



*Finn Roar Aune*

## Konsekvenser av en nordisk avgiftsharmonisering på elektrisitetområdet

# Innhold

<b>1. Innledning .....</b>	<b>3</b>
<b>2. Avgiftsalternativene .....</b>	<b>3</b>
<b>3. Øvrige forutsetninger .....</b>	<b>5</b>
3.1. Forutsetninger, analysevariant 1 .....	5
3.2. Forutsetninger, analysevariant 2 .....	5
<b>4. Modellbeskrivelser .....</b>	<b>5</b>
4.1. Om Nordisk energimarkedsmodell .....	5
4.2. Om SNFs sesongmodell for europeiske kraftmarkeder .....	6
4.3. Kobling mellom SSBs Energimarkedsmodell og SNFs Sesongmodell .....	7
<b>5. Resultater .....</b>	<b>7</b>
5.1. Basisbanen, analysevariant 1 .....	7
5.2. Avgiftsalternativ 1, analysevariant 1 .....	9
5.3. Avgiftsalternativ 2, analysevariant 1 .....	10
5.4. Basisbanen, analysevariant 2 .....	11
5.5. Avgiftsalternativ 1, analysevariant 2 .....	12
5.6. Avgiftsalternativ 2, analysevariant 2 .....	13
<b>6. Konklusjon .....</b>	<b>14</b>
<b>Referanser .....</b>	<b>14</b>
<b>Vedlegg A. Tabellvedlegg .....</b>	<b>15</b>
<b>De sist utgitte publikasjonene i serien Notater fra Forskningsavdelingen .....</b>	<b>22</b>

## 1. Innledning

Dette notatet presenterer resultater fra et prosjekt utført for Nordisk Råd's Embedsmandskomite vedrørende en eventuell harmonisering av elektrisitetsavgiftene på nordisk basis. Prosjektet ble gjennomført av SSB og SNF-Bergen i fellesskap. SSBs partielle nordiske energimarkedsmodell og SNF-Bergens korttidsmodell for kraftmarkedene i Europa ble brukt i sammenheng for at både kort- og langsiktige energiforhold skulle bli belyst. I dette notatet vil imidlertid kun resultater fra SSBs partielle nordiske energimarkedsmodell bli kommentert. Problemstillingen studeres under to sett av forutsetninger. Først vil resultater med SSBs partielle nordiske energimarkedsmodell opprinnelige eksogene forutsetninger bli presentert. Deretter vil tilsvarende analyse med sterke føringer på forutsetningene på tilbuds- og etterspørselssiden i elektrisitetsmarkedet legges fram.

Elektrisitetsforsyningen i de nordiske landene var før 1991 til dels omfattende regulert. Men *kortsiktig utveksling* av kraft mellom landene ble i mange år før det styrt av en markedslignende mekanisme gjennom samarbeidsorganisasjonen NORDEL. Med innføringen av ny energilov i Norge 1991 ble de neste skritt på veien mot ett felles nordisk kraftmarked tatt. I og med at Sverige åpnet opp for markedsbasert omsetning av elektrisitet fra og med 1/1 1996, ble et felles norsk/svensk kraftbørs realisert. Finske og danske produsenter har også tilgang til denne børsen. I Finland ligger det an til at en dereguleringen av kraftmarkedet fullføres i løpet av 1996. Enkelte kjennetrek ved en mer liberal omsetning av elektrisitet mellom Danmark og andre land ser også ut til å tvinge seg fram.

De nordiske landenes avgiftssystemer på elektrisitetsområdet er ganske forskjellige, både med hensyn på struktur og med hensyn på avgiftsnivå. I Danmark er alle avgifter lagt på forbruk av elektrisitet, mens i Sverige og Norge pålegges både produsenter og forbrukere avgifter. I Finland er alle avgifter lagt på elektrisitetsprodusentene. Med et felles elektrisitetsmarked vil forskjeller i avgiftsstrukturen kunne medføre at både kortsikts- og langsiktstilpasningen avviker fra hva som er mest gunstig for de nordiske landene både fra et økonomisk og forurensingsmessig synspunkt.

For å finne ut hvordan ulike avgiftsreformer på elektrisitetsområdet vil påvirke kraftmarkedet i de nordiske landene er to økonomiske modeller benyttet. SSBs nordiske energimarkedsmodell er brukt til å finne fordeling av produksjonsanlegg og handel med elektrisitet mellom de nordiske landene i 2010. Modellen beskriver nettohandel over året. SNFs korttidsmodell, hvor året deles opp i fire forbruks-/produksjonssegmenter, er brukt til å finne kraftbalansen mellom de nordiske landene i 2010, herunder også samhandel med øvrige europeiske land som er knyttet direkte eller indirekte til det nordiske kraftsystemet. Gjennom en iterativ tilpasning av modellresultatene framkom en beskrivelse av handel, forbruk og produksjon av elektrisitet i det nordiske elektrisitetsmarkedet i 2010.

## 2. Avgiftsalternativene

For å beregne virkninger av avgiftsreformer på det nordiske elektrisitetsmarkedet laget vi først en basisbane med alle elektrisitetsavgifter på 1996-nivå, og scenarioperiode 1991-2010. Denne basisbanen ble så sammenlignet med to avgiftsalternativer. I det første fjernes alle elektrisitetsavgifter på produksjon av elektrisitet, og forbruksavgiftene heves proporsjonalt slik at provenynøytralitet opprettholdes. I Finland som ikke hadde forbruksavgifter i basisbanen får hver sektor den samme forbruksavgift. I det andre alternativet harmoniseres CO<sub>2</sub>-avgiften i elektrisitetsproduksjonen på nordisk basis, og avgiften settes lik nivået på den finske brenselsavgiften på kullkraftproduksjon (i praksis en CO<sub>2</sub>-avgift). Også i dette alternativet justeres forbruksavgiftene slik at kravet om provenynøytralitet blir opprettholdt.

Følgende avgifter er lagt til grunn for beregningene (i nasjonal valuta, 1996-tall, 0,883 NOK/DDK, 1,28 FIM/DKK, 0,794 SEK/DKK):

**Tabell 1. Gjeldende avgifter på elektrisitetområdet**

		<b>Basisbanen</b>
	<i>Sektor</i>	<i>Forbruksavgifter</i>
Norge	Husholdninger/servicenæringer	5,3 øre pr. kWh
Norge	Industri	0 øre pr. kWh
Sverige	Husholdninger/servicenæringer	9,7 øre pr. kWh
Sverige	Industri	0 øre pr. kWh
Danmark	Husholdninger	46 øre pr. kWh
Danmark	Næringsliv	5 øre pr. kWh
Finland	Alle sektorer	0 penni pr. kWh

  

		<i>Produksjonsavgifter</i>
	<i>Kraftproduksjonsteknologi</i>	
Norge	Vannkraft	1,55 øre pr. kWh
Sverige	Vannkraft	2,9 øre pr. kWh
Sverige	Atomkraft	1,2 øre pr. kWh
Sverige	Kondensproduksjon basert på fossile brensler	0,36 øre pr. kWh
Sverige	Kraftvarmeproduksjon basert på fossile brensler	0,216 øre pr. kWh
Danmark	Alle teknologier	0 øre pr. kWh
Finland	Vannkraft	0,4 penni pr. kWh
Finland	Atomkraft	2,4 penni pr. kWh

  

		<i>CO<sub>2</sub>-avgifter</i>
	<i>Kraftproduksjonsteknologi</i>	
Alle land	Alle teknologier	Ingen

  

		<i>Brenselsavgift</i>
	<i>Kraftproduksjonsteknologi</i>	
Norge	Kullbasert kraftproduksjon	42,5 øre pr. kilo kull
Norge	Oljebasert kraftproduksjon	42,5 øre pr. liter olje
Sverige	Alle teknologier	0 øre pr. kWh
Danmark	Alle teknologier	0 øre pr. kWh
Finland	Kullbasert kraftproduksjon	16,6 mark pr. MWh brensel
Finland	Oljebasert kraftproduksjon	16,5 mark pr. MWh brensel
Finland	Naturgassbasert kraftproduksjon	5,6 mark pr. MWh brensel
Finland	Torvbasert kraftproduksjon	3,5 mark pr. MWh brensel

## 3. Øvrige forutsetninger

### 3.1. Forutsetninger, analysevariant 1

De viktigste øvrige forutsetninger som er lagt til grunn i disse beregningene er: Økonomisk vekst for landene er tilnærmet lik, med en vekst i servicenæringer på 2,5 % p.a., en liten tilbakegang på 0.5 % p.a. i treforedling og metallindustri, samt en vekst i alminnelig industri på 1,5% p.a. Husholdningenes inntekt vokser med 2,0 % p.a. Anslagene for økonomisk vekst er basert på de nordiske landenes langtidspåprogrammer og eget skjønn, se Bye et al. (1994). Svensk kjernekraftkapasitet er antatt å være konstant i hele perioden. Norsk naturgass er tilgjengelig for alle landene til en pris som dekker alternativanvendelsen av gassen ved eksport til kontinentet pluss totalkostnader ved transport av gassen til brukerlandet. All primærenergi til kraftproduksjon er antatt å ha en konstant realpris gjennom hele scenarioperioden, unntatt for vannkraft hvor det er spesifisert stigende langtidsgrensekostnader for nye kraftverk i Norge. Nye investeringer til kraftproduksjonskapasitet er antatt å ha samme produktivitet uansett når investeringen foretas, med andre ord er det ingen teknologisk framgang. Derimot tas det hensyn til trendfaktorer og teknologisk framgang i beskrivelsen av etterspørselen etter energivarer. I avgiftsalternativene er det sammenlignet med basisbanen *provenynøytralitet gjennom hele scenarioperioden*.

