedlegg 4 Følsomhetsberegninger, elektrisitetsbalanser og priser. Tre alternativer	33
Vedlegg 5 Regional elektrisitetsetterspørselsmodell - REGEL	36
<b>Tidligere utgitt på emneområdet</b>	37



# 1. Innledning og sammendrag

Investeringer i kraftproduksjons- og transmisjonsanlegg er utpreget langsiktige investeringer. Det tar lang tid fra beslutning om investering fattes til anlegget er driftsklart, og anleggene har normalt lang levetid. Begge disse forhold fører til at langsiktig planlegging og analyse er viktig i kraftsektoren. Aktørene i sektoren har behov for kvantums- og prisprognoser for kraftmarkedet. Utviklingen i regionale etterspørsels- og tilbudsforhold er også av spesielt stor viktighet for utbygging og drift av det nasjonale transmisjonsnettet.

Denne rapporten dokumenterer en analyse av det norske kraftmarkedet frem til år 2020. Beregningene er gjort ved bruk av deler av det makroøkonomiske modellapparatet SSB disponerer. Arbeidet er utført på oppdrag fra Statnett SF.

I den generelle likevektsmodellen MSG-5 framskrives den makroøkonomiske utviklingen på nasjonalt plan. Elektrisitet er representert både på tilgangs- og etterspørselssiden i MSG-5. Det vil si at etterspørernes substitusjon mellom elektrisitet, olje og andre varer er modellert. Tilbudet av elektrisk kraft består i modellen av vann- og gasskraft foruten import.

I vår analyse er forutsetningene om viktige størrelser som ressurstilgang (arbeidskraft, kapital og naturressurser), verdensmarkedspriser og teknisk fremgang i overensstemmelse med de langsiktige beregningene i Regjeringens Langtidsprogram 1994-97. I Langtidsprogrammet anslås en vekst i bruttonasjonalproduktet på i gjennomsnitt 1,6 prosent per år i perioden 1990-2020, mens privat og offentlig konsum vokser med henholdsvis 2,2 og 1,2 prosent per år, se tabell 1.1. Det er i denne perioden antatt en vekst i total faktorproduktivitet (teknisk endring) på om lag 1 prosent i gjennomsnitt per år.

I modellen som er benyttet bygges det ikke ut ny kraftproduksjonskapasitet før betalingsvilligheten for mer kraft i markedet er på nivå med marginalkostnaden ved ny utbygging. Nettoeksporten av elektrisk kraft er forutsatt å bli 4,4 TWh/år. På grunn av relativt sett lave kraftpriser frem til år 2000 skjer det lite ny utbygging av ny kraftproduksjonskapasitet. Beregningen viser en gradvis utvikling i retning av et strammere kraftmarked. Etterspørsel og kraftpris

**Tabell 1.1. Utviklingen i utvalgte makroøkonomiske hovedtall. Gjennomsnittlig årlig vekst**

	1990-2010	2010-2020	1990-2020
Bruttonasjonalprodukt	1,8	1,1	1,6
Fastlands-Norge	2,0	1,4	1,8
Industri	1,6	1,6	1,6
Privat konsum	2,5	1,7	2,2
Offentlig konsum	1,6	0,4	1,2

vokser, slik at prisen etterhvert blir lik langtidsgrensekostnad for ny kraft og utbygging foretas. I modellberegningene er NVEs siste oppdaterte beregninger for langtidsgrensekostnad i det norske vannkraftsystemet lagt til grunn. Samlet Plans kategori I og II utgjør vannkraftpotensialet i våre beregninger. Det er forutsatt at kraftintensiv industri, etterhvert som markedsprisen på kraft øker og de langsiktige kraftkontraktene skal reforhandles, reduserer sitt kraftforbruk med til sammen om lag 5 Twh. Denne kraften frigjøres og blir via markedet tilgjengelig for andre sektorer i den norske økonomien. Det bidrar til lavere prisvekst og reduserer behovet for ny utbygging. Treforedlingssektoren er forutsatt å benytte om lag 4,8 TWh. Dette tilsvarer i følge elektrisitetsstatistikken det fastkraftkvantum denne industrien brukte i 1992.

Veksten i det totale innenlandske elektrisitetsforbruket blir ifølge våre beregninger 0,5 prosent per år se Tabell 1.2. I 2020 er det totale netto innenlandske forbruket 112,4 TWh. Veksten i elektrisitetsforbruk utenom kraftintensiv industri og treforedling er 0,9 prosent per år. I gjennomsnitt tilføres markedet om lag 0,5 TWh kraft per år. Det vil si at kraftproduksjonskapasiteten øker fra 111,8 TWh i 1994 til 125,4 TWh i år 2020. Over perioden øker kjøperprisen på elektrisitet reelt med om lag 25 prosent (12 øre/kWh). Prisveksten skyldes økning i marginalkostnader referert kraftstasjon, mens transporttariffer og avgifter er nær konstante (reelt). Gasskraft blir ikke aktuelt i vårt scenario. Det skyldes CO<sub>2</sub>-avgift på naturgass, samt at vi har forutsatt verdensmarkedspriser på naturgass. Tolkningen av dette kan være at gass eksporteres til naboland for



**Tabell 1.2. Vekst i elektrisitetsforbruk etter sektor. Prosent årlig vekst**

	1990-2010	2010- 2020	1990-2020
Innenlandsk netto	0,5	0,5	0,5
Kraftintensiv industri	-0,9	0,0	-0,6
Treforedling	-1,6	0,0	-1,1
Alm. fors. ekskl. trefo.	1,0	0,7	0,9
Annen industri	0,8	0,5	0,7
Tjenesteyting	1,9	0,6	1,5
Husholdninger	0,5	0,8	0,6

bruk i kraft-produksjon der. Det vil bedre utnyttelsen av gassen, siden spillvarmen finner en anvendelse i allerede eksisterende fjernvarmenett i Sverige, Finland og/eller Danmark.

Veksten i det beregnede elektrisitetsforbruket er betydelig mindre enn den historiske veksten. Dette skyldes bl.a. at anslaget på den økonomiske vekst-takten fram mot år 2020 er mer enn halvert sammenlignet med vekstraten i forrige 30-årsperiode. Elektrisitetsforbruk per BNP-enhet var tilnærmet konstant fra 1960 til 1990, mens den reduseres i våre beregninger, se figur 1.1.

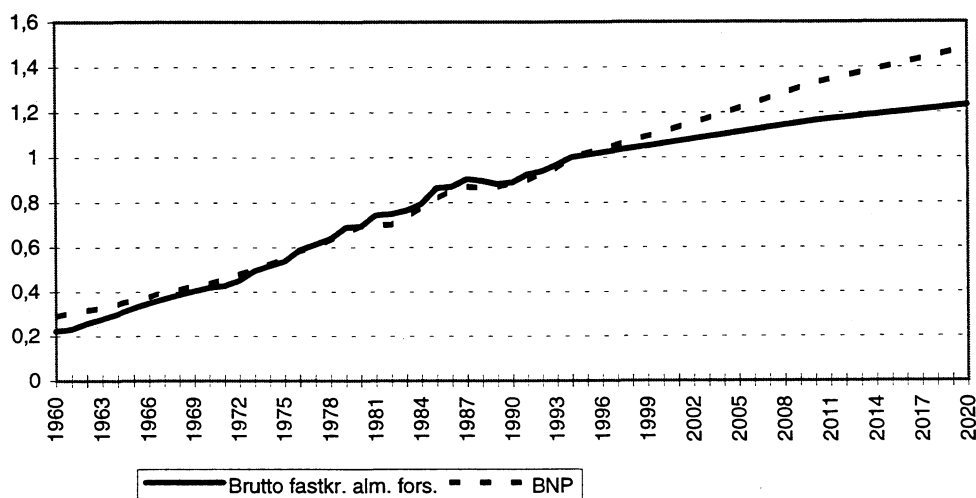
Figuren viser at vår beregning representerer et klart brudd i forhold til den historiske utviklingen i perioden. Forskjellen i historisk og fremskrevet utvikling kan forklares med forskjell i prisutvikling på elektrisitet og olje historisk og framover, endringer i næringsstrukturen og svak inntekts-generert etterspørselsvekst i husholdningene. Det skjer en betydelig realprisstigning på elektrisitet i framskrivingene, mens oljeprisene er tilnærmet

konstante. Historisk har det vært en betydelig overgang fra bruk av olje til bruk av elektrisitet på grunn av relativt sett sterkere vekst i oljepriser enn i elektrisitetsprisene. Potensialet for videre overgang er ikke lenger så stort.

I fremskrivningene vil endringer i næringsstrukturen trekke i retning av relativt mindre energiintensiv industri og relativt sett mer tjenesteyting. Videre har en del av veksten i elektrisitetsforbruk i husholdningene kommet i form av stadig større andeler oppvarmet boligareal og relativt tunge elektrisitetsforbrukende komponenter som konsumtjenester basert på oppvarmet vann (vaskemaskiner etc.). Etterhvert antas disse komponentene å gi mindre vekstbidrag.

Fra og med 1. januar 1991 er det norske kraftmarkedet deregulert. En av hensiktene med en slik markedsorientering er at elektrisk kraft skal flyte til de områder hvor betalingsvilligheten er størst. Overgangen fra et regulert marked vil stille økte krav til informasjon omkring endring i regionale etterspørsels- og tilbudsforhold både for vurdering av lønnsomheten til kraftprosjekter og forsterkning/-nyutbygging av transmisjonslinjer. SSBs regionmodell, REGARD, fremskriver fordelingen av viktige makroøkonomiske tall som produksjon og sysselsetting på 7 regioner. I dette prosjektet har vi benyttet REGARD til å regionfordele elektrisitets- etterspørselen. Basert på lokaliseringen av nye vann- og gasskraftprosjekter har vi videre utarbeidet regionale kraftbalanser.

Beregningsrutinen som kobler informasjon fra MSG-5 og REGARD har vi kalt REGEL. I REGEL kobles størrelser fra den nasjonale og regionale modellen, slik at elektrisitets etterspørselen på sektornivå og krafttilbud er konsistent.

**Figur 1.1. Brutto kraftforbruk i alminnelig forsyning og BNP-volumutvikling 1960-1994 (observert) og 1994-2020 (fremskrevet). Indekser 1994=1**

I følge våre beregninger skjer den største fremtidige kraftutbyggingen på Vestlandet og i Nord-Norge. Dette gir de billigste utbyggingsløsningene på tross av en annen regional sammensetning av veksten i elektrisitetsetterspørselen. Forbruksveksten er sterkest i sentrale strøk på Østlandet som følge av relativt sterk vekst i tjenesteytende sektorer og relativt sett mindre vekst i industri og primærnæringer. Dette fører til en forverring i regionalbalansen i kraftmarkedet, hvilket kan medføre økte nettinvesteringer utover det som er forutsatt i de makroøkonomiske beregningene.

Flere av forutsetningene som er lagt til grunn for våre beregninger er kritiske for resultatene vi får for utviklingen i det innenlandske elektrisitetsmarkedet. Vi har foretatt følsomhetsberegninger som illustrerer i hvilken grad endrede forutsetninger vil gi avvikende resultater. I den første virkningsberegningen har vi redusert den tekniske endringsraten fra 1 prosent per år til 0,5 prosent per år. Dette bidrar til en reduksjon av elektrisitetsetterspørselen med om lag 7 TWh i år 2020. Umiddelbart vil mange tro at redusert teknisk endring vil bidra til økning i elektrisitetsforbruket. En reduksjon av den tekniske endringsfaktoren har imidlertid flere virkninger. Elektrisitetsforbruk per produsert enhet går opp, men samtidig bidrar redusert teknisk endring til redusert produksjonsvekst. Det fører til lavere inntekter og mindre konsum. Dette trekker i neste omgang med seg en endring i sammensetningen av næringsstrukturen. I våre beregninger bidrar vekstfaktoren sterkere til nedgangen i elektrisitetsforbruket enn den initiale økningen som følge av økt elektrisitetsforbruk per produsert enhet.

I en annen følsomhetsanalyse har vi forutsatt at metallindustrien opprettholder sitt elektrisitetsforbruk på nivå med forbruket i basisåret. Dette medfører isolert sett en økning i elektrisitetsforbruket på 5,5 TWh, men økningen motvirkes av at denne sektoren dermed krever en større andel av den totale sysselsetting og tilgjengelige realkapital. Likeledes presses likevektsprisen på elektrisitet opp. Dermed blir veksten lavere i andre deler av økonomien. Totaleffekten er en økning i elektrisitetsforbruket med 3 TWh i forhold til i referansebanen.

I et tredje alternativ har vi redusert raten for teknisk endring til 0,5 prosent per år og samtidig opprettholdt kraftintensiv industris forbruk på basisårsnivå. I dette alternativet går elektrisitetsforbruket ned med om lag 4 TWh i forhold til referansebanen. Den reduserte veksten som følge av redusert teknisk framgang er altså sterk nok til både å oppveie økningen i elektrisitetsforbruk per produsert enhet og økt nivå på kraftforbruket i denne industrien.

I kapittel 2 gis først en kort beskrivelse av energitilbud og -etterspørsel i MSG-5. Deretter beskrives

hovedtrekk i REGARD og REGEL. I kapittel 3 drøftes forutsetningene som er lagt til grunn for de makroøkonomiske beregningene med spesiell vekt på forutsetningene for energimarkedet. I kapittel 4 vises resultatene fra fremskrivningene ved hjelp av nasjonale og regionale tall.

## 2. Modellverktøy

### 2.1 MSG-5

MSG-5<sup>1</sup> er en anvendt generell likevektsmodell. Modellen benyttes blant annet ved utarbeidelse av økonomiske fremskrivninger i Regjeringens langtidsprogram. Videre benyttes modellen jevnlig av offentlige utvalg som drøfter temaer knyttet til langsiktige makroøkonomiske forhold.

Modellen gir en detaljert beskrivelse av økonomien, der det er spesifisert 29 produksjonssektorer og 40 varer.

Modellen beskriver likevektssituasjoner i økonomien der de tilgjengelige produksjonsressurser benyttes fullt ut. MSG-5 beskriver ikke økonomiens bevegelse fra en likevektssituasjon til en annen. Modellen er mest brukt til å se på langsiktige utviklingstrekk ved økonomien og effekter av skift i ulike variable. Lang sikt vil i denne sammenheng si en tidshorizont på fra 10 til 30 år frem i tid. Til mellomlangtsiktige analyser der beskrivelse av dynamikk og ulikevektssituasjoner i økonomien er viktig, benyttes ofte SSBs MODAG-modell, se f.eks. Cappelen og Rolland (1995).

Både for priser og kvantum har MSG-5 modellen en kryssløpsstruktur. Oppsummeringsbetingelser og en detaljert kryssløpsstruktur sikrer at produsert mengde av en vare alltid er lik etterspurt mengde av den samme varen. Priskryssløpet sikrer at alle prisendringer i modellen henger sammen.

I produksjonssektorene benyttes innsatsfaktorene realkapital, arbeidskraft, vareinnsats samt energi (til stasjonære formål). Samlet tilgang av primære produksjonsfaktorer (arbeidskraft, realkapital og naturressurser) samt teknisk endring bestemmer produksjonspotensialet i økonomien. Teknisk fremgang virker begrensende på faktor-innsatsen i modellen ved at det trengs færre enheter av innsatsfaktorene for hver enhet ferdigprodukt som lages. Eksport og import av konkurranseutsatte varer

<sup>1</sup>For en detaljert beskrivelse av modellen se Holmøy, Nordén og Strøm (1994).

Tabell 2.1. Sektorliste MSG-5

Sektor-nr.:	Forklaring
11	Jordbruk
12	Skogbruk
13	Fiske
15	Produksjon av konsumvarer
25	Prod. av vareinnsats- og investeringsvarer
34	Produksjon av treforedlingsprodukter
37	Produksjon av kjemiske råvarer
40	Raffinering av jordolje
43	Produksjon av metaller
45	Produksjon av verkstedprodukter
50	Bygging av skip og plattformer
55	Bygge- og anleggsvirksomhet
63	Bank- og forsikringsvirksomhet
64	Utvinning og transport av råolje og naturgass
71	Elektrisitetsproduksjon, vannkraft
710	Elektrisitetsproduksjon, gasskraft
72	Transmisjon av elektrisitet
73	Distribusjon av elektrisitet
74	Innenriks samferdsel
81	Varehandel
83	Boligtjenester
85	Annen privat tjenesteproduksjon
92s	Forsvar
93s	Undervisning og forskning, stat
94s	Helsetjenester, stat
95s	Annen statlig tjenesteproduksjon
93k	Undervisning og forskning, kommune
94k	Helsetjenester, kommune
95k	Annen kommunal tjenesteproduksjon
C	Husholdninger
A	Eksport
I	Import

bestemmes av relative priser mellom innenlandsk og utenlandsk produserte varer samt av den internasjonale økonomiske vekst. Offentlig konsum og offentlige investeringer er bestemt utenfor modellen. Bruttoinvesteringene bestemmes etter produksjonssektorenes avveining av kapital mot bruk av andre innsatsvarer. Investeringene er også nært knyttet til økonomisk vekst og brukerprisen på nytt kapitalutstyr. Total forbruksutgift i husholdningene

bestemmes tilslutt, dvs. etter at bruttoinvesteringer, eksport, import og offentlig konsum er bestemt, slik at alle produksjonsressurser utnyttes. Modellen er lukket ved at handelsbalanse og kapitalpris er fastsatt eksogent (inn-data). Følgelig blir kapitalbeholdning og lønnsats endogen (ut-data).

### 2.1.1 Etterspørsel etter energi

Bruken av energi splittes i MSG-5 på tre formål.

**Mobile formål:** Bensin, autodiesel og andre transportoljer benyttes til transportformål. I tillegg går en andel av elektrisitetsforbruket til drift av sporvogner og jernbane.

**Prosessformål:** Energi benyttet som en råvare i produksjonsprosesser. Gass eller olje i plastproduksjon og kull/koks i metallproduksjon er eksempler på dette.

**Stasjonære formål:** Det stasjonære energiforbruket omfatter fast brensel og ulike oljeprodukter som brukes til oppvarmingsformål og elektrisitet som benyttes til belysning, drift av teknisk utstyr og oppvarming.

Vi vil ikke gå nærmere inn på modelleringen av mobil eller prosessenergi men konsentrere oppmerksomheten om den stasjonære energietterspørselen.

Til modellen er det knyttet en utslippsmodell som beregner utslipp til luft av 9 forurensende stoffer. Utslipp beregnes for hver enkelt produksjonssektor og fordelt på kildene prosess, mobil og stasjonær forbrenning.

### 2.1.2 Etterspørsel etter energi til stasjonære formål

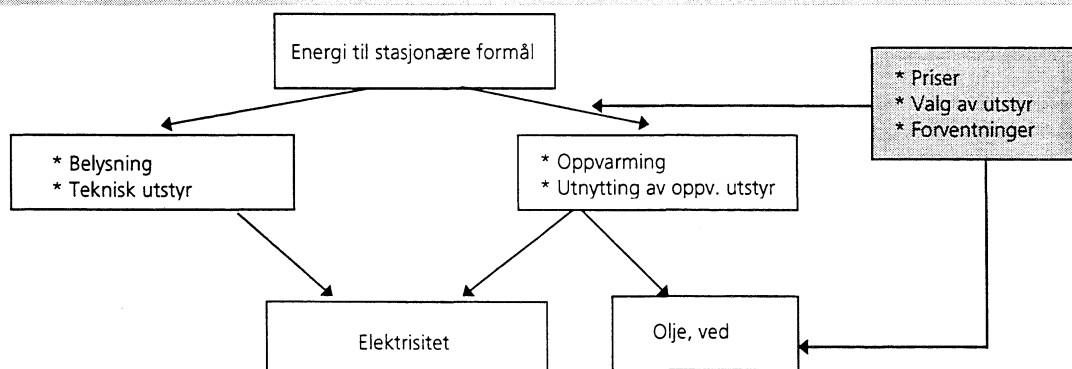
Husholdningene og produksjonssektorene er de to hovedgrupper av aktører som etterspør energi til stasjonære formål.

I husholdningssektoren er energi til stasjonære formål en av totalt 16 ulike konsumvaregrupper. Husholdningenes etterspørsel etter disse 16 varegruppene er i MSG-5 beskrevet ved et lineært utgiftssystem. Total forbruksutgift og pris på energi i forhold til prisene på andre varer forklarer energietterspørselen. Inntektselastisiteten for energi er estimert til om lag 0,3. Priselastisiteten for energi er av samme størrelsesorden. I tillegg avhenger husholdningssektorens etterspørsel etter energi av demografiske kjennetegn: antall husholdninger, antall barn og antall voksne i økonomien. De demografiske kjennetegnene bidrar alle til å trekke husholdningenes energietterspørsel opp, fordi antallet husholdninger, barn og voksne øker gjennom simuleringsperioden.

Etterspørselen etter ulike energivarer til oppvarming avhenger blant annet av utviklingen i beholdningen av ulike typer oppvarmingsutstyr. Enkelte typer oppvarmingsutstyr tillater bruk av både elektrisitet og fossile brensler, mens andre typer oppvarmingsutstyr bare kan nyttiggjøre seg én energibærer. Sammen med utstyrsbeholdningen og de tekniske begrensninger den setter, vil prisene på de ulike energibærerne være viktige for hvordan den løpende energietterspørselen fordeles på de ulike energibærerne. Utviklingen i beholdningen av ulike typer oppvarmingsutstyr blir bestemt av hvor raskt eldre utstyr skiftes ut, samt av hvilke typer utstyr som velges av aktører som investerer i nytt kapitalutstyr til oppvarming. Kapitalkostnader og forventede driftspriser (hovedsakelig de forventede prisene på energibærerne) knyttet til et utstyrsvalg er viktige variable for en aktørs valg av oppvarmingsutstyr. Observerte priser på ulike energibærere vil trolig påvirke aktørenes forventninger om fremtidige priser på energibærerne. Figur 2.1 viser en skisse over variable som påvirker en aktørs etterspørsel etter ulike energibærere til stasjonære formål.

Hver sektors økonomiske tilpasning er i modellen beskrevet ved en enhetskostnadsfunksjon der kostnadskomponentene er realkapital, arbeidskraft,

Figur 2.1. Variable som forklarer en aktørs valg mellom ulike energibærere.



vareinnsats og stasjonær energi. Mobil energi og energi til prosessformål inngår i vareinnsatsaggregatet. For hver innsatsfaktor bestemmes en inputkoeffisient som uttrykker hvor mange enheter av innsatsfaktoren som går med ved produksjon av en enhet av produktet. Størrelsen på inputkoeffisientene bestemmes av forholdet mellom prisene på innsatsfaktorene samt av forutsetninger om den teknologiske utviklingen. Størrelsen på produksjonen i sektoren og inputkoeffisienten for energi bestemmer hvor mye energi sektoren etterspør. Figur 2.2 gir et stilisert bilde av hvordan etterspørselen etter energi til stasjonære formål bestemmes i MSG-5.

Produksjon, konsum, faktorpriser, produktpriser og etterspørsel etter ulike varer i modellen, deriblant energi, bestemmes når modellen simuleres. Den enkelte sektors etterspørsel etter elektrisitet, fast brensel og fossile brenslere til oppvarming avledes fra sektorens samlede energietterspørsel til stasjonære formål.

Tilgangen på data har begrenset mulighetene for å modellere valget mellom energibærere til stasjonære formål i ønsket detalj for implementering i MSG-5 modellen. Tidsserier for andelen av elektrisitetsforbruket som benyttes til belysning og elektrisitetsspesifikke formål i den enkelte sektor finnes ikke. Heller ikke for beholdningen av oppvarmingsutstyr, egenskapene ved utstyret eller forventede priser på energibærere eksisterer tids-seriedata. En nærmere beskrivelse av etterspørselen etter energi i MSG-5 er gitt i vedlegg 1. Det er i energietterspørselslikningene i modellen inkludert et trendledd. Med dette trendleddet kan modellbruker i noen grad styre utviklingen i forholdet mellom bruk av olje og elektrisitet i hver enkelt sektor. Vi har i

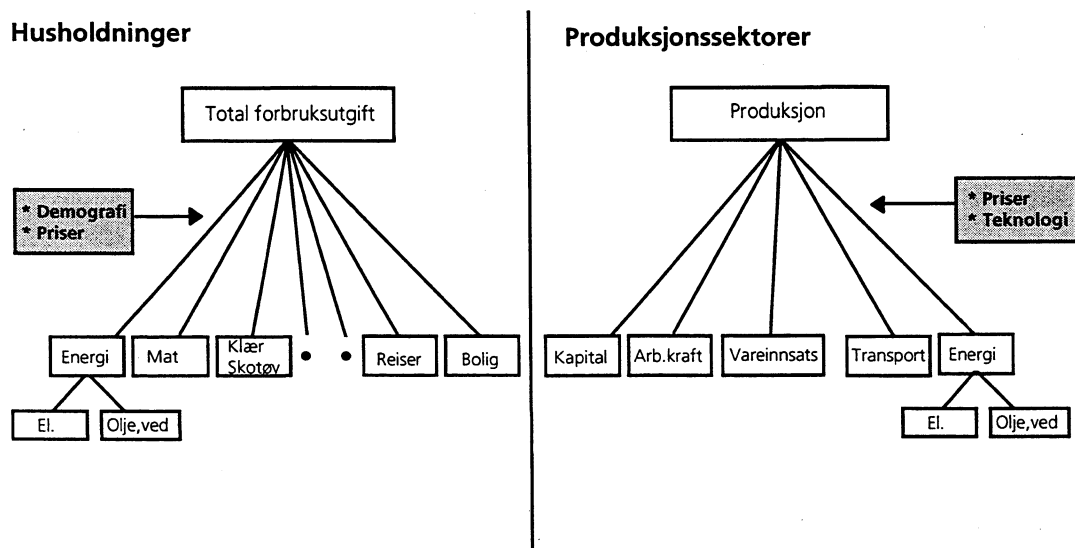
våre beregninger valgt å holde trendleddet konstant etter 1992, slik at det kun er relative priser som bestemmer utviklingen i el./olje forholdet i sektorene.

### 2.1.3 Tilbud av elektrisitet

I MSG-5 er det implementert en egen blokk som beskriver kraftproduksjon (vann- og gasskraft) samt produksjon av overførings- og fordelings tjenester for elektrisitet. Det er lagt inn langtidsgrensekostnadsfunksjoner i kraftproduksjonssektorene og vanlige enhetskostnadsfunksjoner i overførings- og fordelingssektorene.

Det er forutsatt at kraftmarkedet fungerer som et marked der det realiseres en likevektspris i et tenkt markedspunkt der alle kjøpere står overfor den samme kraftpris, i snittet mellom overførings- og fordelingsnett for elektrisk kraft. Likevektsprisen fratrukket overføringskostnader gir betalingsvilligheten for ny kraft ved kraftstasjonsvegg. Betalingsvilligheten for ny kraft må være høyere enn langtidsgrensekostnaden for ny vann- og/eller gasskraft før produksjonskapasiteten utvides. Kjøperprisene på elektrisitet beregnes ved å legge fordelingsstariff, elektrisitets- og merverdiavgift til likevektsprisen.

Figur 2.2. Stilisert bilde av energietterspørsel til stasjonære formål i MSG-5



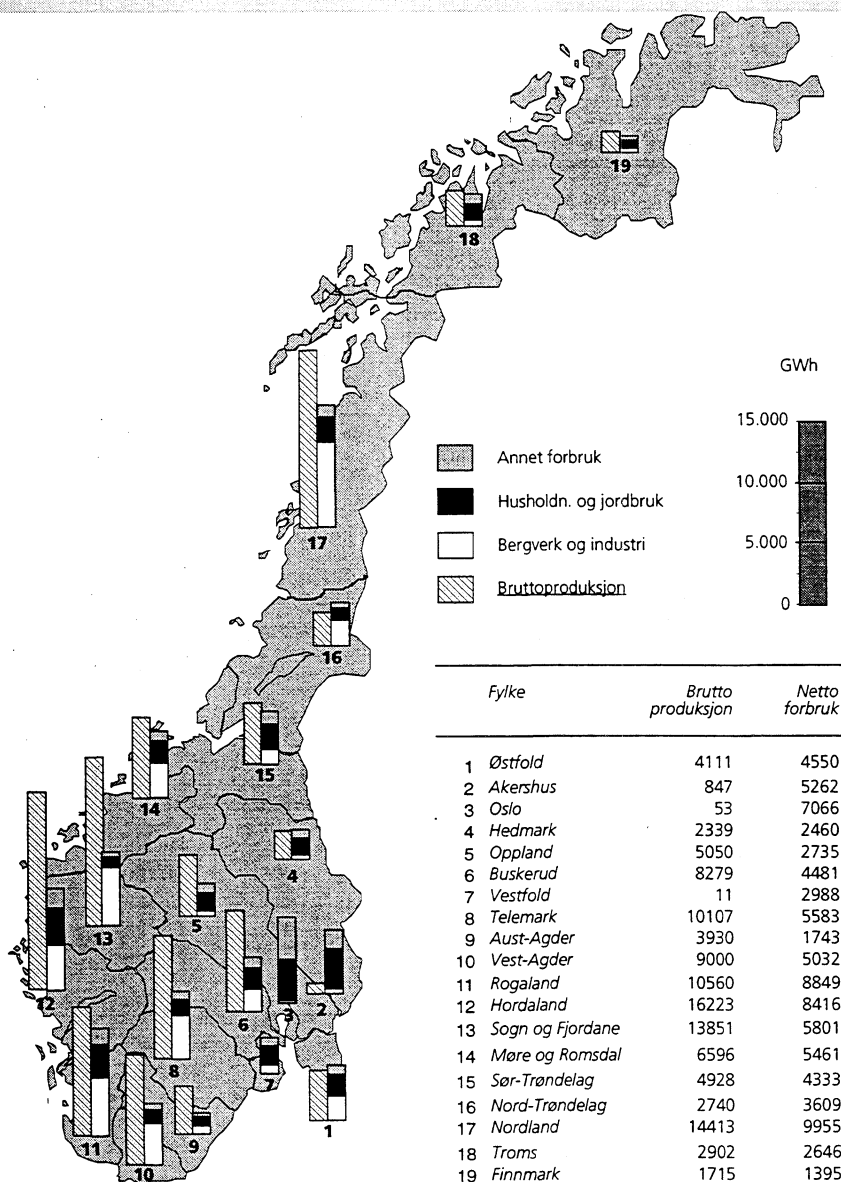
**2.2 REGARD**

SSBs regionmodell, REGARD<sup>2</sup>, fordeler den makroøkonomiske utviklingen beskrevet ved MSG-5 på 7 regioner:

1. Oslo og Akershus (Oslo-Ak),
2. Østfold, Vestfold, Buskerud og Telemark (Østl-kyst),
3. Hedmark og Oppland (Hed-Opp),
4. Agder og Rogaland (Agd-Rog),
5. Hordaland, Sogn og Fjordane og Møre og Romsdal (Vestl),
6. Trøndelag (Trønd),
7. Nordland, Troms og Finnmark (Nordn).