### 3.2. Forutsetninger, analysevariant 2

Elektrisitetsforbruket i Sverige, Danmark og Finland i 1995 og 2010 fastsettes eksogent. Her er anslag gitt av oppdragsgiver benyttet. Norsk elektrisitetsforbruk tilpasses endogent. På produksjonssiden ble også en rekke eksogene anslag fra arbeidsgruppens medlemmer innarbeidet i modellen. Det fases eksogent inn vindkraft og desentral kraftvarme i Danmark i et betydelig omfang. I Finland skjer det en betydelig eksogen utbygging av kraftvarme. Ellers er det noen mindre eksogene justeringer av kraftproduksjonskapasiteten i Sverige og Finland. De eksogene anslagene i Danmark, Sverige og Finland som pålegges modellen legger sterke føringer på resultatene. Resultatene blir annerledes enn man ville fått med en helt fri tilpasning på elektrisitetsmarkedet. Ellers er forutsetningene som i analysevariant 1, med unntak av anslagene for økonomisk vekst, siden elektrisitetsforbruket i alle land med unntak av Norge fastsettes eksogent. I avgiftsalternativene er det sammenlignet med basisbanen *provenynøytralitet i 1995*. I motsetning til i analysevariant 1 blir finsk elektrisitetsimport avgiftsbelagt med ca. 3 norske 1991-øre pr. kWh, og produksjonsavgiftene i de nordiske landene i avgiftsalternativ 2 fjernes.

## 4. Modellbeskrivelser

### 4.1. Om Nordisk energimarkedsmodell

Nordisk energimarkedsmodell er en partiell markedsmodell som beskriver tilbud og etterspørsel etter olje og elektrisitet i nordiske landene (ekskl. Island). Transportsektoren og bruk av olje i prosessindustrien er ikke inkludert i modellen, se Bye et al. (1994).

Modellen er en langsiktig optimeringsmodell. I modellen maksimeres for hvert år summen av modelllandenes produsent- og konsumentoverskudd i elektrisitetsmarkedet under ett sett av bibetingelser. Før hvert år optimeres, oppdateres en rekke variable: Inntekt og aktivitetsnivå i de enkelte sektorer, CO<sub>2</sub>-avgifter, verdensmarkespris olje og svensk kjernekraftkapasitet. Investeringer i ny kraftproduksjonsteknologi legges til eksisterende kapasitet, og gammel kraftproduksjonsteknologi depresieres.

Modellens etterspørselsside er i hvert av landene Norge, Sverige, Danmark og Finland representert av 5 sektorer. Sektorene er metallindustri, treforedlingsindustri, annen industri, tjenesteyting og husholdninger. I modellen er det tilknyttet en kostnadsfunksjon til hver av de ulike måtene å produsere elektrisitet på, og disse bestemmer tilbudet av elektrisitet i modellen. Alle priser er målt i faste 1991-priser. For alle typer kraftverk- og transmisjonsnettinvesteringer, er det i kostnadene inkludert 7 % kapitalavkastning (evt. kan realrenten endres). Etterspørselsfunksjonene for olje og elektrisitet i modellen er antatt loglineære. De er estimert ved bruk av historiske data, se Bye et al. (1994).

$$DE(i, j) = AE(i, j) * PE(i, j)^{\varepsilon\varepsilon(i, j)} * PO(i, j)^{\varepsilon O(i, j)} * Y(i, j)^{\varepsilon Y(i, j)}$$

$$DO(i, j) = AO(i, j) * PO(i, j)^{oO(i, j)} * PE(i, j)^{o\varepsilon(i, j)} * Y(i, j)^{oY(i, j)}$$

DE(i,j) og DO(i,j) er etterspørselen etter elektrisitet og olje i sektor j land i. PE(i,j) og PO(i,j) er pris på elektrisitet og olje i sektor j land i. Y(i,j) er nivå på inntekt for husholdninger og nivå på produksjon for de øvrige sektorer.  $\varepsilon\varepsilon(i, j)$  og  $oO(i, j)$  er priselastisiteter for elektrisitet og olje, mens  $\varepsilon O$  og  $o\varepsilon$  er krysspriselastisiteter mellom elektrisitet og olje.  $\varepsilon Y$  og  $oY$  er inntektselastisiteter for elektrisitet og olje for husholdningene og skalaelastisiteter for de andre sektorene. AE(i,j) og AO(i,j) benyttes for å kalibrere modellens basisår 1991.

Tilbudssiden for olje er enkelt representert: Alle forbrukere kan i hver periode kjøpe så mye fyringsolje de ønsker til en pris som er lik verdensmarkedsprisen for olje påplussset innenlandske avgifter og distribusjonskostnader.

Tilbudet av elektrisitet i de nordiske landene bestemmes endogent i modellen. I modellen blir de ulike måtene å produsere elektrisitet på delt i to grupper: Gamle teknologier, dvs. den produksjonskapasiteten i forskjellige typer kraftverk som fantes i Norden ved starten av scenarioperioden, og nye teknologier som modellen tillater investeringer i. Norsk naturgass er tilgjengelig til produksjon av elektrisitet i alle nordiske land. I modellen vil det være handel med elektrisitet mellom to nordiske land hvis forskjellen i engrosprisene i de to landene er større eller lik kostnaden ved å transportere elektrisitet fra det ene landet til det andre. Eksport av elektrisitet inn/ut fra de nordiske landene er håndtert eksogent.

## 4.2. Om SNFs sesongmodell for europeiske kraftmarkeder

SNF-Bergens korttidsmodell deler året opp i sommer/vinter og dag/natt, til sammen 4 segmenter, se Amundsen et al. (1994). Vinter og sommersesongene er like lange, mens dag er dobbelt så lang som natt. Til hvert av disse tidssegmentene er det tilknyttet etterspørsel og tilbud av elektrisitet. Modellen deler Europa opp i ti regioner, de nordiske landene unntatt Island, BeNeLux-landene, Tyskland, Frankrike, Storbritannia, Italia og Sveits/Østerrike. Disse regionene kan for hvert tidssegment enten importere eller eksportere til en eller flere av regionene. For hver region deles etterspørselen opp på industri og øvrige forbrukere. Tilbud av elektrisitet tilhører to kategorier av teknologier, regulerbare og ikke-regulerbare. Den regulerbare produksjonen kan fritt varieres over døgn og sesong, gitt at ikke generatorkapasiteten overskrides for hvert tidssegment, mens den ikke-regulerbare delen kun kan fordeles mellom sesonger. Elvekraftverk kan ikke regulere produksjonen. Viktige regulerbare teknologier er vannkraft med magasiner og naturgasskraft. Kjernekraft og kullkraft er de viktigste ikke-regulerbare teknologiene. Modellen løses ved å maksimere det samfunnsmessige overskuddet i modellandene gitt ett sett av bibetingelser. I løsningen får man da optimal produksjon, forbruk og handel av elektrisitet i de ulike tidssegmentene.

### 4.3. Kobling mellom SSBs Energimarkedsmodell og SNFs Sesongmodell

Den vesentligste forskjellen mellom SSBs og SNFs modeller er først og fremst at SNFs modell deler året inn i sommer og vinter, og døgnet inn i natt og dag, mens SSB modellerer tilpasninger for et helt år under ett. Videre er SSBs modell en langtidmodell, der investeringer blir foretatt dersom markedsprisene er høye nok til å dekke både variable kostnader og kapitalkostnader. SNFs modell er derimot en korttidmodell, som fokuserer på utnyttelse av eksisterende kapasitet. SNFs modell omfatter også Tyskland, slik at Nordens handel med kontinentet eksplisitt er med i modellen.

For å sammenligne modellene, har vi brukt SSBs modell til å beregne en likevekt for 2010. I denne likevekten er det foretatt en rekke investeringer på tilbudssiden i forhold til dagens kraftmarked. SSBs løsning for 2010 er så lagt inn i SNFs modell på to måter:

- Tilbudet er lagt inn som eksisterende kapasitet. Produksjon vil finne sted hvis prisen minst er så høy som de variable kostnadene for at den aktuelle teknologien.
- Etterspørselen er lagt inn slik at dersom SNFs markedspris (som veiet års-gjennomsnittspris) er lik SSBs markedspris, vil etterspørselen være den samme.

SNFs modell genererer handel mellom land som kan være forskjellig på ulike tider av året og døgnet. Dette legger beslag på transmisjonskapasitet mellom landene. SNFs nettohandel mellom to land vil typisk være mindre enn den totale kapasitet mellom disse to landene, dersom strømmen går i ulike retninger på ulike tider. Det betyr at kapasiteten for nettohandel er mindre enn kapasiteten for bruttohandel. SNFs modell indikerer derfor i noen tilfeller beskrankninger på handelen. Disse beskrankninger gir skyggepriser på internasjonale forbindelser, og er brukt som grunnlag for å begrense handelen i SSBs modell. I SSBs modell er det videre tatt hensyn til handelen mellom Norden og kontinentet ved at nettoeksport som fremkommer i SNFs modell, er trukket ut av det nordiske kraftmarkedet i SSBs modell.

I SNFs modell er etterspørselens egenpriselasitet ulik på forskjellige tidspunkt. Det betyr at en uniform forbruksavgift vil ha ulik kvantumsmessig virkning på ulike tider av døgnet og året. Dette kan påvirke gjennomsnittsprisen over året, slik at SNFs modell kommer ut med priser som ikke samsvarer fullt ut med SSBs modell. Slike avvik har så gitt grunnlag for revurdering av tilpasningen i SSBs modell.

## 5. Resultater

### 5.1. Basisbanen, analysevariant 1

Basisbanen bygger på avgiftssystemene i hvert av de nordiske landene slik de var i 1995, men basisåret er 1993. Med forutsetningene om økonomisk vekst som basisbanen baserer seg på, blir det en kraftig vekst i forbruk og produksjon av elektrisitet i Norden. Nordisk produksjon av elektrisitet øker fra 351 TWh i 1993 til 410 TWh i 2010, en vekst på 0,9 prosent p.a. I 2010 er det en nettoimport fra resten av Europa til nordiske landene på 26 TWh, mens nettohandelen i 1993 var neglisjerbar. Fra et faktisk nivå i Norden i 1993 på 351 TWh øker forbruket til 436 TWh i 2010. Dette tilsvarer en forbruksvekst på 1,3 prosent p.a., mens den økonomiske veksten tilsvarte ca. 2 prosent p.a. Det er to årsaker til at elektrisitetsforbruket øker mindre enn den økonomiske veksten: Prisene på elektrisitet øker, og det antas at elektrisiteten utnyttes mer effektivt hos sluttbrukerne. For gitte elektrisitetspriser vil dermed økt økonomisk aktivitet ikke medføre en tilsvarende økning i elektrisitetsforbruket.

Økningen i forbruket fordeler seg ulikt mellom landene. I Norge stiger forbruket med 0,6 % p.a., i Sverige med 1,8 % p.a., i Danmark med 1,4 % p.a. og i Finland med 1,2 % p.a. Disse forskjellene

kommer delvis av at i 1993 var det stor forskjell mellom landene i reguleringen av elektrisitetsmarkedet, mens det framover antas at det er et tilnærmet nordisk frikonkurransemarked. Fordelingen av forbruksveksten på sektorer avslører store strukturforskjeller. I treforedling og metallindustri er det stort sett en nedgang i elektrisitetsforbruket, noe som i hovedsak skyldes antagelsen om en liten tilbakegang i aktiviteten i sektorene. Sterkest er tilbakegangen i norsk treforedling med 4,6 % p.a. reduksjon i kraftforbruket over perioden 1993-2010, noe som skyldes høy prisfølsomhet i sektoren i tillegg til aktivitetsreduksjonen. I sektorene andre industrier, servicenæringer og husholdninger er det en sterk vekst. Kraftigst er veksten i finske servicenæringer. Veksten i elektrisitetsforbruket er her på 2,9 % p.a. i gjennomsnitt.

Norsk elektrisitetsproduksjon øker med 1,4 % p.a., svensk produksjon øker med 0,7 % p.a., dansk produksjon avtar med 0,2 % p.a., mens finsk elektrisitetsproduksjon øker med 1,0 % p.a. Nedgangen i dansk produksjon skyldes at rekke eldre kullkraftverk nedlegges. En del av denne produksjonskapasiteten erstattes med ny gasskraft, mens import fra Norge og Tyskland sørger for at kraftbalansen i Danmark opprettholdes. Den begrensede veksten i Sverige skyldes manglende lønnsomhet ved nyinvesteringer. All produksjonsvekst i Sverige skyldes høyere utnyttelse av eksisterende kapasitet. Både i Norge, Danmark og Finland bygges det ut gasskraftverk, i Norge og Danmark er denne produksjonen basert på naturgass fra Trollfeltet, mens finnene baserer seg på russisk gass. I tillegg bygges det ut ny vannkraft i Norge.

I 2010 eksporterer Norge 26 TWh til Sverige, 1 TWh til Finland og 4 TWh til Danmark. Danmark eksporterer 5 TWh til Sverige, mens Sverige eksporterer 11 TWh til Finland. Resten av Europa har en nettoeksport på 3 TWh til Norge, 13 TWh til Danmark og 10 TWh til Sverige. I sum betyr dette at Norge er stor nettoeksportør. Danmark transitterer norsk kraft til Sverige, og Sverige transitterer norsk kraft til Finland. I sum er både Sverige, Danmark og Finland betydelige nettoimportører. Norges store nettoeksport har to hovedårsaker: Relativt stor tilgang på vannkraft med lave produksjonskostnader. Produksjon av gasskraft, gitt at restvarmen ikke kan utnyttes i noe land (det antas at leveranser av varme skjer fra eksisterende kraftvarmeverk), er mest lønnsomt i Norge på grunn av lavere transportkostnader for gassen og ledig transmisjonskapasitet for elektrisitet mellom landene.

Samlede provenyinntekter i basiskjøringen øker for alle landene fra 1995 til 2010 med unntak av Finland. For Norge, Sverige og Danmark skyldes provenyøkningen veksten i forbruket av elektrisitet i de sektorene som er pålagt konsumavgifter. I Finland går provenyinntektene svakt tilbake. Dette skyldes blant annet at Finland i dette alternativet ikke har konsumavgifter, og at økt inntekt fra brenselavgift for naturgass mer enn oppveies av redusert produksjon av kondenskraft med tilhørende mindre brenselavgifter.

I basisbanen lå engrosprisene for elektrisitet pr. kWh i 1995 målt i norske 1991-priser på følgende nivå for modellandene: Norge 17,6 øre, Sverige 18,6 øre, Danmark 17,6 øre og Finland 22,2 øre. Prisene er høyest i de landene som er nettoimportør på grunn av transmisjonskostnader mellom landene. Til 2010 stiger prisene i basisbanen til 22,1 øre i Norge, 24,5 øre i Sverige, 23,5 øre i Danmark og 26,4 øre i Finland, se tabell A6. Forbruket øker, og for å dekke dette utløses nyinvesteringer som har en total kostnad høyere enn prisene i 1995.

Miljøvirkningene knyttet til elektrisitetsproduksjon er knyttet til en rekke faktorer: Vannkraft krever store inngrep gjennom oppdemming av landområder etc., kjernekraftens miljøpåvirkning er først og fremst knyttet til behandlingen av det radioaktive avfallet, mens termisk produksjon ved hjelp av fossile brenslar medfører utslipp av en rekke gasser som har potensielle skadelige effekter på global, regional og lokal basis. CO<sub>2</sub>-utslippene påvirker det globale miljøet gjennom drivhuseffekten, mens SO<sub>2</sub>- og NO<sub>x</sub>-utslippene medfører skader på regionalt og lokalt miljø. I modellen er det til hver



produksjonsteknologi knyttet en utslippsfaktor for bruk av fossile brensler. I basisbanen øker de nordiske utslippene av CO<sub>2</sub> fra elektrisitetsproduksjon og stasjonær bruk av fyringsolje fra 97 millioner tonn i 1995 til 105 millioner tonn i 2010 dvs. med 9 %, se tabell A8. Økningen finner i hovedsak sted i Norge, og dette skyldes oppbyggingen av en svært stor gasskraftsektor med en produksjon på 37 TWh. I Finland er det en økning i utslippene av CO<sub>2</sub> med omlag 6 %, mens det i Sverige er en reduksjon på 1 %. I Danmark går CO<sub>2</sub>-utslippene ned med 20 %, og dette skyldes nedleggelsene av en rekke eldre kullkraftverk. SO<sub>2</sub>-utslippene i Norden fra elektrisitetsproduksjon avtar fra 387 000 tonn i 1995 til 310 000 tonn i 2010, se tabell A11. Reduksjonen skyldes utfasing av kullkraftverk, mens SO<sub>2</sub>-utslipp fra oljefyrte kraftverk øker noe som følge av høyere utnyttelse av kapasiteten.

NO<sub>x</sub>-utslippene i Norden blir i basisbanen redusert 194 000 tonn i 1995 til 173 000 tonn i 2010, se tabell A10. Dette er en prosentvis mindre reduksjon enn for SO<sub>2</sub>. Dette skyldes at gasskraftverkene som blir bygget fram mot 2010 i basisbanen slipper ut NO<sub>x</sub>, men ikke SO<sub>2</sub>.

## 5.2 Avgiftsalternativ 1, analysevariant 1

I avgiftsalternativ 1 fjernes alle produksjonsavgifter. For å opprettholde det totale avgiftsprovenyet legges alle elektrisitetsavgifter på forbrukerne. Dette vil ha flere effekter som bidrar til å vri produksjons- og handelsmønsteret for elektrisitet. Dansk elektrisitetsproduksjon var i basisbanen ikke belastet med avgifter, og vil i avgiftsalternativ 1 få en relativt dårligere konkurranseposisjon sammenlignet med de øvrige nordiske land. Sammenlignet med basisbanen vil kostnadsnivået for elektrisitetsproduksjon reduseres på nordisk basis. Dette trekker i retning av lavere elektrisitetspriser og økt kraftproduksjon. Når provenyotapet ved bortfallet av produksjonsavgifter dekkes opp ved at forbrukerne betaler mer i kjøpsavgifter, holdes kjøperprisene oppe og etterspørselen nede. Totalvirkningen er uklar i og med at totalvirkningen på kjøperprisene vil variere mellom sektor og land og fordi noen sektorer er mer prisfølsomme enn andre.

Som følge av at alle produksjonsavgiftene fjernes går engrosprisene for elektrisitet i 2010 målt i norske 1991-priser ned med ca. 0,5 øre i Sverige og Danmark, ca. 1,5 øre i Finland, mens de er uendret i Norge, se tabell A6. I Norge og Sverige har industrien fritak for energiavgiften. Endringene i likevektsprisene fra produsent slår dermed ut med en tilsvarende endring i elektrisitetsprisene til industrien. Husholdninger og servicenæringer må dermed belastes med hele provenyeffekten gjennom økte kjøpsavgifter. Sammenlignet med basisbanen må disse sektorene dermed betale ca. 2 øre mer pr. kWh i Norge og drøye 1 øre mer pr. kWh i Sverige. I Danmark var det ingen avgifter på kraftproduksjonssektoren i basisbanen. De reduserte engrosprisene medfører derfor at alle danske forbrukssektorer får reduserte kraftpriser. I Finland, hvor det ikke var forbruksavgifter i basisbanen medfører bortfall av alle produksjonsavgifter at alle forbrukere møter økte priser.