Hovedområdet for anvendelse av REGARD er analyser av regionale arbeidsmarkedsforhold. Forhold på arbeidsmarkedet har derfor spilt en avgjørende rolle for valget av regional inndeling. Inndelingen av regioner i REGARD er også velegnet for analyse av regionale utviklingstrekk i kraftmarkedet da regioninndelingen delvis faller sammen med den konvensjonelle geografiske inndeling av kraftmarkedet.

Figur 2.3. Det norske kraftsystemet



<sup>2</sup> En beskrivelse av modellen er gitt i Mohn et al. (1994)

Næringene i REGARD er delt i ressursbaserte, industrielle, tjenesteytende og offentlige næringer.

For de *ressursbaserte næringene*, jordbruk, skogbruk, fiske og fangst, elektrisitetsproduksjon samt virksomheten på kontinentalsokkelen blir produksjonsutviklingen framskrevet ved gitte regionale andeler i forhold til utviklingen i MSG-5. Endringer i de nasjonale anslagene vil dermed slå proporsjonalt ut for de ulike regionene.

Veksten i *industriell virksomhet* er i stor grad avhengig av internasjonal vekst og handel og i mindre grad avhengig av lokale etterspørselsforhold. Dette betyr at kostnads- og produktivitetsutvikling vil være viktig for den regionale utvikling for de enkelte industrielle bransjer. Produksjonsutviklingen i industrisektorene bestemmes av etterspørselssiden i markedet for industrivarer gjennom de to etterspørselskomponentene; lokale leveranser og interregionale leveranser.

De lokale leveransene er fastlagt gjennom kalibrerte interregionale varebalanser. De interregionale leveransene, inklusive eksport, fastlegges gjennom endogen bestemmelse av interregionale markedsandeler for industrivarer. Markedsandelene er avhengig av den relative utviklingen i variable enhetskostnader i de ulike regionene. Kostnads-effektive regioner kan dermed øke sin markedsandel over tid.

Produksjonsutviklingen i *tjenesteytende virksomhet* er etterspørselsbestemt i REGARD. Utviklingen bestemmes gjennom et regionalt varekryssløp (beskrivelse av varestrømmer mellom sektorer og regioner). Kjernen består av et sett av regionale varebalanser, hvor tilbud er lik etterspørsel. Graden av egendekning av tjenester i hver region er bestemt i basisåret. Det interregionale handelsmønsteret for tjenester ligger også fast gjennom beregningsperioden.

*Statlige og kommunale tjenester* har ulikt omfang i de ulike regionene. Dessuten er det ulike drivkrefter bak utviklingen i de kommunale og statlige tjenestene i de ulike regionene. Eksempler kan være utviklingen av statsaktiviteter som forsvar og universiteter og kommunale tjenester som aldersomsorg og lokale sykehjem/helsestasjoner. De statlige tjenestene er eksogene i de nasjonale modellene og tilsvarende opplegg er fulgt i REGARD. De kommunale tjenestene i REGARD er direkte koblet mot den demografiske utviklingen (befolknings sammensetning) i den enkelte regionen.

Den regionale fordelingen av *konsumet* følger av regionale inntektsforskjeller. Det er innarbeidet

estimerte regionale makro konsumfunksjoner, mens fordelingen på konsumvarer er fastsatt utenfor modellen.

### 2.3 REGEL

Den langsiktige likevektsmodellen MSG-5 inneholder produktfunksjoner og konsumfunksjoner hvor elektrisitet er en spesifisert faktor og hvor endringer i relative priser vil påvirke utviklingen. I REGARD fordeles produksjons- og konsumutvikling, men denne modellen inneholder ingen egen elektrisitetsvare. Vi har koblet de to modellene, og vi utnytter informasjonen om elektrisitetstilpasning i makromodellen sammen med den regionale fordelingen av aktivitetsnivået i REGARD. Dette gjøres i den regionale elektrisitetsmodellen REGEL.

I REGEL bestemmes nøkler for fordelingen av produksjonen i hver enkelt elektrisitetsforbrukende næringssektor på regioner for årene 1991, 1992, ..., 2020. På tilsvarende måte dannes en fordelingsnøkkel for deling av privat konsum på regioner.

Det antas at sektorenes produksjonsteknologi over regioner er homogene og at substitusjonsmulighetene mellom elektrisitet og oljeprodukter og mellom energi og innsatsfaktorene arbeidskraft, kapital og annen vareinnsats er de samme i de spesifikke sektorene over regioner. Tilsvarende antas at pris- og inntektselastisiteter i konsumet er de samme i alle regioner.

Det antas imidlertid å være endel regionspesifikke forskjeller i basisåret som også beholdes framover i beregningsperioden. For det første er det enkelte ulikheter i sammensetningen av de enkelte sektorene i de ulike regionene. Dette kan medføre forskjeller i nivåene på elektrisitetsbruk per produsert enhet. Dessuten kan det være betydelige forskjeller i oppvarmingsbehovet fra region til region. Spesielt er det grunn til å tro at dette elementet er viktig ved sammenligning mellom innenlandsregioner og kystregioner og mellom regioner i sør og i nord. En har derfor benyttet informasjon fra den regionale elektrisitetsstatistikken for å kalibrere modellen i basisåret 1991.

#### 2.3.1 Tilbud av elektrisitet etter region

I utgangspunktet finnes en gitt bestand av kraftproduksjonsanlegg i de enkelte regioner, jfr. tabell 4.5. Tilgangen av ny kraftproduksjonskapasitet spesifiseres i MSG-5 ved en langtids-grensekostnadskurve som er konstruert fra verksspesifikke data. Et eksempel på en kostnads-

kurve basert på slike data er gitt i NVE (1993). Det er forutsatt at ny kapasitet bygges ut etter stigende kostnad. Ny tilgang kan regionfordeles siden hvert prosjekts geografiske beliggenhet er kjent.



## 3. Forutsetninger

### 3.1 Nasjonale forutsetninger

#### 3.1.1 Makroøkonomien

Våre forutsetninger for den makroøkonomiske utviklingen er basert på forutsetningene i Regjeringens Langtidsprogram 1994-97, St. meld. nr. 4 (1992-1993). I beregningene er det forutsatt en gjennomsnittlig årlig vekst i bruttonasjonalprodukt hos våre handelspartnere på 2 1/2 prosent og en årlig gjennomsnittlig vekst i disse landenes konsumpriser på 3 prosent. Samhandelen mellom landene i OECD området har normalt økt raskere enn produksjonen. Det er derfor forutsatt en vekst i utenlandske markeder der norske produkter selges, på om lag 4 prosent per år fra 1991 til århundreskiftet. Deretter avtar veksten gradvis til 2 1/2 prosent ved slutten av beregningsperioden. I tillegg til den forutsatte markedsveksten, vil utviklingen i norske og utenlandske priser bestemme den faktiske utviklingen i norsk eksport.

Total produksjon på lang sikt begrenses av tilgang på arbeidskraft og naturressurser og av teknologisk utvikling. *Tilgjengelig arbeidskraft* bestemmes av befolkningsutviklingen, befolkningens sammensetning, yrkesfrekvensene i de ulike aldersgruppene og av den gjennomsnittlige arbeidstiden blant grupper av yrkesaktive. Fremover vil det skje endringer i alle disse variablene, og samlet sett er det antatt at timeverkstilgangen vil øke med om lag 5 prosent over hele perioden fram til år 2010. Deretter reduseres timeverkstilgangen med om lag 1 prosent fra 2010 til 2020. For næringene i fastlands-Norge sett under ett er det lagt til grunn en årlig vekst i *total faktorproduktivitet* på om lag 1 prosent i gjennomsnitt for perioden sett under ett.

Det er stor usikkerhet knyttet til størrelsen på olje- og gassressursene på norsk sokkel og til prisutviklingen for petroleumprodukter. Vi har her på samme måte som i Langtidsprogrammet lagt til grunn at råoljeprisene vil ligge stabilt på 126 norske kroner per fat (1992-priser) ut hele fremskrivingsperioden.

Det er forutsatt at det på lang sikt vil være mulig å erstatte manglende vekst i råvarebasert industri med større vekst i kunnskapsbasert produksjon. Med den tidshorison våre beregninger har, er det forutsatt full mobilitet av kapital og arbeidskraft mellom næringer. Modellresultatene gjenspeiler ikke kort-siktige ubalanser som følge av raske vridninger i næringsstruktur.

Det er forutsatt at Norge deltar i et internasjonalt marked uten store restriksjoner på handelen og at det eksisterer et fritt internasjonalt kapitalmarked som vil kreve at avkastningen på investeringer i Norge på lang sikt må tilsvare internasjonal avkastning av kapitalen. Dette medfører også en tilnærmet lik kapitalbeskatning i Norge og våre konkurrentland. Det er ikke forutsatt noen endring i norsk miljøpolitikk som vil forverre vår konkurransevne vis à vis våre konkurrentland.

#### 3.1.2 Elektrisitetsmarkedet

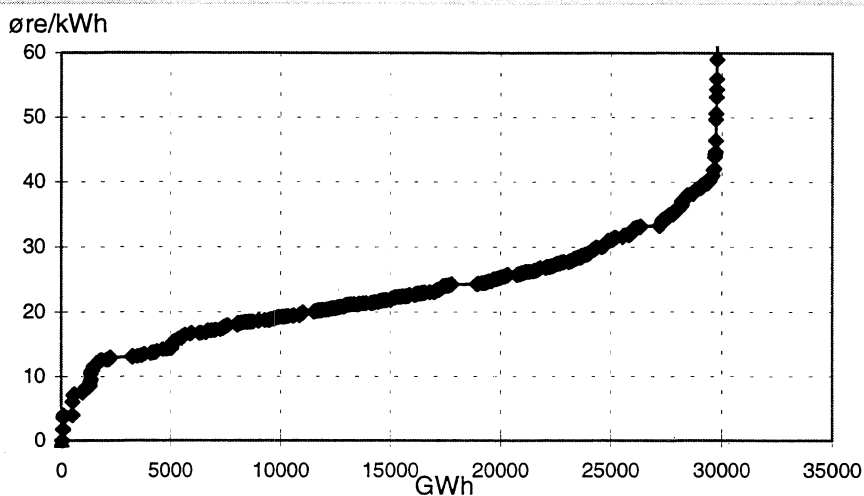
##### Trendleddet i energilikningene

Vi har ved utarbeidelsen av alternativene nedenfor valgt å holde trendvariabelen i energilikningene konstant etter 1992, se vedlegg 1. Det vil si at overgang fra bruk av olje til elektrisitet i en sektor i den simulerte banen kun forekommer som følge av endringer i prisforholdet mellom elektrisitet og olje. Den trendmessige overgangen fra olje til elektrisitet forutsettes dermed å stoppe opp. En begrunnelse kan være at gjenværende oljeforbruk etterhvert er lite. Samtidig forekommer det fortsatt investering i og replasering av oljeforbrukende energiutstyr i den norske økonomien.

##### Vannkraft

Figur 3.1 viser langtidsgrensekostnaden for ny vannkraft for prosjektene i Samlet Plans kategori I og II (inklusive prosjekter som allerede har fått konsesjon eller som er holdt utenfor Samlet Plan).

Figur 3.1. Langtidsgrensekostnad for vannkraft i Norge, GWh og øre/kWh. 1994-priser



Samlet Plans kategori I og II tillagt prosjekter som allerede har konsesjon, utgjør et potensiale på om lag 30 TWh i tillegg til de 111,8 TWh som allerede er utbygget.

I følge St. meld. nr. 60 (1991-92) (Om Samlet plan for vassdrag) består Samlet plans kategori I av «Prosjekter som kan konsesjonsbehandles straks og fortløpende for å bidra til energidekningen i årene fremover». Prosjekter som er plassert i kategori II er «Prosjekter som kan nyttes til kraftutbygging eller andre formål, og som ikke kan konsesjonsbehandles nå».

Det understrekes at fremtidige utbyggingskostnader er usikre. Kostnadskurven i figur 3.1 er basert på en bestemt dimensjonering av det enkelte verk. Endret dimensjonering kan endre produsert mengde og utbyggingskostnadene per enhet elektrisitet. Det er ikke implementert teknisk fremgang i vannkraftsektoren. Det antas at det er svært lite å hente i form av økt produksjon fra vannkraftanlegg som følge av teknisk fremgang i turbinkonstruksjon etc. Utnyttelsesgraden i vannkraftanlegg er allerede svært høy. Likevel vil teknisk fremgang i MSG-5 modellens bygge- og anleggssektor føre til fall i utbyggingskostnadene over tid.

#### Gasskraft

Gasskraftproduksjon er i modellen spesifisert som et alternativ til vannkraftproduksjon. Det er antatt at gasskraftprodusentene står overfor verdensmarkedspriser på gass. Gassmarkedet i Europa er i sterk utvikling, og Norge vil mer enn fordoble sin produksjon av gass de nærmeste årene for å tilfredstille allerede inngåtte internasjonale gasskontrakter. Dette trekker i retning av at den assosierte gassen som finnes i dag kan utnyttes i større utstrekning enn tidligere. Etterhvert vil det

også måtte komme en løsning for gassfeltene Heidrun og Midgard som kan bidra til at også assosiert gass fra Haltenbanken kan få en alternativverdi i nærheten av gassprisen på verdensmarkedet. Dette vil på sikt kunne føre til at tilgangen på billig assosiert gass uten alternativ anvendelse, forsvinner. Den naturgassprisen en eventuell gasskraftprodusent står overfor vil dermed være tilnærmet lik prisen i verdensmarkedet. Spillvarmen fra produksjon av gasskraft kan utnyttes i allerede eksisterende fjernvarmenett i flere av de store byene i våre naboland. Med samme naturgasspris vil det være bedre lønnsomhet i gasskraftproduksjon i våre naboland enn i Norge. Det forutsetter at produksjonen blir stor nok til å forsvare investering i rørledning til Danmark og/eller Sverige.

Hvis gasskraftproduksjon blir stilt overfor lavere priser enn verdensmarkedsprisen på gass kan dette tilsi at samlet kraftproduksjon i Norge i våre analyser er undervurdert. Hvis forutsetningen er at denne kraftproduksjonen skal nyttes kun til eksport vil dette ikke berøre norske kraftpriser eller etterspørsel. Hvis en derimot legger opp til en optimal bruk av kraften, vil prisene kunne bli lavere og etterspørselen høyere enn analysene nedenfor viser. For at en slik gassprising skal være lønnsom må den imidlertid ta utgangspunkt i naturgass med lavere alternativverdi enn verdensmarkedsprisen i kraftverkets levetid.

#### Overføring og fordeling

Det er forutsatt en tariff i overføringsnettet (sentralnettet) på 3 øre pr. kWh i faste 1992-priser. Det svarer til en gjennomsnittlig innmatingstariff til sentralnettet på 1,5 øre/kWh og en utmatingstariff i samme størrelsesorden. I regionalnettet er tariffen satt til 3 øre pr. kWh. Tariffene i fordelingsnettet varierer mellom brukere. For husholdningene har vi benyttet en tariff i fordelingsnettet på om lag 13 øre/kWh. Den samlede transporttariffen for

husholdningene blir dermed om lag 19 øre/kWh. Transporttariffen blir noe lavere for andre sektorer. Våre anslag for tariffene er fastlagt med utgangspunkt i NVEs punktтарiffstatistikk. Det er i beregningene lagt til grunn en årlig teknisk fremgang på 0,5 prosent i overførings- og fordelingssektoren. Det vil isolert sett bidra til en reduksjon i fordelingstariffen over tid. Høyere kraftpriser og dermed høyere verdi på krafttapet vil trekke i motsatt retning. Den forutsatte tekniske fremgangen i transmisjonssektorene for kraft er noe lavere enn i andre sektorer. Det skyldes en antagelse om at det tekniske nivået i disse sektorene allerede er høyt.

### Elektrisitets- og merverdiavgift

De vedtatte endringene i elektrisitetsavgiften fra 1.1.95 er implementert i beregningene. Det vil si at elektrisitetsavgiften til bedrifter innenfor industri og bergverk er fjernet. For andre brukere er elektrisitetsavgiften satt til 5,2 øre/kWh fra og med 1995. Fremover er det antatt at realverdien av avgiften opprettholdes. Det vil si at elektrisitetsavgiften nominelt økes med om lag 3 prosent per år i beregningsperioden. Satsen for merverdiavgift er opprettholdt på 23 prosent gjennom hele simuleringsperioden.

### Oljepris og CO<sub>2</sub>-avgifter

Råoljeprisen er konstant i realverdi i beregningsperioden. Det gir en tilnærmet konstant fyringsoljepris. Svovelavgiften er uendret i realverdi i forhold til i dag, gjennom hele beregningsperioden, dvs. 7 øre pr. liter pr. 0,25 prosent svovelinnhold i den aktuelle oljetype. Dagens CO<sub>2</sub>-avgifter (om lag 150 kroner pr. tonn CO<sub>2</sub>, eller om lag 40 øre pr. liter fyringsolje) beholdes gjennom hele beregningsperioden. Det forutsettes at avgiften forblir høyere i Norge enn i våre naboland gjennom hele simuleringsperioden. For bensin og gassfakling er CO<sub>2</sub>-avgiften dobbelt så høy som for andre sektorer.

### Kraftintensiv industri og treforedling

For metallsektoren har vi *forutsatt* at forbruket av elektrisk kraft etterhvert reduseres. Fra et utgangsnivå på om lag 30 TWh pr. år i starten av simuleringsperioden avtar forbruket til 25 TWh frem mot år 2010. Vi regner dermed med at deler av den kraftintensive industrien vil miste sin tilgang på subsidiert elektrisitet. Markedsbasert kraftomsetning klargjør i større grad enn tidligere, alternativverdien av elektrisitet i markedet. Økte realpriser på elektrisitet øker subsidieelementet i lave kraftpriser. Vi forutsetter at dette på sikt vil føre til at enkelte bedrifter i stedet for å nytte kontraktskraft i egen produksjonsprosess, selger kraften videre. Vi antar at dette sammen med en viss avskalling i den norske metallindustrien, frigjør 5 TWh elektrisitet. Vi har videre forutsatt at forbruket i treforedlingssektoren vil ligge på om lag 4,8 TWh årlig frem til år 2020.

Sektorene antas fortsatt å motta de nevnte kvantum kraft på langsiktige kontrakter med politisk bestemte, lave priser. Anslaget på reduksjonen i metallindustriens forbruk er basert på Bye og Johnsen (1991).

### Eksport og import av elektrisitet

En viktig premisse for analyse av energimarkedet er behandlingen av eksport og import av elektrisitet. Et alternativ er å forutsette at det nordiske kraftsystemet kan fungere som ett marked der mange mindre aktører handler i et frikonkurransemarked uten strategiske tilpasninger. Et slikt effektivt nordisk kraftmarked vil medføre at det er en gjennomsnittlig "verdensmarkedspris" på kraft som bestemmer den innenlandske prisen på elektrisitet. Gitt at en slik pris realiseres vil det være lønnsomt med en kraftproduksjon innenlands som er høyere enn den innenlandske etterspørselen til den aktuelle prisen. Differansen mellom innenlandsk produksjon og innenlandsk forbruk går i dette tilfellet til eksport. Dersom "verdensmarkedsprisen" ligger under den prisen som ville ha blitt realisert i et lukket norsk marked, ville løsningen etter åpning av markedet medføre lavere innenlandsk produksjon og høyere innenlandsk forbruk enn i det lukkede markedet, dvs. import av kraft.

Bye, Johnsen og Mysen (1995) beregner under ulike forutsetninger handelsstrømmer for elektrisitet mellom de nordiske landene. Sentrale forutsetninger er spesifisering av gasshandelsmulighetene og eventuell samordning av miljøpolitikk mellom land. I tabell 3.1 presenteres beregnede nettoeksporttall for elektrisitet fra Norge og gasskraftproduksjon i Norge, i deres ulike alternativer.

**Tabell 3.1 Netto elektrisitetseksport fra Norge og gasskraftproduksjon i Norge i 2010, TWh**

Beregningsalternativ	Netto.el. eksport fra Norge (TWh)	Gasskraftproduksjon i Norge (TWh)
Ingen handel	0	5
Handel med el.	26	32
Handel med el. og gass	0	0
Handel og like CO <sub>2</sub> -avgifter	7	0

Kilde: Bye et al. (1995)

Tabell 3.1 viser at i alternativet som tillater handel med elektrisitet mellom landene, men ikke handel med gass, så vil Norge eksportere 26 TWh elektrisitet til de tre landene Sverige, Danmark og Finland. Gasskraftproduksjonen i Norge vil da være 32 TWh når det betales verdensmarkedspris for gassen. Når en åpner for handel med gass, vil de store gassmengder som nyttes til kraftproduksjon forsvare en utbygging av gassrørledning mellom Norge, Danmark og Sverige. I dette tilfellet vil all gasskraft-

produksjon foregå i Sverige og Danmark. Norge vil ikke ha gasskraftproduksjon og heller ikke noen langsiktig krafteksport til de andre nordiske landene. Av tabellen framgår det altså at i de mest realistiske alternativene med både fri handel med elektrisitet og naturgass, vil det ikke bli realisert noen nettoeksport av elektrisitet fra Norge til de andre nordiske landene. Det er her sett bort fra kortsiktig utveksling gjennom året. Implisitt er det antatt at slik kraftutveksling i netto svarer til den eksportforutsetning vi har gjort.

De utenlandske CO<sub>2</sub>-avgiftene vil langt på vei bestemme verdien av norsk vannkraft ved eksport av elektrisitet fra Norge til utlandet. I Sverige, Danmark, Finland og andre deler av Europa er kull og oljeprodukter viktige innsatsvarer i elektrisitetsproduksjon. En CO<sub>2</sub>-avgift vil påvirke produksjonskostnadene for elektrisitet i Europa. Det vil bedre betingelsene for eksport av norsk vannkraft til våre nærmeste naboland.

Det knytter seg stor usikkerhet til realisering av et felles nordisk kraftmarked. For eksempel vil de ulike landenes politikk med hensyn til utnyttelse av overføringskapasitet mellom landene kunne legge sterke begrensninger på kraftomsetningen i Norden. I Regjeringens Langtidsprogram 1994-97 ble det forutsatt at nettoeksporten av elektrisitet fra Norge ville ligge på om lag 4,5 TWh i hele beregningsperioden frem til år 2030. En nettoeksport i tråd med dette synes i lys av diskusjonen ovenfor å være et rimelig alternativ.

Finland har nå vedtatt å deregulere sitt elektrisitetsmarked fra sommeren 1995. Den svenske energikommisjonen har anbefalt for den svenske regjeringen at den skal invitere Riksdagen til å fatte vedtak om deregulering av det svenske kraftmarkedet fra 1. januar 1996. Et slikt forslag vil antakelig bli diskutert i Riksdagen i oktober/-november 1995. Kommisjonen vil i løpet av desember samme år komme med sin konklusjon om den svenske atomkraften. En rimelig hypotese kan være at det kan komme en gradvis nedbygging av atomkraften i Sverige. I henhold til ovenstående vil dette ikke medføre økt norsk kraftproduksjon og eksport, men snarere kunne medføre økt gasseksport til Sverige.

## 3.2 Forutsetninger på regionalt plan

### 3.2.1 Regional økonomi

Det forutsettes at den regionale fordelingen av aktiviteten i produksjonssektorene følger den relative fordelingen av næringsutviklingen i basisåret med noen modifikasjoner i perioden fra 1990 til 2000, jfr. avsnitt som beskriver REGARD. Tabell 3.2a og 3.2b viser nøklene for regionalfordeling for årene 1991 og 2001 slik de kommer ut fra REGARD, se ovenfor.

Fra tabell 3.2.a ser vi at næringsfordelingen er svært forskjellig i de ulike regioner. For eksempel har Oslo og Akershus og Nord-Norge relativt liten andel av jordbruksproduksjonen i forhold til de andre regionene. På den annen side er offentlig tjenesteytings andel i Oslo/Akershus svært stor. På samme måte er bank og forsikring sterkt sentralisert i Oslo/Akershus mens derimot metallproduksjon er sterkt konsentrert i Agder/Rogaland og i Vest-Norge. Av dette kan vi slutte at en strukturendring i makromodellen MSG-5 i retning av relativt sett mindre metallproduksjon framover, vil bidra til en reduksjon i det relative aktivitetsnivået i Agder/Rogaland og på Vestlandet i den regionale modellen slik denne er formulert. På samme måte vil en sterk vekst i statlig tjenesteyting og varehandel medføre sterk vekst i Oslo/Akershus-regionen. I REGARD-modellen framskrives nye nøkler som fordeler produksjonen i ulike næringer på de ulike regionene. En sammenligning av de framskrevne nøklene for 2001 i tabell 3.2.b med de historiske i tabell 3.2.a viser at det ikke skjer svært store endringer. For år 2010 og 2020 har vi benyttet de samme nøklene som i 2001. Den marginale endringen i perioden 1991 til 2001 begrunner vårt valg av nøkler.

### 3.2.2 Kraftmarkedet

Beregningen av regionale tall for anvendelsen av elektrisk kraft følger i store trekk av nøklene omtalt ovenfor. På grunn av temperaturforskjeller og avvik mellom REGARD og Elektrisitetsstatistikens fordeling av bedrifter på regioner har vi foretatt en korreksjon av regionnøklene. Korreksjonen er utført ved å kalibrere nøklene for 1991. For årene utover i beregningsperioden er det utviklingen i REGARDs regionfordeling som vil bestemme utviklingen i de beregnede regionfordelte tall.

Korreksjonsfaktorene er parametre i REGEL, se vedlegg 5. For eksempel er korreksjonsfaktoren 0,78 for husholdningene i Oslo og Akershus. Det betyr at kraftforbruket i denne regionen bare er 78 prosent av det elforbruk som fremkommer dersom vi antar at husholdningenes forbruk fordeler seg over regioner som samlet privat konsumutgift. Ved like priser vil det si at elektrisitet har en mindre budsjettdandel i Oslo enn i andre regioner.

Når det gjelder tilgangssiden har vi fra NVE informasjon om den geografiske fordelingen av nye prosjekter i kategori I og II i Samlet Plan. Denne informasjonen er benyttet ved konstruksjon av regionale tilgangstall.

Tabell 3.2a. Regionalnøkler produksjonssektorene 1991, observert i 1991

	Oslo-Ak	Østl-kyst	Hed-Opp	Agd-Rog	Vestl	Trønd	Nordn
Konsum	0,267	0,185	0,077	0,131	0,159	0,085	0,095
Jordbruk	0,067	0,185	0,182	0,179	0,163	0,156	0,069
Skogbruk	0,090	0,285	0,430	0,066	0,019	0,096	0,014
Fisk m.v.	0,000	0,009	0,000	0,090	0,453	0,089	0,359
Konsumvarer	0,181	0,153	0,084	0,151	0,210	0,119	0,102
Vareinnsats- og investeringsvarer	0,300	0,233	0,120	0,111	0,122	0,064	0,049
Treforedling	0,015	0,693	0,020	0,061	0,011	0,199	0,001
Kjemisk	0,135	0,678	0,000	0,058	0,063	0,006	0,059
Raffinering	0,000	0,278	0,000	0,161	0,562	0,000	0,000
Metaller	0,028	0,131	0,047	0,366	0,272	0,027	0,130
Verkstedprodukter	0,222	0,362	0,069	0,135	0,128	0,053	0,031
Skip/platformer	0,018	0,048	0,000	0,345	0,492	0,072	0,025
Bygg/anlegg	0,306	0,207	0,068	0,125	0,142	0,074	0,078
Bank/forsikringstjenester	0,405	0,121	0,051	0,102	0,175	0,074	0,072
El.produksjon	0,182	0,207	0,084	0,130	0,189	0,096	0,113
Innenl. samf.	0,302	0,144	0,072	0,125	0,170	0,079	0,108
Varehandel	0,440	0,152	0,050	0,103	0,128	0,062	0,064
Boligtjenester	0,308	0,165	0,061	0,131	0,153	0,091	0,091
Annen privat tjenesteyting	0,457	0,137	0,058	0,109	0,120	0,060	0,059
Forsvar	0,206	0,129	0,063	0,102	0,102	0,103	0,295
Undervisning/ forskning stat	0,370	0,069	0,029	0,068	0,188	0,171	0,104
Undervisning/ forskning kommune	0,164	0,183	0,089	0,140	0,193	0,099	0,133
Helse stat	0,902	0,023	0,018	0,015	0,015	0,011	0,016
Helse kommune	0,237	0,184	0,096	0,107	0,168	0,096	0,113
Annen offentlig tjenesteyting stat	0,384	0,129	0,063	0,109	0,135	0,071	0,109
Annen offentlig tjenesteyting kommune	0,234	0,177	0,083	0,120	0,167	0,084	0,136

Tabell 3.2b. Regionalnøkler produksjonssektorene 2001, beregnet

	Oslo-Ak	Østl-kyst	Hed-Opp	Agd-Rog	Vestl	Trønd	Nordn
Konsum	0,272	0,180	0,077	0,133	0,161	0,083	0,093
Jordbruk	0,067	0,185	0,182	0,179	0,163	0,156	0,069
Skogbruk	0,090	0,285	0,430	0,066	0,019	0,096	0,014
Fisk m.v.	0,000	0,009	0,000	0,090	0,453	0,089	0,359
Konsumvarer	0,168	0,152	0,084	0,150	0,225	0,124	0,097
Vareinnsats- og investeringsvarer	0,312	0,223	0,117	0,111	0,124	0,065	0,049
Treforedling	0,019	0,713	0,017	0,022	0,015	0,213	0,001
Kjemisk	0,156	0,648	0,000	0,063	0,067	0,006	0,060
Raffinering	0,000	0,278	0,000	0,161	0,562	0,000	0,000
Metaller	0,028	0,134	0,057	0,352	0,267	0,021	0,141
Verkstedprodukter	0,218	0,365	0,072	0,129	0,136	0,050	0,031
Skip/platformer	0,018	0,045	0,000	0,301	0,499	0,106	0,031
Bygg/anlegg	0,296	0,194	0,066	0,124	0,157	0,081	0,083
Bank/forsikringstjenester	0,404	0,118	0,050	0,103	0,180	0,074	0,072
El.produksjon	0,182	0,207	0,084	0,130	0,189	0,096	0,113
Innenl. samf.	0,302	0,141	0,072	0,127	0,173	0,079	0,106
Varehandel	0,441	0,150	0,050	0,104	0,131	0,062	0,064
Boligtjenester	0,318	0,163	0,060	0,131	0,150	0,090	0,088
Annen privat tjenesteyting	0,473	0,129	0,057	0,110	0,120	0,058	0,054
Forsvar	0,206	0,129	0,063	0,102	0,102	0,103	0,295
Undervisning/ forskning stat	0,370	0,069	0,029	0,068	0,188	0,171	0,104
Undervisning/ forskning kommune	0,188	0,178	0,086	0,138	0,186	0,097	0,127
Helse stat	0,902	0,023	0,018	0,015	0,015	0,011	0,016
Helse kommune	0,242	0,183	0,096	0,108	0,166	0,095	0,110
Annen offentlig tjenesteyting stat	0,384	0,129	0,063	0,109	0,135	0,071	0,109
Annen offentlig tjenesteyting kommune	0,234	0,177	0,083	0,120	0,167	0,084	0,136