I avgiftsalternativ 1, se tabell A1 og A2, går samlet nordisk forbruk og produksjon av elektrisitet i 2010 ned med ca. 5 TWh sammenlignet med basisbanen. Dette er en nedgang på omlag 1 %. Virkningen varierer fra land til land. Dansk elektrisitetsproduksjon reduseres med omlag 4 TWh, mens forbruket i Danmark øker med 0,2 TWh. Elektrisitetsbalansen opprettholdes ved bortfall av dansk nettoeksport til Sverige. Norsk gasskraftproduksjon reduseres med nær 3 TWh som følge av redusert etterspørsel etter elektrisitet på nordisk basis. Norsk forbruk går ned med ca. 2 TWh. Svensk produksjon er uendret, mens forbruket går ned med ca. 2 TWh. Finsk produksjon øker med nesten 2 TWh. Forbruket i Finland går ned nesten 2 TWh som følge av at forbrukerne bli pålagt elektrisitetsavgifter.

Handelen med elektrisitet påvirkes også av avgiftsendringene, se tabell A3. Norsk eksport til Danmark reduseres med 1 TWh. Den norske eksporten til Finland og Sverige er uendret som følge av at transmisjonslinjene var fullt utnyttet allerede i basisbanen. Svensk eksport til Finland reduseres

med drøye 3 TWh som følge av redusert etterspørsel og økt produksjon av elektrisitet i Finland. Dansk eksport til Sverige bortfaller for å dekke opp den reduserte produksjonen innenlands.

Provenyinntektene holdes konstante sammenlignet med basisbanen, og siden alle produksjonsavgiftene fjernes, må provenyet fra forbrukeravgiftene økes tilsvarende, se tabell A5. I Norge økes inntekten fra forbrukeravgiften med 1,5 milliarder kroner, i Sverige med 2,3 milliarder kroner og i Finland med 2,1 milliarder kroner, alt målt i norske 1991-priser. Provenyfordelingen i Danmark er uendret.

De samlede nordiske CO<sub>2</sub>-utslippene går ned med 1,4 millioner tonn sammenlignet med basisbanen, se tabell A8, og dette skyldes redusert gasskraftproduksjon i Norge og Danmark. SO<sub>2</sub>-utslippene avtar som i basisbanen kraftig gjennom scenarioperioden. I 2010 er utslippene allikevel 3000 tonn høyere enn i basisbanen, se tabell A11. Årsaken til dette er bortfallet av produksjonsavgifter som gjør det lønnsomt å utnytte de fossilfyrte kraftverkene i større grad enn i basisbanen. NO<sub>x</sub>-utslippene avtar også fra mot 2010, se tabell A10. NO<sub>x</sub>-utslippene i 2010 blir lavere enn i basisbanen siden avgiftsomleggingen medfører mindre gasskraftutbygging som følge av redusert etterspørsel etter elektrisitet.

### 5.3. Avgiftsalternativ 2, analysevariant 1

I avgiftsalternativ 2 legges det økte CO<sub>2</sub>-avgifter på produksjon av fossilfyrte elektrisitet, mens forbruksavgiftene sammenlignet med avgiftsalternativ 1 går tilsvarende ned for å opprettholde avgiftsprovenyet. I dette avgiftsalternativet vil man vente økt produksjon av elektrisitet i ikke-fossilfyrte kraftverk og reduksjon i kraftproduksjonen fra de kraftverkene som slipper ut forholdsmessig mest CO<sub>2</sub>, dvs. kull- og oljefyrte kraftverk. Virkningen på gasskraftproduksjonen vil være mer uklar, da det både vil være en kostnadseffekt av CO<sub>2</sub>-avgifter som trekker produksjonen ned og en substitusjonseffekt som trekker opp som følge av at gasskraft blir mere konkurransedyktig sammenlignet med olje- og kullkraft.

Produsentprisene målt i norske 1991-priser, ligger sammenlignet med basisbanen 1,5 - 2 øre pr. kWh høyere i Norge, Sverige og Danmark, mens de ligger ca. 0,5 øre pr. kWh høyere i Finland, se tabell A6. I industrien i alle landene ligger forbrukerprisene sammenlignet med basisbanen 1-2 øre høyere. For husholdninger ligger prisene levert forbruker omtrent 1 øre lavere i Danmark, mens for de øvrige landene er prisene omtrent 1 øre høyere. Årsaken til at danske husholdninger får redusert pris, mens næringslivet opplever økt pris selv om alle sektorene får en prosentvis like stor reduksjon i forbruksavgiftene, er den store nivåforskjellen i forbruksavgiften i basisbanen. Siden danske engrospriser økte med ca. 1,5 øre, var ikke reduksjonen i forbruksavgiften stor nok til å kompensere for dette for næringslivet, mens det motsatte er tilfelle for husholdninger.

Nordisk produksjon og forbruk av elektrisitet i 2010 går ned med vel 6 TWh i forhold til basisbanen, se tabell A1 og A2. Vannkraftproduksjonen øker med 5,5 TWh som følge av økt utbygging i Norge, mens samlet gasskraftproduksjon går ned med 12 TWh, se tabell A7. Reduksjonen skjer hovedsaklig i norsk gasskraftproduksjon, men også i Danmark reduseres gasskraftproduksjonen. I Finland øker derimot gasskraftproduksjonen med 1 TWh. Forbruket går ned med ca. 2 TWh i Norge, ca. 3 TWh i Sverige og 1 TWh i Finland. I Danmark er forbruket nesten uendret. Går man inn på sektornivå ser man en økning i forbruket i danske husholdninger, mens det blir reduksjon i forbruket for resten av sektorene i Danmark og for alle sektorene i Norge, Sverige og Finland, se tabell A4.

Handelsvirkningene av å innføre en felles nordisk CO<sub>2</sub>-avgift på elektrisitetsproduksjon blir sammenlignet med basisbanen omtrent som i avgiftsalternativ 1, dvs. redusert norsk eksport til Danmark, redusert svensk eksport til Finland og bortfall av dansk eksport til Sverige.

Produksjonsavgiftsprovenyet sammenlignet med basisbanen i 2010 på vannkraft og kjernekraft i Finland, Norge og Sverige er tilnærmet uendret, provenyet fra CO<sub>2</sub>-avgiften ligger på 0,5 milliarder norske 1991-kroner i Sverige og Norge, 0,7 milliarder i Danmark og 1,2 milliarder i Finland, se tabell A5. Provenyet fra forbruksavgiften reduseres i Norge, Sverige og Danmark med tilsvarende beløp som CO<sub>2</sub>-avgiften innbringer. I Finland medfører det at brenselsavgiften erstattes med CO<sub>2</sub>-avgift at det blir nødvendig med en forbruksavgift på ca. 0,4 øre i norske 1991-priser for å opprettholde konstant proveny. Dette skyldes at den finske brenselsavgiften i basisbanen inneholdt en energiskattkomponent i tillegg til CO<sub>2</sub>-avgiftskomponenten.

Sammenlignet med basisbanen er de nordiske CO<sub>2</sub>-utslippene redusert med nesten 4 millioner tonn. Denne effekten har to årsaker: Redusert totalproduksjon av elektrisitet som følge av at noe fossilbasert kraft blir ulønnsom på grunn av at de pålegges CO<sub>2</sub>-avgifter, og større norsk vannkraftproduksjon som følge av de høyere likevektsprisene for elektrisitet. SO<sub>2</sub>-utslippene i 2010 blir de samme som i avgiftsalternativ 1, mens NO<sub>x</sub>-utslippene i 2010 blir lavere enn i avgiftsalternativ 1. Dette skyldes at innføringen av CO<sub>2</sub>-avgifter på elektrisitetsproduksjon har medført at det blir bygget ut mindre gasskraft.

#### **5.4. Basisbanen, analysevariant 2**

Nordisk produksjon av elektrisitet øker fra 351 TWh i 1993 til 409 TWh i 2010, en vekst på 0,9 % p.a, se tabell A2. I 2010 er det en nettoimport fra resten av Europa til nordiske landene på 6 TWh. Fra et faktisk nivå i Norden i 1993 på 351 TWh øker forbruket til 415 TWh i 2010, se tabell A1. Dette tilsvarer en forbruksvekst på 1,0 % p.a. Sammenlignet med basisbanen i analysevariant 1 er dette 22 TWh lavere elektrisitetsforbruk. Elektrisitetsproduksjonen er nesten den samme som i analysevariant 1 på grunn av sterk nedgang i nettoimporten fra resten av Europa.

Økningen i forbruket fordeler seg ulikt mellom landene. I Norge stiger forbruket med 0,5 % p.a., i Sverige med 0,9 % p.a. og i Finland med 2,4 % p.a, se tabell A1. I Danmark avtar forbruket med 0,4 % p.a. Disse store forskjellene skyldes at de eksogene anslagene for forbruksveksten avviker ganske mye fra hverandre. I Norge, hvor forbruksveksten er endogen, demper prisøkningen for elektrisitet forbruksveksten som ellers ville vært godt over 1 %.