# 4. Resultater

## 4.1 Nasjonalt nivå

### 4.1.1 Økonomisk vekst

Den økonomiske veksten er raskere i første del av perioden (1990-2010) enn i den siste (2010-2020). Dette skyldes blant annet lavere vekst i antall timeverk i siste del av perioden som følge av endringer i befolkningssammensetningen. Andelen pensjonister øker i perioden 2010-2020. I gjennomsnitt over hele perioden er den tekniske fremgangen 1 prosent per år. Den teknologiske fremgangen er imidlertid noe sterkere i perioden 1991-2010 enn i perioden 2010-2020. Det trekker i retning av noe sterkere vekst i den første perioden. Disponibel realinntekt for Norge øker med i gjennomsnitt 1,9 prosent per år i hele perioden mens BNP og privat konsum vokser med henholdsvis 1,6 og 2,2 prosent pr. år i gjennomsnitt. Disse vekstratene er i overensstemmelse med vekstratene i de langsiktige beregningene til Langtidsprogrammet 1994-97, St. meld. nr. 4 (1992-93). Vekstratene for BNP fordelt på sektorer viser at den sterkeste veksten i BNP i følge modellen, kommer i privat tjenesteyting, offentlig tjenesteyting og i annen industri. Annen industri omfatter industri eksklusive kraftintensiv industri og treforedling.

### 4.1.2 Utviklingen i kraftmarkedet

Kraftproduksjon og innenlandsk forbruk øker med 0,4 prosent per år i perioden 1991-2010. Veksten er om lag den samme i perioden 2010-2020. Midlere års produksjonsevne i det norske vannkraftsystemet blir anslått til 125,4 TWh i år 2020. Gasskraft blir ikke aktuelt i løpet av simuleringsperioden og nettoeksporten er som nevnt ovenfor satt til 4,4 TWh per år. Krafttapene vokser svakt frem til 2010, til tross for at det er forutsatt lavere krafttapsprosjenter. I denne perioden omallokeres 5 TWh kraft fra kraftintensiv industri til alminnelig forsyning. Dette sammen med økt omsetning, er hovedårsaken til økte krafttap. Etterspørselsveksten er sterkest i tjenesteytende sektorer og annen industri. Husholdningenes kraftetterspørsel øker med 0,6 prosent per år perioden sett under ett.

I de makroøkonomiske beregningene vokser BNP med 1,6 prosent per år samtidig som det er antatt en autonom teknisk endring (økning i faktorproduktivitet) på om lag 1 prosent per år. Dette skulle ved en stabil nærings sammensetning gi en vekst i elektrisitetsforbruk i produksjonssektorene på 0,6 prosent per år. Vi har imidlertid antatt at prisene til kraftintensiv industri i fremtiden i større grad vil bli bestemt av markedet. Dette medfører en opptrapping av prisen og en nedgang i forbruket av elektrisitet i denne industrien. I treforedlingssektoren reduseres

**Tabell 4.1. Utvikling i noen makroøkonomiske variable i basialternativet. Årlig prosentvis vekst**

	1990-2010	2010-2020
Disponibel realinntekt for Norge	2,3	1,2
Bruttonasjonalprodukt	1,8	1,1
Fastlands-Norge	2,0	1,4
Industri og bergverk	1,6	1,6
Eksport	2,1	1,3
Import	2,9	1,6
Privat konsum	2,5	1,7
Offentlig konsum	1,6	0,4
Bruttoinvesteringer bedrifter	3,2	1,3
Bruttoinvesteringer boliger	1,7	3,1

**Tabell 4.2. Pris på elektrisitet til husholdninger 1991, 2010 og 2020, kroner/kWh, faste 1992-priser**

	1991*	2010	2020
Referert kraftstasjon	0,16	0,19	0,22
Overføring	0,05	0,05	0,04
Fordeling	0,15	0,16	0,17
El. avgift	0,04	0,05	0,05
Pris før mva.	0,41	0,45	0,49
Pris inkl. mva.	0,48	0,55	0,60

\* Pris referert kraftstasjon i 1991 er bestemt ved å trekke avgifter og anslåtte distribusjonstariffer fra observert kjøperpris for 1991. Husholdningene betalte en høyere pris referert kraftstasjon enn gjennomsnittet i 1991. I beregningsperioden betaler alle sektorer unntatt kraftintensiv/treforedling samme pris ref. kraftstasjon.

Tabell 4.3. Elektrisitetsbalanse 1991, 2010 og 2020, TWh

	Nivå tall, TWh			Årlig prosentvis endring		
	1991	2010	2020	1991-2010	2010-2020	1991-2020
Midlere års prod.	108,1	120,1	125,4			
Produksjon	111,0	120,1	125,4	0,4	0,4	0,4
Vannkraft	111,0	120,1	125,4	0,4	0,4	0,4
Gasskraft	0,0	0,0	0,0			
- eksport	6,0	10,0	10,0	2,7	0,0	1,8
+ import	3,3	5,6	5,6	2,8	0,0	1,8
Innenl. forbruk	108,2	115,7	121,0	0,4	0,5	0,4
- krafttap	8,7	8,6	8,6	-0,1	0,0	0,0
Innenl. forbruk netto	99,5	107,1	112,4	0,4	0,5	0,4
Kraftintensiv	29,3	24,8	24,8	-0,9	0,0	-0,6
Treforedling	6,5	4,8	4,8	-1,6	0,0	-1,1
Alm. fors. ekskl. trefo.	64,1	77,4	82,8	1,0	0,7	0,9
Annen industri	9,8	11,3	11,9	0,8	0,5	0,7
Tjenesteyting	21,0	29,7	31,6	1,9	0,6	1,5
Hush. og jordbruk	33,3	36,4	39,3	0,5	0,8	0,6

forbruket av tilfeldig kraft utover i simuleringsperioden. På lang sikt forbruker treforedlingssektoren 4,8 TWh i et normalår.

Veksten i det innenlandske elektrisitetsmarkedet presser prisene opp, siden det er stigende marginale utbyggingskostnader i elektrisitetsproduksjon, jfr. figur 3.1. Tabell 4.2 viser kraftprisen til private husholdninger målt i faste 1992-priser.

Overførings- og fordelingstariffene samt avgiftene er stabile, mens pris referert kraftstasjonsvegg øker sterkt til 2010 og 2020. Etterhvert som pris referert kraftstasjonsvegg øker vil denne delen av den samlede kjøperprisen utgjøre en større andel. I år 2020 utgjør kraftprisen i overkant av 35 prosent av kjøperprisen før mva.

Tabell 4.3 viser elektrisitetsbalansen for 1991, 2010 og 2020. Lav inntektselastisitet i husholdningene og realprisstigning på elektrisitet medfører en beskjeden vekst i elektrisitetsforbruket i husholdningssektoren. Inntektselastisiteten er 0,3, mens økning i antall husholdninger bidrar til at «brutto inntektselastisiteten» er nær 0,5. Alle disse faktorene bidrar til å holde veksten i det samlede innenlandske elektrisitetsforbruket nede.

En detaljert kraftbalanse der utviklingen i kraftforbruk i hver enkelt av modellens sektorer er spesifisert, er gjengitt i vedlegg 2.

#### 4.1.3 Sammenhengen mellom kraftetterspørsel og produksjonsvekst i økonomien

Figur 1.1 (se side 8) viser utviklingen i BNP og brutto kraftforbruk i alminnelig forsyning i perioden

1960-94, samt vår fremskrivning for perioden 1994-2020.

Figuren viser at våre beregninger representerer et klart brudd i forhold til den historiske utviklingen i perioden 1960-94. I perioden 1960-94 viser de observerte tallene at BNP og brutto kraftforbruk i alminnelig forsyning har utviklet seg i takt. Vår simulering viser at veksten i kraftforbruk etterhvert blir klart lavere enn i veksten i BNP. Det er flere årsaker til dette. Prisen på elektrisitet i forhold til prisen på olje er redusert gjennom den historiske perioden. Oljeprissjokkene har mer enn oppveid opptrappingen av kraftprisene. I beregningsperioden stiger elektrisitetsprisen reelt og i forhold til prisen på oljeprodukter. Det har skjedd en kraftig overgang fra bruk av olje til bruk av elektrisitet til stasjonære formål i den historiske perioden. Etterhvert er andelen olje blitt svært lav. Det gir begrenset mulighet for en videre overgang fremover. Potensialet for substitusjon er snart uttømt. Næringsutviklingen beveger seg i simuleringsperioden i retning av mindre energiintensive sektorer som for eksempel tjenesteyting. Husholdningenes elektrisitetsetterspørsel har økt kraftig i perioden 1960-94. Det kan ha sammenheng med høyere innnetemperaturer og økt andel av boligflate som varmes opp. Etterhvert har oppvarmet areal nærmet seg 100 prosent, slik at denne utviklingen kan gi en avmating av veksten.

Våre beregninger viser en klart lavere veksttakt i kraftforbruket i alminnelig forsyning fremover enn hva som har vært tilfelle i perioden 1975-94. Tabell 4.4 viser forbruksvekst, BNP-vekst og prisutviklingen for elektrisitet og olje i femårsperioder fra 1975-1994 og i våre beregningsperioder 1991-2010 og

2010-2020. I periodene 1975-80 og 1980-85 vokste kraftforbruket med 4,5-5,2 prosent pr. år. Veksten falt sammen med en tilsvarende sterk vekst i BNP og realprisen på elektrisitet. Oljeprisen steg svært kraftig fra 1975-80 og var nærmest konstant fra 1980-85. Over tiårsperioden steg oljeprisen kraftigere enn kraftprisene. I perioden 1985-90 var veksten i BNP og elektrisitetsforbruk langt svakere enn i de foregående årene. Realprisveksten på elektrisitet var også lavere, mens oljeprisen ble redusert gjennom perioden. Det vil si at utviklingen i prisforholdet mellom olje og elektrisitet gikk i favør av olje i denne perioden.

**Tabell 4.4. Årlig vekst i alminnelig forsyningskraftforbruk, BNP, kraft- og fyringsoljepris 1975-1994 og fremskrevet 1991-2020**

Periode	El. forbruk*	BNP	El. pris (hush.)	Oljepris (Fy. nr 1)
1975-1980	5,2 (4,4)	4,9	3,4	11,2
1980-1985	4,5 (3,9)	3,4	3,5	-0,4
1985-1990	0,6 (0,6)	1,6	0,6	-6,3
1990-1994	3,0 (-1,8)	3,1	-1,7	-0,7
1991-2010	1,0	1,8	0,8	0,0
2010-2020	0,6	1,1	0,9	0,0

\* Faktisk, brutto forbruk, ikke temperaturkorrigert. Netto temperaturkorrigert i parantes.

I perioden 1990-94 økte kraftforbruk og BNP om lag i takt. I samme tidsperiode falt imidlertid realprisen på elektrisitet, også sett i forhold til oljeprisen. Kraftprisen som er benyttet i tabellen er pris på elektrisitet til private husholdninger. Foreløpig statistikk tyder på at andre kjøpergrupper innen alminnelig forsyning har opplevd større prisfall enn husholdningene som følge av dereguleringen av kraftmarkedet. Realprisfallet kan være en grunn til den høye forbruksveksten i denne perioden. Tabell 4.4 viser at det ikke er noen enkel sammenheng mellom BNP-vekst og elektrisitetsforbruksvekst. Endringer i prisforhold, næringsstruktur og temperaturforhold er også viktige for å forklare utviklingen. Modellen som er benyttet i våre analyser forsøker å ivareta samspillet mellom alle disse effektene.

I følge våre beregninger vil det skje en betydelig demping av forbruksveksten fremover mot 2010 og 2020. Det kan i hovedsak forklares med lav BNP-vekst og økende realpris på elektrisitet fremover. Det er også viktig at prisforholdet mellom elektrisitet og olje gjennom hele vår beregningsperiode beveger seg i disfavør av elektrisitet. Videre kan endringene i kraftforbruksveksten skyldes blant annet endringer i nærings sammensetningen. Aktivitet vris fra industri til tjenesteyting, dvs. over til mindre elektrisitetsintensive virksomheter. Videre kan den reduserte veksten ha sammenheng med «metningstendenser»

for enkelte typer kraftforbruk. For eksempel har det historisk skjedd en kraftig økning i innetemperaturer og andelen oppvarmet areal i boliger og næringsbygg. Frem til i dag har det også skjedd en sterk overgang fra bruk av olje til bruk av elektrisitet til oppvarmingsformål. Høye investeringskostnader knyttet til oljeforbrukende utstyr kan være en forklaring for slik overgang. Etterhvert er potensialet for ytterligere overgang redusert. Oppvarming med olje har i dag langt mindre omfang enn på 1970- og 80-tallet.

#### 4.1.4 Følsomhetsanalyse

Forutsetningene om den generelle tekniske fremgangen i økonomien og redusert kraftforbruk i metallsektoren er to viktige og usikre forutsetninger som er lagt til grunn i våre beregninger. Vi har gjennomført alternative beregninger der disse to forutsetningene er endret hver for seg og samtidig. Kraftbalanser og prisanslag for beregningene som omtales nedenfor er gitt i vedlegg 4.