Norsk elektrisitetsproduksjon øker med 0,6 % p.a., svensk produksjon øker med 0,4 % p.a., dansk produksjon øker med 2,0 % p.a., mens finsk elektrisitetsproduksjon øker med 1,9 % p.a, se tabell A7. Den sterke økningen i dansk og finsk produksjon skyldes eksogen innfasing av økt kraftvarme i begge landene, samt innfasing av eksogen vindkraft i Sverige og sterk eksogen forbruksvekst i Finland. Den begrensede veksten i Sverige skyldes manglende lønnsomhet ved nyinvesteringer, samt beskjeden eksogen forbruksvekst. Stort sett all produksjonsvekst i Sverige skyldes høyere utnyttelse av eksisterende kapasitet. Både i Norge og Finland bygges det ut gasskraftverk, men i mindre omfang enn i analysevariant 1, i Norge er denne produksjonen basert på naturgass fra Trollfeltet, mens finnene baserer seg på russisk gass. I motsetning til analysevariant 1 bygges det ikke ut gasskraft i Danmark. I tillegg bygges det ut ny vannkraft i Norge.

I 2010 eksporterer Norge 11 TWh til Sverige og 1 TWh til Finland, se tabell A3. Danmark eksporterer 13 TWh til Sverige, mens Sverige eksporterer 12 TWh til Finland. Russland har en nettoeksport på 6 TWh til Finland. I sum betyr dette at Norge og Danmark er store nettoeksportører. Sverige transitterer norsk og/eller dansk kraft til Finland. I sum er både Sverige og Finland betydelige nettoimportører som i analysevariant 1. Dansk eksport er høy på grunn av lav eksogen forbruksvekst og eksogen innfasing av desentral kraftvarme og vindkraft.

Samlede provenyinntekter fra elektrisitetsavgiftene øker for alle landene fra 1995 til 2010 med unntak av Danmark. For Norge, Sverige og Finland skyldes provenyøkningen veksten i forbruket av

elektrisitet i de sektorene som er pålagt konsumavgifter. I Danmark går provenyinntektene tilbake med 5 prosent. Dette skyldes en liten eksogen nedgang i forbruket med tilhørende provenybortfall siden det i basisbanen kun er forbruket av elektrisitet som beskattes i Danmark.

Engrosprisene for elektrisitet pr. kWh i 1995 målt i norske 1991-priser er på følgende nivå for modellandene: Norge 14,8 øre, Sverige 14,8 øre, Danmark 13,8 øre og Finland 19,0 øre. Prisene er høyest i de landene som er nettoimportør på grunn av transmisjonskostnader mellom landene. Til 2010 stiger prisene i basisbanen til 21,1 øre i Norge, 22,1 øre i Sverige, 21,1 øre i Danmark og 26,4 øre i Finland, se tabell A7. Forbruket øker, og som i analysevariant 1 utløses nyinvesteringer for å dekke dette som har en total kostnad høyere enn prisene i 1995.

De nordiske utslippene av CO<sub>2</sub> fra elektrisitetsproduksjon og stasjonær bruk av fyringsolje øker fra 97 millioner tonn i 1996 til 105 millioner tonn i 2010 dvs. med 9 %, se tabell A8. I 2010 er dette identisk med CO<sub>2</sub>-utslippene i analysevariant 1. Økningen finner sted i Norge, Sverige og Finland. I Danmark er det i løpet av perioden en nedgang i utslippene som blant annet skyldes den eksogene innfasingen av vindkraft og biobrenselbasert desentral kraftvarme. Sammenlignet med analysevariant 1 er det større CO<sub>2</sub>-utslipp fra kullkraftproduksjon og stasjonær forbrenning av fyringsolje, mens CO<sub>2</sub>-utslippene fra gasskraftproduksjon er lavere. SO<sub>2</sub>-utslippene i Norden fra elektrisitetsproduksjon er 272 000 tonn i 2010, se tabell A11, mens NO<sub>x</sub>-utslippene i Norden blir 171 000 tonn i 2010, se tabell A10.

## **5.5. Avgiftsalternativ 1, analysevariant 2**

I avgiftsalternativ 1 fjernes alle produksjonsavgifter. For å opprettholde det totale avgiftsprovenyet (i 1995) legges alle elektrisitetsavgifter på forbrukerne som i analysevariant 1, se tabell A5.

Elektrisitetsprisene levert fra produsent i 2010 målt i norske 1991-priser som følge av at alle produksjonsavgiftene fjernes går ned med ca. 1,0 øre i Sverige og Danmark, ca. 1,1 øre i Finland, mens de er uendret i Norge, se tabell A6. De sektorvise utslagene av avgiftsendringen blir omtrent som i analysevariant 1.

Samlet nordisk forbruk og produksjon av elektrisitet i 2010 ned med ca. 6.5 TWh sammenlignet med basisbanen, se tabell A1 og A2. Dette er en nedgang på ca. 1,5 %. Effekten av avgiftsomleggingen er litt sterkere enn i analysevariant 1, og dette skyldes hovedsaklig noe større elektrisitetsprisøkning på forbrukersiden i Finland. Svensk elektrisitetsproduksjon reduseres med omlag 4 TWh, mens forbruket i Sverige reduseres med ca. 2 TWh som følge av høyere prisnivå for servicenæringer og husholdninger. Elektrisitetsbalansen opprettholdes ved at eksporten til Finland reduseres kraftig. Norsk gasskraftproduksjon reduseres med drøye 14 TWh som følge av redusert etterspørsel etter elektrisitet på nordisk basis. Dette er mye mer enn i analysevariant 1 hvor nedgangen i norsk gasskraftproduksjon var i underkant av 3 TWh. Dette skyldes økt gasskraftproduksjon i Finland på grunn av at den finske importavgiften i analysevariant 2 gjør finsk kraftproduksjon relativt mer lønnsom. Norsk forbruk går ned med ca. 2 TWh. Dansk produksjon er uendret, mens forbruket er omtrent 1 prosent høyere. Finsk produksjon øker med nesten 8 TWh som følge av redusert import fra Sverige. Forbruket i Finland går ned nesten 2 TWh.

Norsk eksport til Sverige bortfaller som følge av avgiftsalternativ 1, en reduksjon på 11 TWh. I analysevariant 1 var eksporten uendret. Den norske eksporten til Finland er uendret. Svensk eksport til Finland reduseres med drøye 10 TWh som følge av redusert etterspørsel og økt produksjon av elektrisitet i Finland. Bortfallet av transitthandelen fra Norge gjennom Sverige til Finland skyldes som nevnt ovenfor at den finske importavgiften gjør finsk kraftproduksjon mer lønnsom. Dansk eksport til Sverige blir ca. 2 TWh lavere siden forbruket i Sverige reduseres.

Samlede provenyinntekter er nær uendrede på nordisk basis, se tabell A5. I Norge økes inntekten fra forbrukeravgiften med 1,7 milliarder kroner, i Sverige med 2,3 milliarder kroner og i Finland med 2,9 milliarder kroner, alt målt i norske 1991-priser. Utslagene er omtrent som i analysevariant 1. Provenyfordelingen i Danmark er nesten uendret, inntekten blir ca. 40 millioner lavere.

De samlede nordiske CO<sub>2</sub>-utslippene i 2010 går ned med 2,1 millioner tonn sammenlignet med basisbanen, og dette skyldes redusert gasskraftproduksjon i Norge, se tabell A8. Utslippene fra gasskraftproduksjon i Finland øker, og dette utgjør omtrent halvparten av den norske reduksjonen. SO<sub>2</sub>-utslippene sammenlignet med basisbanen øker noe som følge av en liten økning i oljebasert kondenskraftproduksjon i Finland. I 2010 er utslippene 1700 tonn høyere enn i basisbanen, se tabell A11. NO<sub>x</sub>-utslippene i 2010 blir 3600 tonn lavere enn i basisbanen, se tabell A10. Virkningene på CO<sub>2</sub>-, SO<sub>2</sub>- og NO<sub>x</sub>-utslippene er kvalitativt de samme som i analysevariant 1.

## 5.6. Avgiftsalternativ 2, analysevariant 2

I avgiftsalternativ 2 legges det økte CO<sub>2</sub>-avgifter på produksjon av fossilfyrt elektrisitet (som i analysevariant 1), mens forbruksavgiftene sammenlignet med avgiftsalternativ 1 går tilsvarende ned for å opprettholde provenyet (i 1995) som i basisbanen.

Engrosprisene i 2010 målt i norske 1991-priser ligger sammenlignet med basisbanen 0,5-1 øre pr. kWh høyere, se tabell A6. Dette er et noe mindre utslag enn i analysevariant 1, og dette skyldes blant annet de eksogene elektrisitetsproduksjonsanslagene. I industrien i alle landene ligger forbrukerprisene sammenlignet med basisbanen 1-2 øre høyere, med unntak av Danmark hvor de er nær uendret. For husholdninger ligger prisene levert forbruker omtrent 3 øre lavere i Danmark, mens for de øvrige landene ligger prisene mellom 2-4 øre høyere. For elektrisitetsprisene til husholdningsleveranser er utslagene sammenlignet med basisbanen større enn i analysevariant 1. Tilsvarende sammenheng finnes ikke for elektrisitetsprisene til næringslivsleveranser.

Produksjon og forbruk av elektrisitet i Norden i 2010 går ned med vel 13 TWh i forhold til basisbanen, se tabell A1 og A2. Dette er et sterkere utslag av avgiftsalternativ 2 enn i analysevariant 1, og dette skyldes i hovedsak sterkere gjennomsnittlig prisoppgang for forbrukerne i Norge og Sverige. Vannkraftproduksjonen øker med 2 TWh som følge av økt utbygging i Norge, mens samlet gasskraftproduksjon går ned med drøye 15 TWh, se tabell A7. Reduksjonen skjer i norsk gasskraftproduksjon, mens i Finland øker gasskraftproduksjonen med 2 TWh. Forbruket går ned med drøye 4 TWh i Norge, i overkant av 6 TWh i Sverige og knappe 3 TWh i Finland. I Danmark er forbruket nær uendret. Går man inn på sektornivå, se tabell A4, ser man en økning i elektrisitetsforbruket i danske husholdninger, mens det blir reduksjon i forbruket for resten av sektorene i Danmark og for alle sektorene i Norge, Sverige og Finland. Dette samsvarer med virkningen i analysevariant 1.

Handelsvirkningene av å innføre en felles nordisk CO<sub>2</sub>-avgift på elektrisitetsproduksjon blir sammenlignet med basisbanen omtrent som i avgiftsalternativ 1, dvs. bortfall av norsk eksport til Sverige og redusert svensk eksport til Finland, se tabell a3. Dansk eksport til Sverige sammenlignet med basisbanen er uendret, i motsetning til i analysevariant 1 hvor den bortfaller.

Provenyet fra CO<sub>2</sub>-avgiften ligger på 0,4 milliarder norske 1991-kroner i Sverige, 0,9 milliarder i Danmark og 1,4 milliarder i Finland, omtrent som i analysevariant 1. Sammenlignet med basisbanen øker provenyet fra forbruksavgiften i Norge og Sverige noe mer enn bortfallet av produksjonsavgifter, se tabell A5. I Finland medfører avgiftsomleggingen i alternativ 2 at forbruksavgiften blir på ca. 1,4 øre i norske 1991-priser for å opprettholde konstant proveny i 1995. Dette er 1 øre mer pr. kWh enn i analysevariant 1.

Sammenlignet med basisbanen er de nordiske CO<sub>2</sub>-utslippene redusert med omlag 5 millioner tonn, se tabell A8. Reduksjonen er 25 prosent større enn i analysevariant 1. SO<sub>2</sub>-utslippene i 2010 blir de samme som avgiftsalternativ 1, se tabell A11, mens NO<sub>x</sub>-utslippene i 2010 blir drøye 5000 tonn lavere enn avgiftsalternativ 1, se tabell A10.

## 6. Konklusjon

I dette notatet er en del virkninger av to avgiftsalternativer for en kvalitativ og kvantitativ nordisk harmonisering av elektrisitetsavgiftene beskrevet under to sett av forutsetninger. I den første analysevarianten tilpasses forbruk og produksjon av elektrisitet fritt, mens i den andre analysevarianten er både tilbuds- og etterspørselssiden underlagt en rekke beskrankninger. Omlegging av avgiftssystemet for elektrisitet i de nordiske landene slik at alle avgifter legges på forbrukerne gitt at provenynøytralitet opprettholdes medfører redusert forbruk og produksjon av elektrisitet. Provenynøytralitet kombinert med forbruksavgifter og innføring av en felles nordisk CO<sub>2</sub>-avgift på elektrisitetsproduksjon reduserer produksjon og forbruk ytterligere. I begge avgiftsalternativene begrenses handelen med elektrisitet. På grunn av lavere elektrisitetsproduksjon reduseres utslippene av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> med 2-5 prosent som følge av avgiftsomleggingene, mens SO<sub>2</sub>-utslippene øker med i underkant av 1 %. Årsaken til at SO<sub>2</sub>-utslippene øker er en liten økning i oljebasert elektrisitetsproduksjon. De fleste kvalitative konklusjoner er de samme i begge analysevariantene, men på noen få viktige punkter er det avvik. I analysevariant 2 medfører innføringen av en finsk importavgift at kraftproduksjon i Finland blir relativt mer lønnsomt, noe som i avgiftsalternativ 1 reduserer norsk gasskraftproduksjon og eksport av kraft gjennom Sverige til Finland. Videre blir det i analysevariant 2 markert større forbruksreduksjon i Norge og Sverige i avgiftsalternativ 2 på grunn av at gjennomsnittlige forbrukerpriser stiger mer.

## Referanser

Amundsen, E.S., J. Bjørndalen, H. Nyhus og S. Tjøtta (1994): A Numerical Model of an Integrated European Electricity Market, SNF-Working Paper No. 33/1994.

Bye, T., E. Gjelsvik, T.A. Johnsen, S. Kverndokk og H.T. Mysen (1994): *CO<sub>2</sub>-utslipp og det nordiske elektrisitetsmarkedet, en modellanalyse*, TemaNord rapport 1995:539, København: Nordisk ministerråd.

IEA (1995): Electricity information 1994, Paris: IEA

Nordel (1993): Årsberetning 1993, København: Nordel.

## Tabellvedlegg

**Tabell A1. Totalforbruk elektrisitet i TWh**

	Data 1993	Simulering, 2010	
		Analyse-variant 1	Analyse-variant 2
Norge, basisbane	112,302	124,99	122,05
Norge, avg.alternativ 1	112,302	123,08	119,96
Norge, avg.alternativ 2	112,302	122,62	117,75
Sverige, basisbane	140,234	188,72	163
Sverige, avg.alternativ 1	140,234	187,02	161,07
Sverige, avg.alternativ 2	140,234	185,93	156,71
Danmark, basisbane	33,148	42,29	31,15
Danmark, avg.alternativ 1	33,148	42,44	31,41
Danmark, avg.alternativ 2	33,148	42,16	31,34
Finland, basisbane	65,647	80,48	98,5
Finland, avg.alternativ 1	65,647	79,09	95,74
Finland, avg.alternativ 2	65,647	79,46	95,7
Norden, basisbane	351,331	436,48	414,7
Norden, avg.alternativ 1	351,331	431,63	408,18
Norden, avg.alternativ 2	351,331	430,37	401,67

Kilde: Nordel, Årsberetning 1993

**Tabell A2. Totalproduksjon elektrisitet i TWh**

	Data 1993	Simulering, 2010	
		Analyse-variant 1	Analyse-variant 2
Norge, basisbane	120,093	153,01	133,97
Norge, avg.alternativ 1	120,093	150,27	119,51
Norge, avg.alternativ 2	120,093	149,53	118,63
Sverige, basisbane	140,821	157,33	150,77
Sverige, avg.alternativ 1	140,821	157,33	150,77
Sverige, avg.alternativ 2	140,821	157,33	150,77
Danmark, basisbane	31,994	30,71	44,6
Danmark, avg.alternativ 1	31,994	26,61	44,6
Danmark, avg.alternativ 2	31,994	26,61	44,6
Finland, basisbane	58,106	68,94	79,36
Finland, avg.alternativ 1	58,106	70,92	87,3
Finland, avg.alternativ 2	58,106	70,21	81,5
Norden, basisbane	351,014	409,98	408,7
Norden, avg.alternativ 1	351,014	405,13	402,18
Norden, avg.alternativ 2	351,014	403,87	395,67

Kilde: Nordel, Årsberetning 1993

**Tabell A3. Handel med elektrisitet i TWh**

	Data 1993	Simuleringsresultater, 2010					
		Basisbane, analyse- variant 1	Avgifts- alternativ 1, analyse- variant 1	Avgifts- alternativ 2, analyse- variant 1	Basisbane, analyse- variant 2	Avgifts- alternativ 1, analyse- variant 2	Avgifts- alternativ 2, analyse- variant 2
Norge → Sverige	6,288	26,28	26,28	26,28	11,04	0	0
Sverige → Norge	0,506	0	0	0	0	0	0
Norge → Danmark	2,14	4,36	3,53	3,25	0	0	0
Danmark → Norge	0,185	0	0	0	0	1,33	0
Norge → Finland	0,06	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88
Finland → Norge	0,006	0	0	0	0	0	0
Sverige → Danmark	3,979	0	0	0	0	0	0
Danmark → Sverige	1,312	5,08	0	0	13,45	11,87	13,26
Sverige → Finland	3,136	10,66	7,29	8,38	12,26	1,57	7,32
Finland → Sverige	0,379	0	0	0	0	0	0

Kilde: Nordel, Årsberetning 1993

**Tabell A4. Forbruk elektrisitet i TWh**

	Data, 1993	Simuleringsresultater 2010					
		Basisbane, analyse- variant 1	Avgifts- alternativ 1, analyse- variant 1	Avgifts- alternativ 2, analyse- variant 1	Basisbane, analyse- variant 2	Avgifts- alternativ 1, analyse- variant 2	Avgifts- alternativ 2, analyse- variant 2
Norge, metallproduksjon	23,620	19,720	19,720	19,420	19,896	19,896	19,655
Norge, treforedling	7,960	3,580	3,580	3,220	2,861	2,861	2,629
Norge, andre industrier	14,680	18,300	18,300	17,890	17,029	17,029	16,73
Norge, servicenæringer	31,612	43,890	43,300	43,490	46,336	45,617	45,117
Norge, husholdninger	34,430	39,500	38,180	38,600	35,932	34,557	33,619
Sverige, metallproduksjon	7,180	6,630	6,670	6,530	8,5	8,565	8,389
Sverige, treforedling	19,200	21,070	21,380	20,340	24,5	24,944	23,762
Sverige, andre industrier	23,240	32,400	32,540	32,070	32,5	32,661	32,224
Sverige, servicenæringer	47,804	74,040	73,030	73,290	48,5	47,501	46,509
Sverige, husholdninger	42,810	54,580	53,400	53,700	49	47,396	45,822
Danmark, metallproduksjon	0,670	0,770	0,770	0,760	0,854	0,86	0,849
Danmark, næringsmiddel- og kjemisk industri	4,010	4,230	4,240	4,180	5,162	5,199	5,129
Danmark, andre industrier	4,390	6,090	6,100	6,050	3,815	3,831	3,801
Danmark, servicenæringer	11,688	17,720	17,760	17,580	11,262	11,321	11,207
Danmark, husholdninger	12,390	13,480	13,560	13,590	10,057	10,199	10,357
Finland, metallproduksjon	3,590	3,420	3,350	3,370	5,4	5,242	5,239
Finland, treforedling	19,760	15,010	14,580	14,700	32,4	31,075	31,052
Finland, andre industrier	10,330	12,810	12,720	12,750	16,4	16,227	16,224
Finland, servicenæringer	14,977	24,520	24,250	24,320	19,4	19,09	19,084
Finland, husholdninger	16,990	24,720	24,180	24,330	24,9	24,11	24,096