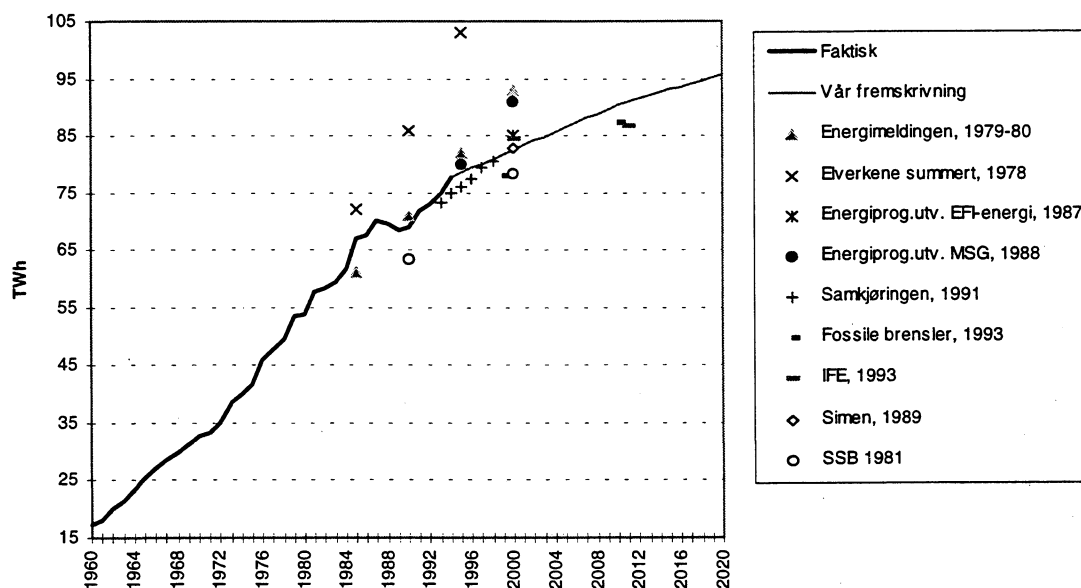
Lavere teknisk fremgang vil bidra til at etterspørselen etter elektrisitet per produsert enhet øker. Samtidig vil også innsatsen av arbeidskraft, kapital og andre innsatsvarer per produsert enhet øke. Gitt tilgangen av arbeidskraft vil dermed lavere teknisk endring medføre mindre vekst i økonomien. I tillegg vil redusert teknisk fremgang forårsake næringsvridninger og nedgang i privat konsum. Våre beregninger viser at effektene av endringer i nærings sammensetning og konsum er så sterke at elektrisitetsetterspørselen faller som følge av lavere teknisk fremgang. Det er i første rekke husholdningene og næringer knyttet til privat konsum (varehandel og tjenesteyting) som reduserer sitt kraftforbruk. Den innenlandske kraftetterspørselen blir 113,9 TWh i år 2020 dersom den tekniske fremgangen halveres i forhold til i referansebanen (fra 1,0 til 0,5 prosent per år). Dette tilsvarer en reduksjon på 6 prosent i forhold til referansebanen.

Økt kraftforbruk i metallindustrien øker den innenlandske etterspørselen etter elektrisitet og dermed også utbyggingen av ny kraftproduksjonskapasitet. Deler av økningen i metallindustriens kraftforbruk dekkes imidlertid opp ved at andre sektorer reduserer sin kraftetterspørsel som følge av økte kraftpriser. Dersom metallsektorens kraftetterspørsel økes med 5 TWh, vil midlere års produksjons evne i år 2020 i følge våre beregninger, bli 128,4 TWh, dvs. 3 TWh høyere enn i referansebanen.

Dersom vi samtidig halverer den tekniske fremgangen og øker metallindustriens kraftforbruk med 5 TWh blir virkningene en kombinasjon av effektene av at endringene foretas enkeltvis. Midlere års produksjonskapasitet blir 121,3 TWh i år 2020, mens kraftprisen referert kraftstasjon blir 21 øre/kWh.



Figur 4.2. Brutto fastkraftforbruk i alminnelig forsyning. Faktisk utvikling 1960-1994 og fremskrivninger, TWh



En reduksjon av nettoeksporten fra 4,5 TWh til null TWh per år medfører en reduksjon i kraftproduksjon med bare 2,6 TWh per år. Den innenlandske etterspørselen går opp med 1,9 TWh da elektrisitetsprisene i det innenlandske markedet går ned med 2 øre/kWh.

#### 4.1.5 Sammenligning med tidligere fremskrivninger

Fremskrivninger av økonomisk aktivitet, kraftpriser og -etterspørsel er beheftet med betydelig usikkerhet. Usikkerheten hefter seg til forutsetninger for viktige variable og til modellapparatet som benyttes. Blant annet er mange av parametrene i modellen anslått ved bruk av historisk observerte data. Det er usikkert hvor godt slike historiske estimater er egnet til analyser av fremtiden. Modellen vi har benyttet er en langsiktig likevektsmodell som er ment å ivareta langsiktige utviklingstrekk i økonomien. Resultatene bør tolkes med forsiktighet, spesielt på kort sikt. Som en illustrasjon på usikkerhet ved fremskrivninger gjengir vi nedenfor noen utvalgte historiske fremskrivninger. Figur 4.2 viser et utvalg av tidligere fremskrivninger av brutto fastkraftforbruk i alminnelig forsyning. Vi har samlet fremskrivninger utført i perioden 1978-1993 og inkludert faktisk utvikling samt våre egne tall for perioden frem til 2020.

Vi skal ikke gå detaljert inn på hver enkelt fremskrivning her. Modellapparat og forutsetninger varierer sterkt mellom de ulike analysene. Energi-meldingen fra 1979-80 (Olje- og energidepartementet (1979-80)) har frem til 1995 truffet bemerkelsesverdig godt. Det samme gjelder Energiprognoseutvalget fra 1988. I sistnevnte analyse ble en tidligere variant av MSG-modellen

benyttet. Fylkenes prognoser avgitt i 1978 og summert av NVE overestimerer den faktiske utviklingen kraftig. Fremskrivningene fra SSB 1981 viser lavere vekst enn hva som ble realisert. Denne fremskrivningen forutsatte en gradvis overgang til priser lik langtidsgrensekostnad og absorpsjon av kraftoverskuddet i markedet. Foreløpig er ikke markedet i en slik balanse, men vi ser ikke bort fra at SSBs analyse fra 1981 kan treffe nivået i år 2000 rimelig godt. Frem til år 2000 vil ikke store utbygginger bli mulig å få til. Samtidig er det inngått en rekke utvekslingsavtaler med et betydelig innslag av fastkrafteksport. Dette kan føre til begrensede muligheter for vekst i alminnelig forsyningsforbruk. Det er grunn til å merke seg fremskrivningen fra IFE. Denne fremskrivningen er utført ved bruk av teknologimodellen MARKAL. IFEs analyse antyder store tekniske muligheter for energisparing, hovedsakelig i form av økt bruk av varmepumper i husholdninger og tjenesteyting. Deres anslag ligger betydelig under vår fremskrivning.

## 4.2 Resultater fra de regionale beregningene

### 4.2.1 Regional økonomisk vekst

Av generelle trekk i utviklingen mellom regioner kan det nevnes at regional befolkningsutvikling trekker i retning av sterkere vekst i de sentrale strøk enn i de mindre sentrale områder. For eksempel vil veksten i Nord-Norge bli svakere enn i for eksempel Oslo/Akershus. Industri og bergverk får svakere vekst enn privat tjenesteyting. Dette trekker i retning av svakere vekst i Agder/Rogaland og Trøndelag enn i typiske tjenesteytende strøk som Oslo/Akershus. Privat konsum vokser også relativt sterkt, faktisk

sterkere enn BNP, og trekker også i retning av sterk vekst i store befolkningsområder. På den annen side vokser privat sektor av økonomien sterkere enn offentlig sektor. Dette trekker i retning av svakere vekst i Oslo/Akershus enn i andre regioner.

#### 4.2.2 Regionale kraftbalanser

Tabell 4.5 viser fordeling av tilgang (gitt ved midlere års produksjonskapasitet) og anvendelse av elektrisk kraft på de syv regionene i modellen. Anvendelsestallene er regnet brutto, det vil si at krafttap i distribusjon er henført til den region forbruket skjer i. Krafttap i transmisjon er lagt til produserende region. Balansen summerer seg ikke til null i 1991. Anvendelsestallene representerer faktisk forbruk i 1991. Tilgangen av kraft fra ulike regioner kan variere fra år til år avhengig av magasinregulering og lokale tilsigsvariasjoner. Tilgangstallene i tabell 4.5 gjenspeiler tilgangen i et normalår. Differansen mellom tilgang og anvendelse i 2010 og 2020 består av netto eksport som ikke er lagt til noen spesiell region.

Absolutt vekst i krafttilgang er størst i Agder og Rogaland og Nord-Norge. Det er i disse regionene de fleste og rimeligste kraft-prosjektene finnes. Forbruket øker absolutt sterkest i regionen Østlandet kyst. Overføringskostnader mellom regionene er ikke spesifisert i MSG-5, der fokus settes på den nasjonale utviklingen. Våre beregninger av regionale kraftbalanser er en etter-beregning til makromodellen. Det er ingen tilbake-virkning som gir økte kraftpriser som følge av en ugunstig utvikling av de regionale kraftbalansene.

De regionale balansene viser at Oslo og Akershus regionen forbruker langt mer enn det som produseres i denne regionen. Det er stor og økende netto import av kraft til denne regionen. Det samme er tilfellet for Trøndelag. I de andre regionene produseres det mer kraft enn det som forbrukes. Vestlandet er den største netto-eksportøren blant regionene. I hovedsak forverres balansene utover i simuleringsperioden. Det er bare i Østlandet kyst-

regionen at det etterhvert blir bedre balanse mellom tilgang og anvendelse av elektrisitet.

I perioden 1991-2010 er den prosentvise veksten i tilgangen størst i Hedmark og Oppland og Nord-Norge. Etter 2010 er veksten størst i Østlandet kyst og Nord-Norge. Brutto kraftforbruk fordelt på region og næringer er gjengitt i vedlegg 3.

Tabell 4.5. Regional tilgang, anvendelse og balanse i kraftmarkedet 1991, 2010 og 2020, Twh

Region	Tilgang midl. års prod. evne			Anvendelse, brutto innenl. forbruk			Balanse, tilgang-anvendelse		
	1991	2010	2020	1991	2010	2020	1991	2010	2020
Oslo-Akershus	0,9	0,9	0,9	15,2	18,6	19,8	-14,3	-17,7	-18,9
Østl-kyst	24,8	25,5	25,9	22,7	23,8	24,8	2,1	1,7	1,1
Hedmark-Oppland	7,8	10,1	11,3	6,4	7,6	8,1	1,4	2,5	3,2
Agder-Rogaland	21,7	23,0	23,9	17,2	17,4	18,1	4,5	5,6	5,8
Vestlandet	30,6	34,8	36,0	22,0	22,5	23,3	8,6	12,3	12,7
Trøndelag	6,4	7,0	7,3	9,6	9,7	10,1	-3,2	-2,7	-2,8
Nord-Norge	16,0	18,8	20,1	15,0	16,1	16,7	1,0	2,7	3,3
Sum Norge	108,1	120,1	125,4	108,2	115,7	121,0	-0,1	4,4	4,4

## 5. Referanser

Bye T. og T. A. Johnsen (1991): *Effektivisering av kraftmarkedet*, Rapporter 91/13, Statistisk sentralbyrå.

Bye, T., T.A. Johnsen og H.T. Mysen (1995): *Naturgass i et nordisk kraftmarked*, *Sosialøkonomen*, 2, 18-27.

Cappelen, Å. og M. Rolland (1995): *Makro-økonomisk utvikling på mellomlang sikt, Økonomiske analyser 1 1995*, Statistisk sentralbyrå.

Olje- og energidepartementet (1979-80): *Norges framtidige energibruk og -produksjon*. St.meld. nr. 54 (1979-80).

Energiprognoseutvalget (1987): *Energiprognoseutvalgets rapport til energimeldingen 1987*, Olje- og energidepartementet, Oslo.

Finans- og tolldepartementet (1993): *Langtidsprogrammet 1994-1997*, St.meld.nr.4 (1992-1993).

Holmøy, E., G. Nordén og B. Strøm (1994): *MSG-5. A complete description of the system of equations*. Rapporter 94/19, Statistisk sentralbyrå.

IFE (1993): *CO<sub>2</sub> Emission Control in Norway. Results from IEA-ETSAP Annex IV*. IFE/KR/E-92/008, Institutt for energiteknikk, Kjeller.

Mohn, K., L.S. Stambøl og K. Ø. Sørensen (1994): *Regional analyse av arbeidsmarked og demografi. Drivkrefter og utviklingstrekk belyst ved modellsystemet REGARD*. Sosiale og økonomiske studier 88, Statistisk sentralbyrå, Oslo.

Mysen (1991): *Substitusjon mellom olje og elektrisitet i produksjonssektorene i en makromodell*, Rapporter 91/7, Statistisk sentralbyrå, Oslo.

Elektrisitetsstatistikk (1991): *Elektrisitetsstatistikk 1991*, Norges offisielle statistikk C82, Statistisk sentralbyrå.

NVE (1993): *Fastkraftkostnader for ny vannkraft*. ER-notat 13/93, Norges vassdrags- og energiverk, Oslo.

Nærings- og energidepartementet (1993): *Fossile brenslers plass i det norske energimarkedet*, Rapport fra en arbeidsgruppe.

Samkjøringen (1991): *Årsberetning 1991*. Samkjøringen av kraftverkene i Norge, Oslo.

Simen (1989): *Studier av industri, miljø og energi fram mot år 2000*, Fabritius forlag, Oslo.

SSB (1981): *Får vi et kraftoverskudd i 1990?, Økonomiske analyser mai, 1982*. Statistisk sentralbyrå.

# Vedlegg 1. Modell og estimeringsopplegg for valg mellom energibærere

Ved modellering av fordelingen av energibruken på elektrisitet og fossile brenslere (og ved) har en valgt å splitte energibruken til stasjonære formål ( $U$ ) på de to energibærerne elektrisitet ( $E$ ) og fossile brenslere og ved ( $F$ ). For hver sektor er etterspørselen etter elektrisitet summen av fast og tilfeldig kraft, mens fossile brenslere er et lineært aggregat der fast brensel, parafin og fyringsolje inngår. Det er forutsatt at den energi sektoren etterspør "produseres" i et CES-aggregat

$$(1) U = \left[ A_E^{-1/b} E^{(b+1)/b} + (1 - A_E)^{-1/b} F^{(b+1)/b} \right]^{b/(b+1)}$$

hvor  $A_E$  er en fordelingsparameter gitt på formen

$$(2) A_E = \frac{e^{a+cT}}{1 + e^{a+cT}}$$

der det inngår en trendvariabel ( $T$ ) som er tatt med for å åpne for ikke nøytral teknisk endring i "produktfunksjonen" for energi. Parametrene i ligning (1) og (2), dvs.  $a$ ,  $b$ ,  $c$ , er estimert ved bruk av tidsseriedata. Den avledede modellen

$$(3) \ln\left(\frac{E}{F}\right) = a + b \ln\left(\frac{PE}{PF}\right) + cT$$

er estimert økonometrisk, jfr. Mysen (1991). Her er  $PE$  prisen på elektrisitet, mens  $PF$  er prisen på fyringsolje. Ligning (1), (2) og (3) bestemmer  $E$  og  $F$  som funksjon av priser og samlet energibruk.

Trendvariabelen i modellen er for de aller fleste sektorer signifikant. Trendleddet bidrar også til å bedre modellens evne til å forklare den observerte utviklingen i elektrisitets- og oljeforbruket (inkl. faste brenslere) i en kontrollperiode<sup>3</sup> etter estimeringsperioden. Parameteren  $c$  blir estimert til å ha positivt fortegn, dvs. at det i estimeringsperioden har skjedd en overgang fra bruk av fossile brenslere til elektrisitet som ikke kan forklares av endringer i prisforholdet mellom de to energibærerne.

Estimatet for substitusjonselastisiteten mellom elektrisitet og fossile brenslere ( $b$ ) påvirkes dersom trenden tas med i relasjonen som estimeres. Det har ved estimering vist seg at tallverdien til

<sup>3</sup> Med kontrollperiode menes et antall år etter estimeringsperiodens utløp som kan benyttes til å teste modellen mot observerte data som ikke har inngått ved bestemmelsen av modellens parametre.

substitusjonselastisiteten jevnt over blir lavere (lavere substitusjon) dersom trendvariabelen inngår i modellen.

Årsaken til at trendleddet blir signifikant og viser seg å være en viktig del av modellen, kan forklares med et eller flere av følgende argumenter:

1. Raskere vekst i det **elektrisitetsspesifikke energiforbruket** enn i forbruket av energi til oppvarming i estimeringsperioden kan ha ført til at forholdet mellom elektrisitet og fossile brenslere har blitt vridd i retning av elektrisitet, uavhengig av prisutviklingen på elektrisitet og fossile brenslere i estimeringsperioden.
2. **Høye investeringskostnader** og høye krav til avkastning knyttet til oppvarmingsutstyr som benytter fossile brenslere kan forklare at slikt utstyr i liten grad er valgt ved nyinvestering eller utskifting av gammelt utstyr. Likeledes kan forventninger om rask teknisk fremgang som gjør det lønnsomt med snarlig utskifting av oppvarmingsutstyret kombinert med forventninger om lav annenhåndsverdi, ha ført til at elektrisitet med lave utstyrskostnader er valgt fremfor dyrere løsninger. Større oljefyringsanlegg krever at brukeren har tank for oppbevaring av fyringsoljen. Slike tanker er ofte nedgravd utendørs. Kostnader knyttet til rehabilitering av slike tanker medfører en ekstra kostnad ved oljefyringsanlegg.
3. **Forventninger om økende oljepris** i forhold til elektrisitetspris kan også forklare at oljeforbrukende oppvarmingsutstyr i liten grad velges ved investering i nytt oppvarmingsutstyr.
4. Aktørenes **preferanser med hensyn til kvalitetsegenskaper** ved utstyret som enkelhet ved bruk, støy, støv, lukt og søl kan også ha bidratt til at elektrisitet i så stor grad er valgt som energibærer i estimeringsperioden.

## Behandling av trendvariabelen ved simulering av modellen

Det knytter seg usikkerhet til hvordan trendvariabelen skal behandles ved simulering av modellen.

- Modellbrukeren kan forutsette at effektene som har ført til den signifikante trendkoeffisienten i estimeringsperioden vil gjøre seg gjeldende også i simuleringperioden. I så tilfelle bør

- trendvariabelen gis fortsatt vekst i simuleringsperioden.
- påvirke aktørenes forventninger om fremtidige energiavgifter.
- Modellbruker kan alternativt anta at forholdene som ligger bak trenden var spesielle for estimeringsperioden og ikke vil gjøre seg gjeldende i simuleringsperioden. I dette tilfellet bør trendvariabelen holdes konstant ved simulering av modellen.
  - Modellbruker kan også legge seg på en mellomløsning og gi trendvariabelen en lavere veksttakt enn i estimeringsperioden.

### **Argumenter for og i mot bruk av trendvariabelen i simuleringsperioden**

Argument 1 ovenfor (vekst i elektrisitetsspesifikt forbruk) kan gjøre seg gjeldende også i simuleringsperioden. Det kommer stadig nye elektrisitetsforbrukende produkter på markedet som øker potensialet for økt elektrisitetsforbruk. På den annen side krever ofte nyere teknisk utstyr mindre energi for å yte de samme tjenester som eldre teknisk utstyr. Nye kjøleskap for eksempel, er bedre isolert og bruker mindre energi enn gamle modeller. Bedret isolering og utrangering av gamle boliger og yrkesbygg trekker veksten i energi til oppvarming ned, mens økt oppvarmet areal og kanskje høyere komfortnivå (innetemperaturer) trekker motsatt vei. Likeledes kan økt oppmerksomhet om energipriser og for eksempel hyppigere avregning av energiforbruket bidra til lavere etterspørsel etter energi.

Argument 2 om høye investeringskostnader knyttet til oppvarmingsutstyr som benytter fossile brenslere kan også ha fortsatt gyldighet i simuleringsperioden. En rasjonell aktør vil på investeringstidspunktet avveie investerings- og forventede driftskostnader og velge det system som gir lavest samlet kostnad. Manglende kredittmuligheter kan føre til at aktører (husholdninger) tilpasser seg til en høyere rente enn markedsrenten. Det trekker i retning av at aktørene velger utstyr med lave investeringskostnader. Større aktører (i produksjonssektorene) bør derimot forventes å foreta en mer langsiktig avveining.

Argument 3 om forventede priser på energibærere kan også gjelde i simuleringsperioden. Fremtidige priser er usikre. I seg selv vil slik usikkerhet trekke i retning av at aktørene velger å tilpasse seg med lave investeringskostnader, siden investeringsbeslutningen for endel oppvarmingssystemer er irreversibel. Installasjonskostnadene er høye og annenhåndsverdien av oppvarmingsutstyr er ofte lav. Hvorvidt forventningene om fremtidige priser på energibærere går i favør av elektrisitet eller fossile brenslere er vanskelig å si. Eventuelle regimeskift, for eksempel med hensyn til norsk eksport av vannkraft på langsiktige kontrakter, kan påvirke forventningsdannelsen. Likeledes kan en aktiv norsk klimapolitikk

## Vedlegg 2. Elektrisitetsbalanse, detaljert næringsinndeling

Tabell V.2.1. Elektrisitetsbalanse 1991, 2010 og 2020. TWh

	1991	2010	2020	Vekstrater, prosent	
				1991-2010	2010-2020
Produksjon	111,0	120,1	125,4	0,41	0,43
Vannkraft	111,0	120,1	125,4	0,41	0,43
Gasskraft	-	-	-	-	-
- eksport	6,0	10,0	10,0	2,73	-
+ import	3,3	5,6	5,6	2,84	-
Innenl. forbruk brutto	108,2	115,7	121,0	0,35	0,45
- krafttap	8,7	8,6	8,6	0,18	0,03
Innenl. forbruk netto	99,5	107,1	112,4	0,37	0,48
Jordbruksprodukter	0,7	0,9	1,0	1,92	0,39
Skogbruksprodukter	-	-	-	-	-
Fisk m.v.	-	-	-	-	-
Konsumvarer	2,7	3,7	3,8	1,79	0,22
Vareinnsats- og invest. varer	4,0	4,3	4,3	0,37	-0,14
Treforedlingsprodukter	6,5	4,8	4,8	-1,61	-
Kjemiske råvarer	4,8	4,8	4,8	0,08	-
Raffinering av jordolje	0,4	0,4	0,4	-0,36	0,26
Metaller	24,7	20,0	20,0	-1,10	-
Verkstedsprodukter	1,7	2,5	3,0	2,07	2,06
Skip-og plattformer	0,4	0,2	0,2	-3,35	-1,11
Bygg- og anlegg	0,5	0,8	0,8	1,86	0,56
Bank og forsikringstjenester	0,7	0,6	0,7	-0,28	0,95
Utvinning av olje og gass	0,1	0,1	0,1	1,89	-2,39
Utenriks sjøfart og oljeboring	-	-	-	-	-
Transporttj. innenlands	1,4	1,7	1,8	1,05	0,28
Varehandel	4,6	8,0	8,0	2,96	-0,06
Boligtjenester	0,1	0,3	0,4	8,46	2,38
Annen priv. tjenesteyting	4,6	6,8	7,9	2,03	1,52
Forsvar	0,6	0,5	0,5	-0,56	-
Undervisning og forskning	2,4	4,4	4,7	3,15	0,56
Helsetjenester m.v.	2,8	4,5	4,8	2,49	0,56
Annen off. tjenesteyting	3,2	1,9	2,1	-2,53	0,56
Private husholdninger	32,6	35,5	38,3	0,45	0,76

## Vedlegg 3. Forbruk av elektrisitet etter region og detaljert næring\*, 1991, 2010 og 2020

Tabell V.3.1. Disaggregerte regionale beregninger. 1991. TWh

Sektor	Osl-Ak	Østl-kyst	Hed-Opp	Agd-Rog	Vestl	Trønd	Nordn	Sum Norge
Jordbruksprodukter	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,7
Skogbruksprodukter	-	-	-	-	-	-	-	-
Fisk m.v.	-	-	-	-	-	-	-	-
Konsumvarer	0,2	0,4	0,2	0,4	0,5	0,2	0,9	2,8
Vareinnsats- og investeringsvarer	0,7	1,0	0,6	0,5	0,5	0,2	0,8	4,3
Treforedlingsprodukter	-	4,0	0,1	0,4	-	2,2	-	6,7
Kjemiske råvarer	0,1	3,0	-	0,3	0,6	0,1	0,7	4,8
Raffinering av jordolje	-	0,1	-	0,1	0,3	-	-	0,5
Metaller	-	2,0	-	6,9	9,4	1,4	5,0	24,7
Verkstedsprodukter	0,2	0,7	0,1	0,3	0,2	0,1	0,2	1,8
Skip og plattformer	-	-	-	0,2	0,2	-	-	0,5
Bygg og anlegg	0,2	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,6
Bank og forsikringstjenester	0,2	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,7
El. produksjon	0,7	0,8	0,3	0,5	0,8	0,4	0,5	4,0
Transporttj. Innenlands	0,6	0,2	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	1,5
Varehandel	1,2	1,0	0,4	0,6	0,8	0,4	0,5	5,0
Boligtjenester	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Annen priv. tjenesteyting	1,2	1,0	0,5	0,7	0,7	0,4	0,5	4,9
Forsvar	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,6
Undervisning og forskn. komm.	0,3	0,3	0,2	0,3	0,4	0,2	0,3	2,0
Undervisning og forskn. stat	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,6
Helsetj. m.v. komm.	0,7	0,5	0,3	0,3	0,5	0,3	0,3	2,9
Helsetj. m.v. stat	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2
Annen off. tjenesteyting. komm.	0,6	0,4	0,2	0,3	0,4	0,2	0,3	2,3
Annen off. tjenesteyting. stat	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1,1
Private husholdninger	7,3	6,7	2,8	4,8	6,0	3,1	4,3	35,0
<b>Sum</b>	<b>15,2</b>	<b>22,7</b>	<b>6,4</b>	<b>17,2</b>	<b>22,0</b>	<b>9,6</b>	<b>15,0</b>	<b>108,2</b>

\* Nettoforbruk tillagt tap i fordelingsnettet. Tap i overføringsnettet er lagt til sektoren El. produksjon.

**Tabell V.3.2. Disaggregerte regionale beregninger. 2010. TWh**

Sektor	Osl-Ak	Østl-kyst	Hed-Opp	Agd-Rog	Vestl	Trønd	Nordn	Sum Norge
Jordbruksprodukter	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	<b>1,0</b>
Skogbruksprodukter	-	-	-	-	-	-	-	-
Fisk m.v.	-	-	-	-	-	-	-	-
Konsumvarer	0,3	0,5	0,3	0,5	0,8	0,3	1,2	<b>4,0</b>
Vareinnsats- og investeringsvarer	0,8	1,0	0,6	0,5	0,6	0,2	0,8	<b>4,6</b>
Treforedlingsprodukter	-	3,0	0,1	0,1	-	1,8	-	<b>5,0</b>
Kjemiske råvarer	0,1	2,9	-	0,4	0,7	0,1	0,7	<b>4,8</b>
Raffinering av jordolje	-	0,1	-	0,1	0,2	-	-	<b>0,4</b>
Metaller	-	1,6	-	5,4	7,5	0,9	4,4	<b>19,9</b>
Verkstedsprodukter	0,3	1,0	0,2	0,4	0,4	0,1	0,3	<b>2,7</b>
Skip og plattformer	-	-	-	0,1	0,1	-	-	<b>0,2</b>
Bygg og anlegg	0,3	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	<b>0,8</b>
Bank og forsikringstjenester	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	<b>0,7</b>
El.produksjon	0,6	0,6	0,3	0,4	0,6	0,3	0,4	<b>3,1</b>
Transporttj. innenlands	0,7	0,3	0,3	0,2	0,1	0,1	0,2	<b>1,9</b>
Varehandel	2,1	1,8	0,7	1,1	1,4	0,6	0,9	<b>8,6</b>
Boligtjenester	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	<b>0,4</b>
Annen priv. tjenesteyting	1,9	1,3	0,7	1,0	1,1	0,5	0,7	<b>7,1</b>
Forsvar	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	<b>0,6</b>
Undervisning og forskn. komm.	0,7	0,6	0,3	0,6	0,7	0,3	0,5	<b>3,7</b>
Undervisning og forskn. stat	0,4	0,1	0,0	0,1	0,2	0,2	0,1	<b>1,1</b>
Helsetj. m.v. komm.	1,1	0,8	0,4	0,6	0,7	0,4	0,5	<b>4,6</b>
Helsetj. m.v. stat	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	<b>0,3</b>
Annen off. tjenesteyting. komm.	0,3	0,2	0,1	0,2	0,2	0,1	0,2	<b>1,4</b>
Annen off. tjenesteyting. stat	0,3	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	<b>0,6</b>
Private husholdninger	8,1	7,2	3,1	5,3	6,6	3,3	4,6	<b>38,0</b>
<b>Sum</b>	<b>18,6</b>	<b>23,8</b>	<b>7,6</b>	<b>17,4</b>	<b>22,5</b>	<b>9,7</b>	<b>16,1</b>	<b>115,6</b>



Tabell V.3.3 Disaggregerte regionale beregninger. 2020. TWh

Sektor	Ostl-Ak	Østl-kyst	Hed-Opp	Agd-Rog	Vestl	Trønd	Nordn	Sum Norge
Jordbruksprodukter	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	1,1
Skogbruksprodukter	-	-	-	-	-	-	-	-
Fisk m.v.	-	-	-	-	-	-	-	-
Konsumvarer	0,3	0,5	0,3	0,5	0,8	0,4	1,2	4,0
Vareinnsats- og investeringsvarer	0,8	1,0	0,6	0,5	0,6	0,2	0,8	4,5
Treforedlingsprodukter	-	3,0	0,1	0,1	-	1,8	-	4,9
Kjemiske råvarer	0,1	2,9	-	0,4	0,7	0,1	0,7	4,8
Raffinering av jordolje	-	0,1	-	0,1	0,2	-	-	0,4
Metaller	-	1,6	-	5,4	7,5	0,9	4,4	19,9
Verkstedsprodukter	0,4	1,2	0,3	0,4	0,4	0,1	0,4	3,3
Skip og plattform	-	-	-	0,1	0,1	-	-	0,2
Bygg og anlegg	0,3	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,9
Bank og forsikringstjenester	0,2	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,8
El.produksjon	0,6	0,6	0,3	0,4	0,6	0,3	0,4	3,1
Transporttj. innenlands	0,7	0,3	0,3	0,2	0,1	0,1	0,2	1,9
Varehandel	2,0	1,8	0,7	1,1	1,4	0,6	0,9	8,5
Boligtjenester	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,5
Annen priv. tjenesteyting	2,2	1,5	0,8	1,2	1,3	0,6	0,8	8,3
Forsvar	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,6
Undervisning og forskn. komm.	0,7	0,6	0,3	0,6	0,7	0,4	0,5	3,8
Undervisning og forskn. stat	0,4	0,1	0,0	0,1	0,2	0,2	0,1	1,1
Helsetj. m.v. komm.	1,2	0,8	0,5	0,6	0,8	0,5	0,5	4,8
Helsetj. m.v. stat	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
Annen off. tjenesteyting. komm.	0,4	0,3	0,1	0,2	0,2	0,1	0,2	1,5
Annen off. tjenesteyting. stat	0,3	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,7
Private husholdninger	8,7	7,7	3,3	5,7	7,1	3,5	4,9	40,9
Sum	19,8	24,8	8,1	18,1	23,3	10,1	16,7	120,9