Kilde: Nordel, Årsberetning 1993 og Electricity information 1994, IEA



**Tabell A5. Provenyinntekter i milliarder norske 1991-kroner. Simuleringsresultater 2010**

	Analysevariant 1			Analysevariant 2		
	Basisbane	Avgifts- alternativ 1	Avgifts- alternativ 2	Basisbane	Avgifts- alternativ 1	Avgifts- alternativ 2
Forbruksavgift, Norge	4,011	5,538	3,472	3,957	5,654	5,708
Produksjonsavgift, Norge	1,527	0	1,532	1,527	0	0
Brenselsavgift, Norge	0	0	0	0	0	0
CO <sub>2</sub> -avgift el.produsenter, Norge	0	0	0,53	0	0	0
Sum Norge	5,538	5,538	5,538	5,485	5,654	5,709
Forbruksavgift, Sverige	11,419	13,767	10,905	8,656	10,991	11,221
Produksjonsavgift, Sverige	2,347	0	2,347	2,287	0	0
Brenselsavgift, Sverige	0	0	0	0	0	0
CO <sub>2</sub> -avgift el.produsenter, Sverige	0	0	0,52	0	0	0,43
Sum Sverige	13,767	13,767	13,767	10,943	10,991	11,65
Forbruksavgift, Danmark	7,051	7,051	6,351	5,260	5,222	4,583
Produksjonsavgift, Danmark	0	0	0	0	0	0
Brenselsavgift, Danmark	0	0	0	0	0	0
CO <sub>2</sub> -avgift el.produsenter, Danmark	0	0	0,7	0	0	0,89
Sum Danmark	7,051	7,051	7,051	5,260	5,222	5,473
Forbruksavgift, Finland	0	2,109	0,315	0	2,868	1,315
Produksjonsavgift, Finland	0,633	0	0,633	0,771	0	0
Brenselsavgift, Finland	1,476	0	0	1,847	0	0
CO <sub>2</sub> -avgift el.produsenter, Finland	0	0	1,17	0	0	1,38
Importavgift, Finland	0	0	0	0,609	0,269	0,446
Sum Finland	2,109	2,109	2,109	3,227	3,137	3,145

**Tabell A6. Priser i norske 1991-ører pr. kWh ekskl. mva. Simuleringsresultater 2010**

	Analysevariant 1			Analysevariant 2		
	Basisbane	Avgifts- alternativ 1	Avgifts- alternativ 2	Basisbane	Avgifts- alternativ 1	Avgifts- alternativ 2
Engrospriser, Norge	22,09	22,09	24,01	21,05	21,05	22,5
Metallindustri, Norge	24,09	24,09	26,01	23,05	23,05	24,5
Treforedling, Norge	26,09	26,09	28,01	25,05	25,05	26,5
Andre industrier, Norge	33,09	33,09	35,01	32,05	32,05	33,5
Servicenæringer, Norge	42,9	44,88	44,24	41,86	44,1	45,75
Husholdninger, Norge	45,9	47,88	47,24	44,86	47,1	48,75
Engrospriser, Sverige	24,52	23,96	25,89	22,05	21,05	22,7
Metallindustri, Sverige	26,52	25,96	27,89	24,05	23,05	24,7
Treforedling, Sverige	26,52	25,96	27,89	24,05	23,05	24,7
Andre industrier, Sverige	39,52	38,96	40,89	37,05	36,05	37,7
Servicenæringer, Sverige	52,4	53,85	53,47	49,93	51,63	53,86
Husholdninger, Sverige	52,4	53,85	53,47	49,93	51,63	53,86
Engrospriser, Danmark	23,52	23,09	25,01	21,05	20,05	21,7
Metallindustri, Danmark	32,02	31,57	33,25	29,55	28,46	29,77
Næringsmiddel- og kjemisk industri, Danmark	32,02	31,57	33,25	29,55	28,46	29,77
Andre industrier, Danmark	36,02	35,57	37,25	33,55	32,46	33,77
Servicenæringer, Danmark	47,02	46,57	48,25	44,55	43,46	44,77
Husholdninger, Danmark	83,89	83,31	83,03	81,42	79,61	78,09
Engrospriser, Finland	26,36	24,96	26,89	26,36	25,23	26,89
Metallindustri, Finland	30,36	31,63	31,28	30,36	32,23	32,26
Treforedling, Finland	30,36	31,63	31,28	30,36	32,23	32,26
Andre industrier, Finland	34,36	35,63	35,28	34,36	36,23	36,26
Servicenæringer, Finland	45,36	46,63	46,28	45,36	47,23	47,26
Husholdninger, Finland	45,36	46,63	46,28	45,36	47,23	47,26

**Tabell A7. Produksjon av elektrisitet spesifisert på teknologi i TWh**

	Data 1993	Simuleringsresultater 2010, analysevariant 1			Simuleringsresultater 2010, analysevariant 2		
		Basis- bane	Avgifts- alternativ 1	Avgifts- alternativ 2	Basis- bane	Avgifts- alternativ 1	Avgifts- alternativ 2
Vannkraft, Norge	119,67	116,49	116,49	121,99	116,49	116,49	118,59
Vindkraft, Norge	0	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Kondens, Norge	0,128	0	0,03	0,03	0	0,03	0,03
Gasskraft, Norge		36,52	33,75	27,5	17,48	2,99	0
Vannkraft, Sverige	73,262	63,3	63,3	63,3	64	64	64
Vindkraft, Sverige	0,051	0,03	0,03	0,03	0,2	0,2	0,2
Kjernekraft, Sverige	58,883	76,45	76,45	76,45	72	72	72
Kraftvarme, Sverige	8,015	16,78	16,78	16,78	13,8	13,8	13,8
Kondens, Sverige	0,468	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77
Gassturbiner, Sverige	0,142	0	0	0	0	0	0
Gasskraft, Sverige		0	0	0	0	0	0
Vannkraft, Danmark	0,026	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Vindkraft, Danmark	1,014	0,82	0,82	0,82	6,3	6,3	6,3
Kraftvarme, Danmark	30,954*	19,6	19,6	19,6	32,43	32,11	32,11
Kondens, Danmark	30,954*	6,15	6,15	6,15	6,15	6,15	6,15
Gassturbiner, Danmark	0	0	0	0	0	0	0
Gasskraft, Danmark		4,1	0	0	0	0	0
Vannkraft, Finland	13,46	12,38	12,38	12,38	13,25	13,25	13,25
Kjernekraft, Finland	18,766	16,17	16,17	16,17	20	20	20
Kraftvarme, Finland	18,562	21,6	21,6	21,6	30	30	30
Kondens, Finland	7,309	4	4,16	4,16	6,78	6,94	6,94
Gasskraft, Finland		14,79	16,6	15,89	9,33	17,11	11,31

Kilde: Nordel, Årsberetning 1993

\* Dansk kondens i NORDEL inkluderer kraftvarme

**Tabell A8. CO<sub>2</sub>-utslipp i millioner tonn fra elektrisitetsproduksjon og stasjonær bruk av fyringsolje**

	Simuleringsresultater 2010, analysevariant 1			Simuleringsresultater 2010, analysevariant 2		
	Basisbane	Avgifts- alternativ 1	Avgifts- alternativ 2	Basisbane	Avgifts- alternativ 1	Avgifts- alternativ 2
Norge, kullkraft	0	0,03	0,03	0	0,03	0,03
Norge, oljekraft	0	0	0	0	0	0
Norge, gasskraft	12,86	11,88	9,69	6,16	1,05	0
Norge, stasjonær bruk av fyringsolje	6,61	6,64	6,66	7,75	7,79	7,84
Sum, Norge	19,47	18,55	16,38	13,91	8,87	7,87
Sverige, kullkraft	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72
Sverige, oljekraft	8,72	8,72	8,72	7,15	7,15	7,15
Sverige, gasskraft	0	0	0	0	0	0
Sverige, stasjonær bruk av fyringsolje	16,58	16,67	16,67	17,02	17,01	17,19
Sum, Sverige	26,02	26,11	26,11	24,89	24,88	25,06
Danmark, kullkraft	12,63	12,63	12,63	13,41	13,41	13,41
Danmark, oljekraft	0,25	0,25	0,25	0,27	0,27	0,27
Danmark, gasskraft	1,44	0	0	2,66	2,66	2,66
Danmark, stasjonær bruk av fyringsolje	11,81	11,79	11,78	9,49	9,41	9,38
Sum, Danmark	26,13	24,67	24,66	25,83	25,75	25,72
Finland, kullkraft	10,62	10,62	10,62	15,48	15,48	15,48
Finland, oljekraft	4,95	5,06	5,06	5,73	5,84	5,84
Finland, gasskraft	5,21	5,85	5,6	3,29	6,03	3,98
Finland, stasjonær bruk av fyringsolje	12,77	12,86	12,84	16,03	16,19	16,2
Sum, Finland	33,55	34,39	34,12	40,53	43,54	41,5
Norden, kullkraft	23,97	24	24	29,61	29,64	29,64
Norden, oljekraft	13,92	14,03	14,03	13,15	13,26	13,26
Norden, gasskraft	19,51	17,73	15,36	12,11	9,74	6,7
Norden, stasjonær bruk av fyringsolje	47,77	47,96	47,95	50,29	50,4	50,61
Sum, Norden	105,17	103,72	101,27	105,16	103,04	100,15