# Vedlegg 4. Følsomhetsberegninger, elektrisitetsbalanser og priser. Tre alternativer

**Tabell V.4.1. Elektrisitetsbalanse 1991, 2010 og 2020. TWh. Uendret kraftforbruk i kraftintensiv industri**

	1991	2010	2020	Vekstrater, prosent	
				1991-2010	2010-2020
Produksjon	111,0	123,1	128,4	0,5	0,4
Vannkraft	111,0	123,1	128,4	0,5	0,4
Gasskraft	-	-	-	-	-
- eksport	6,0	10,0	10,0	2,7	-
+ import	3,3	5,6	5,6	2,8	-
Innenl. forbruk brutto	108,2	118,7	124,0	0,5	0,4
- krafttap	8,7	8,5	8,5	0,1	-
Innenl. forbruk netto	99,5	110,2	115,5	0,5	0,5
Jordbruksprodukter	0,7	0,9	1,0	1,8	0,4
Skogbruksprodukter	-	-	-	-	-
Fisk m.v.	-	-	-	-	-
Konsumvarer	2,7	3,6	3,7	1,6	0,3
Vareinnsats- og invest. varer	4,0	4,0	3,9	-0,1	-0,1
Treforedlingsprodukter	6,5	4,8	4,8	-1,6	-
Kjemiske råvarer	4,8	4,8	4,8	0,1	-
Raffinering av jordolje	0,4	0,4	0,4	-0,4	0,3
Metaller	24,7	25,5	25,5	0,2	-
Verkstedprodukter	1,7	2,3	2,9	1,7	2,2
Skip- og plattform	0,4	0,2	0,2	-3,7	-1,0
Bygg- og anlegg	0,5	0,8	0,8	1,9	0,5
Bank og forsikringstjenester	0,7	0,6	0,7	-0,3	1,0
Utvinning av olje og gass	0,1	0,1	0,1	1,9	-2,4
Utenriks sjøfart og oljeboring	-	-	-	-	-
Transporttj. innenlands	1,4	1,7	1,8	1,0	0,3
Varehandel	4,6	7,2	7,1	2,3	-0,1
Bolitjenester	0,1	0,3	0,4	8,2	2,5
Annen priv. tjenesteyting	4,6	6,4	7,5	1,7	1,6
Forsvar	0,6	0,5	0,5	-0,6	-
Undervisning og forskning	2,4	4,4	4,7	3,1	0,6
Helsetjenester m.v.	2,8	4,5	4,8	2,5	0,6
Annen off. tjenesteyting	3,2	1,9	2,1	-2,5	0,6
Private husholdninger	32,6	35,0	37,8	0,4	0,8

**Tabell V.4.2. Pris på elektrisk kraft til husholdninger 1991, 2010 og 2020. Kroner/kWh, faste 1992-priser. Uendret kraftforbruk i metallsektoren**

	1991	2010	2020
Referert kraftstasjon	0,16	0,20	0,24
Overføring	0,05	0,05	0,05
Fordeling	0,15	0,17	0,18
El. avgift	0,04	0,05	0,05
Pris før mva.	0,41	0,47	0,52
Pris inkl. mva.	0,48	0,58	0,63

Tabell V.4.3. Elektrisitetsbalanse 1991, 2010 og 2020. TWh. Halvert teknisk endring

	1991	2010	2020	Vekstrater, prosent	
				1991-2010	2010-2020
Produksjon	111,0	115,6	118,3	0,2	0,2
Vannkraft	111,0	115,6	118,3	0,2	0,2
Gasskraft	-	-	-	-	-
- eksport	6,0	10,0	10,0	2,7	-
+ import	3,3	5,6	5,6	2,8	-
Innenl. forbruk brutto	108,2	111,2	113,9	0,1	0,2
- krafttap	8,7	8,2	8,0	-0,1	-0,2
Innenl. forbruk netto	99,5	103,0	105,9	0,2	0,3
Jordbruksprodukter	0,7	1,0	1,1	2,4	0,8
Skogbruksprodukter	-	-	-	-	-
Fisk m.v.	-	-	-	-	-
Konsumvarer	2,7	2,9	2,6	0,4	-1,1
Vareinnsats- og invest. varer	4,0	2,7	1,8	-2,0	-3,9
Treforedlingsprodukter	6,5	4,8	4,8	-1,6	-
Kjemiske råvarer	4,8	4,8	4,8	0,1	-
Raffinering av jordolje	0,4	0,4	0,4	-0,4	0,2
Metaller	24,7	20,0	20,0	-1,1	-
Verkstedprodukter	1,7	2,1	2,2	1,1	0,7
Skip-og plattformer	0,4	0,3	0,3	-2,0	-0,2
Bygg- og anlegg	0,5	0,7	0,7	1,5	-
Bank og forsikringstjenester	0,7	0,6	0,6	-0,6	0,6
Utvinning av olje og gass	0,1	0,1	0,1	1,9	-2,4
Utenriks sjøfart og oljeboring	-	-	-	-	-
Transporttj. innenlands	1,4	1,7	1,8	1,1	0,2
Varehandel	4,6	7,9	7,8	2,9	-0,2
Boligtjenester	0,1	0,3	0,4	8,5	1,6
Annen priv. tjenesteyting	4,6	6,2	7,1	1,6	1,3
Forsvar	0,6	0,5	0,5	-0,6	-
Undervisning og forskning	2,4	4,4	4,7	3,1	0,6
Helsetjenester m.v.	2,8	4,5	4,8	2,5	0,6
Annen off. tjenesteyting	3,2	1,9	2,1	-2,5	0,6
Private husholdninger	32,6	34,8	37,2	0,3	0,7

Tabell V.4.4. Pris på elektrisk kraft til husholdninger 1991, 2010 og 2020. Kroner/kWh, faste 1992-priser. Halvert teknisk endring

	1991	2010	2020
Referert kraftstasjon	0,16	0,16	0,19
Overføring	0,05	0,04	0,05
Fordeling	0,15	0,16	0,17
El.avgift	0,04	0,04	0,05
Pris før mva.	0,41	0,41	0,45
Pris inkl. mva.	0,48	0,50	0,56

**Tabell V.4.5. Elektrisitetsbalanse 1991, 2010 og 2020. TWh. Uendret kraftforbruk i metallsektoren og halvert teknisk endring**

	1991	2010	2020	Vekstrater, prosent	
				1991-2010	2010-2020
Produksjon	111,0	118,6	121,3	0,3	0,2
Vannkraft	111,0	118,6	121,3	0,3	0,2
Gasskraft	-	-	-	-	-
- eksport	6,0	10,0	10,0	2,7	-
+ import	3,3	5,6	5,6	2,8	-
Innenl. forbruk brutto	108,2	114,2	116,9	0,3	0,2
- krafttap	8,7	8,1	8,0	-0,1	-0,2
Innenl. forbruk netto	99,5	106,1	108,9	0,3	0,3
Jordbruksprodukter	0,7	1,0	1,1	2,3	0,8
Skogbruksprodukter	-	-	-	-	-
Fisk m.v.	-	-	-	-	-
Konsumvarer	2,7	2,8	2,5	0,2	-1,0
Vareinnsats- og invest. varer	4,0	2,5	1,6	-2,6	-4,0
Treforedlingsprodukter	6,5	4,8	4,8	-1,6	-
Kjemiske råvarer	4,8	4,8	4,8	0,1	-
Raffinering av jordolje	0,4	0,4	0,4	-0,4	0,2
Metaller	24,7	25,5	25,5	0,2	-
Verkstedsprodukter	1,7	1,9	2,1	0,7	0,8
Skip-og plattform	0,4	0,3	0,3	-2,3	-0,1
Bygg- og anlegg	0,5	0,7	0,7	1,6	-
Bank og forsikringstjenester	0,7	0,6	0,6	-0,6	0,6
Utvinning av olje og gass	0,1	0,1	0,1	1,9	-2,4
Utenriks sjøfart og oljeboring	-	-	-	-	-
Transporttj. innenlands	1,4	1,7	1,8	1,1	0,2
Varehandel	4,6	6,9	6,7	2,2	-0,3
Boligtjenester	0,1	0,3	0,4	8,2	1,7
Annen priv. tjenesteyting	4,6	5,8	6,7	1,3	1,3
Forsvar	0,6	0,5	0,5	-0,6	-
Undervisning og forskning	2,4	4,4	4,7	3,1	0,6
Helsetjenester m.v.	2,8	4,5	4,8	2,5	0,6
Annen off. tjenesteyting	3,2	1,9	2,1	-2,5	0,6
Private husholdninger	32,6	34,3	36,7	0,3	0,7

**Tabell V.4.6 Pris på elektrisk kraft til husholdninger 1991, 2010 og 2020. Kroner/kWh, faste 1992-priser. Uendret kraftforbruk i metallsektoren og halvert teknisk endring**

	1991	2010	2020
Referert kraftstasjon	0,16	0,18	0,21
Overføring	0,05	0,05	0,05
Fordeling	0,15	0,16	0,17
El.avgift	0,04	0,04	0,05
Pris før mva.	0,41	0,44	0,47
Pris inkl. mva.	0,48	0,54	0,58

## Vedlegg 5. Regional elektrisitetsetterspørselsmodell - REGEL

Den langsiktige likevektsmodellen MSG-5 inneholder produktfunksjoner og konsumfunksjoner hvor elektrisitet er en spesifisert faktor og hvor endringer i relative priser vil påvirke utviklingen. I REGARD fordeles produksjons- og konsumutvikling, men denne modellen inneholder ingen egen elektrisitetsvare. Utfordringen ligger nå i å koble disse to modellene og utnytte informasjonen om elektrisitetstilpasning i makromodellen sammen med den regionale fordelingen av aktivitetsnivået i REGARD. Dette gjøres i den regionale elektrisitetsmodellen REGEL.

I REGEL bestemmes nøkler for fordelingen av produksjonen i hver enkelt elektrisitetsforbrukende næringssektor på regioner ved

$$\eta_{ijt} = \frac{x_{ijt}}{x_{jt}},$$

der  $x_{jt}$  er samlet produksjon i sektor  $j$  fra MSG-5, mens  $x_{ijt}$  er produksjon i region  $i$  i sektor  $j$  fra REGARD. Indeksen  $t$  løper over år,  $t=1991, 1992, \dots, 2020$ .

På tilsvarende måte dannes en fordelingsnøkkel for fordeling av privat konsum på regioner

$$\eta_{it}^c = \frac{c_{it}}{c_t},$$

der  $c_{it}$  er privat konsum i region  $i$  i år  $t$  fra REGARD, mens  $c_t$  er samlet privat konsum fra MSG-5. Det antas at sektorenes produksjonsteknologi over regioner er homogene og at substitusjonsmulighetene mellom elektrisitet og oljeprodukter og mellom energi og innsatsfaktorene arbeidskraft, kapital og annen vareinnsats er de samme i de spesifikke sektorene over regioner. Tilsvarende antas at pris- og inntektselastisiteter i konsumet er de samme i alle regioner.

Det antas imidlertid å være endel regionspesifikke forskjeller i basisåret som også beholdes framover i beregningsperioden. For det første er det enkelte forskjeller i sammensetningen av de enkelte sektorene i de ulike regionene. Dette kan medføre forskjeller i nivåene på elektrisitetsbruk per produsert enhet. Dessuten kan det være betydelige forskjeller i oppvarmingsbehovet fra region til region. Spesielt er det grunn til å tro at dette elementet er viktig ved sammenligning mellom innenlandsregioner og kystregioner og mellom regioner i sør og i nord. En har derfor benyttet informasjonen fra den regionale

elektrisitetsstatistikken for å kalibrere modellen i basisåret 1991.

Elektrisitetsforbruket i sektor  $j$  i region  $i$ ,  $E_{ijt}$ , er nå

$$E_{ijt} = \eta_{ijt} \tau_{ij} EK_{jt},$$

der  $\tau_{ij}$  tar vare på de sektor ( $j$ ) og regionspesifikke ( $i$ ) forskjellene i basisåret og  $EK_{jt}$  er forbruket av elektrisitet i sektor  $j$  i år  $t$  fra MSG-5. For konsumet får en tilsvarende

$$EC_{it} = \eta_{it}^c \tau_{ic} EC_t,$$

der  $EC_{it}$  er private husholdningers kraftforbruk i region  $i$  i år  $t$  og  $EC_t$  er samlet forbruk av elektrisitet i husholdningene i år  $t$ .

Det beregnede netto elektrisitetsforbruket på regionbasis summerer seg til det beregnede elektrisitetsforbruket i sektor  $j$  på landsbasis

$$E_{jt} = \sum_i E_{ijt}.$$

Likeledes er samlet forbruk i region  $i$  gitt ved

$$E_{it} = \sum_j E_{ijt} + EC_{it}.$$

Til slutt summerer forbruk etter region seg til forbruk for landet under ett ved

$$E_t = \sum_i E_{it}.$$

# Tidligere utgitt på emneområdet

## Rapporter (RAPP)

- 91/12 Tor Arnt Johnsen: Modell for kraftsektoren.
- 91/13 Torstein Bye og Tor Arnt Johnsen:  
Effektivisering av kraftmarkedet.
- 92/2 Arne Ljones, Runa Nesbakken, Svein Sandbakken og Asbjørn Aaheim: Energibruk i husholdningene. Energiundersøkelsen 1990.
- 92/20 Tor Arnt Johnsen: Ressursbruk og produksjon i kraftsektoren.
- 93/1 Naturressurser og miljø 1992, 1993
- 93/10 Runa Nesbakken og Steinar Strøm:  
Energiforbruk til oppvarmingsformål i husholdningene.
- 93/16 Tom Langer Andersen, Ole Tom Djupskås og Tor Arnt Johnsen: Kraftkontrakter til alminnelig forsyning i 1992. Priser, kvantum og leveringsbetingelser.
- 93/21 Sarita Bartlett: The Evolution of Norwegian Energy Use from 1950 to 1991.
- 94/12 Tom Langer Andersen, Ole Tom Djupskås og Tor Arnt Johnsen: Kraftkontrakter til alminnelig forsyning i 1993.
- 95/10 Ole Tom Djupskås og Runa Nesbakken:  
Energibruk i husholdningene 1993. Data fra Forbruksundersøkelsen.

## Discussion paper (DP)

- No.144 Tor Arnt Johnsen and Torstein Bye:  
Prospects for a Common, Deregulated Nordic Electricity Market.

## Økonomiske analyser (ØA)

- 94/7 Tor Arnt Johnsen og Hans Terje Mysen:  
Et felles norsk-svensk kraftmarked.

## Economic Survey (ES)

- 95/2 Torstein Bye og Tor Arnt Johnsen:  
Norway- The Nordic Power House.



*Returadresse:*  
Statistisk sentralbyrå  
Postboks 8131 Dep.  
N-0033 Oslo

Publikasjonen kan bestilles fra:

Statistisk sentralbyrå  
Salg-og abonnementservice  
Postboks 8131 Dep.  
N-0033 Oslo

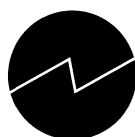
Telefon: 22 00 44 80  
Telefaks: 22 86 49 76

*eller:*  
Akademika – avdeling for  
offentlige publikasjoner  
Møllergt. 17  
Postboks 8134 Dep.  
N-0033 Oslo

Telefon: 22 11 67 70  
Telefaks: 22 42 05 51

ISBN 82-537-4171-5  
ISSN 0806-2056

Pris kr 80,00



**Statistisk sentralbyrå**  
Statistics Norway