**Tabell A9. Kumulerte investeringer i ny produksjonskapasitet, TWh**

	Simuleringsresultater 2010, analysevariant 1			Simuleringsresultater 2010, analysevariant 2		
	Basisbane	Avgifts- alternativ 1	Avgifts- alternativ 2	Basisbane	Avgifts- alternativ 1	Avgifts- alternativ 2
Vannkraft, Norge	8,5	8,5	14	8,5	8,5	10,6
Gasskraft, Norge	36,52	33,75	27,5	17,48	2,99	0
Vannkraft, Sverige	0	0	0	0,7	0,7	0,7
Vindkraft, Sverige	0	0	0	0,17	0,17	0,17
Gasskraft, Sverige	0	0	0	0	0	0
Vannkraft, Danmark	0	0	0	5,48	5,48	5,48
Vindkraft, Danmark	0	0	0	10,56	10,56	10,56
Gasskraft, Danmark	4,1	0	0			
Vannkraft, Finland	0	0	0	0,13	0,13	0,13
Kjernekraft, Finland	0	0	0	1,6	1,6	1,6
Kraftvarme, Finland	0	0	0	6,234	6,234	6,234
Gasskraft, Finland	14,79	16,6	15,89	9,33	17,11	11,31

**Tabell A10. NO<sub>x</sub>-utslipp fra elektrisitetsproduksjon i 1000 tonn**

	Simuleringsresultater 2010, analysevariant 1			Simuleringsresultater 2010, analysevariant 2		
	Basisbane	Avgifts- alternativ 1	Avgifts- alternativ 2	Basisbane	Avgifts- alternativ 1	Avgifts- alternativ 2
Norge, kullkraft	0,00	0,08	0,08	0,00	0,09	0,09
Norge, oljekraft	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0
Norge, gasskraft	22,65	20,93	17,06	10,85	1,85	0
Sum, Norge	22,65	21,01	17,14	10,85	1,94	0,09
Sverige, kullkraft	2,52	2,52	2,52	0,84	0,84	0,84
Sverige, oljekraft	35,23	35,23	35,23	9,64	9,64	9,64
Sverige, gasskraft	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0
Sum, Sverige	37,75	37,75	37,75	10,48	10,48	10,48
Danmark, kullkraft	43,17	43,17	43,17	72,11	72,11	72,11
Danmark, oljekraft	0,99	0,99	0,99	1,09	1,09	1,09
Danmark, gasskraft	2,54	0,00	0,00	0,00	0	0
Sum, Danmark	46,70	44,16	44,16	73,20	73,2	73,2
Finland, kullkraft	37,14	37,14	37,14	47,47	47,47	47,47
Finland, oljekraft	20,01	20,45	20,45	23,15	23,61	23,61
Finland, gasskraft	9,17	10,30	9,85	5,79	10,62	7,02
Sum, Finland	66,32	67,88	67,44	76,41	81,7	78,1
Norden, kullkraft	82,82	82,90	82,90	120,42	120,51	120,51
Norden, oljekraft	56,23	56,68	56,68	33,88	34,34	34,34
Norden, gasskraft	34,36	31,23	27,03	16,64	12,47	7,13
Sum, Norden	173,42	170,81	166,49	170,94	167,32	161,87

**Tabell A11. SO<sub>2</sub>-utslipp fra elektrisitetsproduksjon i 1000 tonn**

	Simuleringsresultater 2010, analysevariant 1			Simuleringsresultater 2010, analysevariant 2		
	Basisbane	Avgifts- alternativ 1	Avgifts- alternativ 2	Basisbane	Avgifts- alternativ 1	Avgifts- alternativ 2
Norge, kullkraft	0,00	0,12	0,12	0,00	0,13	0,13
Norge, oljekraft	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Norge, gasskraft	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Sum, Norge	0,00	0,12	0,12	0,00	0,13	0,13
Sverige, kullkraft	3,80	3,80	3,80	1,61	1,61	1,61
Sverige, oljekraft	116,86	117,44	117,44	9,64	9,64	9,64
Sverige, gasskraft	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Sum, Sverige	120,65	121,24	121,24	11,25	11,25	11,25
Danmark, kullkraft	63,28	63,28	63,28	108,73	108,73	108,73
Danmark, oljekraft	3,31	3,31	3,31	3,63	3,63	3,63
Danmark, gasskraft	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Sum, Danmark	66,59	66,59	66,59	112,36	112,36	112,36
Finland, kullkraft	56,00	56,00	56,00	71,58	71,58	71,58
Finland, oljekraft	66,69	68,17	68,17	77,19	78,71	78,71
Finland, gasskraft	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Sum, Finland	122,69	124,17	124,17	148,77	150,29	150,29
Norden, kullkraft	123,08	123,20	123,20	181,92	182,05	182,05
Norden, oljekraft	186,86	188,92	188,92	90,46	91,98	91,98
Norden, gasskraft	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Sum, Norden	309,93	312,12	312,12	272,38	274,03	274,03

## De sist utgitte publikasjonene i serien Notater fra Forskningsavdelingen

- 94/15 T. Eika, S.I. Hove og L. Haakonsen: KVARTS i praksis. Macro-systemer og rutiner
- 94/17 E. Bowitz og I. Holm: Nye relasjoner i MODAG, januar 1994. Teknisk dokumentasjon
- 94/18 Y. Vogt: Innføring i FAME
- 94/22 M.W. Arneberg: LOTTE-TRYGD. Teknisk dokumentasjon
- 95/5 D. Fredriksen: MOSART Teknisk dokumentasjon
- 95/7 K. Olsen: Nytt- og kostnadsvirkninger av en norsk oppfyllelse av nasjonale utslippsmålsettinger
- 95/15 T. Karlsen: Optimal karbonbeskatning og virkningen på norsk petroleumsformue
- 95/17 Å. Cappelen, T. Skjerpen og J. Aasness: Konsumetterspørsel, tjenesteproduksjon og sysselsetting. En mikro til makroanalyse
- 95/24 H.T. Mysen: Nordisk energimarkedsmodell. Dokumentasjon av delmodell for energi- etterspørsel i industrien
- 95/26 I. Aslaksen, T. Fagerli og H.A. Gravningsmyhr: Produksjon og konsum i husholdningene
- 95/29 B.E. Naug: Eksport- og importlikninger i KVARTS
- 95/31 B.E. Naug: Etterspørsel etter arbeidskraft - en litteraturoversikt
- 95/35 T.J. Klette: Vekst og produktivitet i norsk industri. Hovedrapport fra et NFR-prosjekt
- 95/40 L. Lerskau: Oversikt over konjunkturindikatorer i databasen NORMAP og FAME
- 95/46 B.E. Naug: Estimering av eksportrelasjoner på disaggregerte kvartalsdata
- 95/47 K. Moum: Beregning av bruttoproduksjon og eierinntekt i boligsektoren i nasjonalregnskapet - noen metodiske synspunkter
- 95/52 T. Kornstad: Simulering av konsum og arbeidstilbud i et livsløpsperspektiv
- 95/56 A. Langørgen: Faktorer bak kommunale variasjoner i utgifter til sosialhjelp og barnevern
- 95/58 T. W. Karlsen: Energimarkedet fra 1973 og fram mot 2010
- 96/3 I. M. Smestad: Valg under usikkerhet: En analyse av eksperimentdata basert på kvalitative valgbehandlingsmodeller
- 96/8 B. Lian og K. O. Aarbu: Dokumentasjon av LOTTE-AS
- 96/9 D. Fredriksen: Datagrunnlaget for modellen MOSART, 1993
- 96/10 S. Grepperud og A. C. Bøeng: Konsekvensene av økte oljeavgifter for råoljepris og etterspørsel etter olje. Analyser i PETRO og WOM
- 96/16 K. Gerdrup: Inntektsfordeling og økonomisk vekst i norske fylker: En empirisk studie basert på data for perioden 1967-93
- 96/31 A. Bruvoll og H. Wiig: Konsekvenser av ulike håndteringsmåter for avfall
- 96/33 M. Rolland: Militærutgifter i Norges prioriterte samarbeidsland
- 96/35 A.C. Hansen: Analyse av individers preferanser over lotterier basert på en stokastisk modell for usikre utfall
- 96/36 B.H. Vatne: En dynamisk spillmodell: Dokumentasjon av dataprogrammer
- 96/44 K.G.Lindquist og B.E.Naug: Makro-økonometriske modeller og konkurranseevne.
- 96/45 R. Golombek og S. Kverndokk (red): Modeller for elektrisitets- og gassmarkedene i Norge, Norden og Europa.
- 96/53 F.R. Aune: Konsekvenser av en nordisk avgiftsharmonisering på elektrisitetsområdet.

Statistisk sentralbyrå

*Oslo*  
Postboks 8131 Dep.  
0033 Oslo

Telefon: 22 86 45 00  
Telefaks: 22 86 49 73

*Kongsvinger*  
Postboks 1260  
2201 Kongsvinger

Telefon: 62 88 50 00  
Telefaks. 62 88 50 30

ISSN 0806-3745



**Statistisk sentralbyrå**  
Statistics Norway