

Finn Roar Aune

R

**Virkninger på de nordiske
energimarkedene av en svensk
kjernekraftutfasing**

Finn Roar Aune

**Virkninger på de nordiske
energimarkedene av en svensk
kjemekraftutfasing**

ISBN 82-537-4213-4
ISSN 0806-2056

Emnegruppe

1 Naturressurser og miljø
Ny emnegruppe 1995: 01.03 Ressurser

Emneord

Atomkraft
Energiforsyning
Energimodeller
Kjernekraft
Nordiske elektrisitetsmarkeder
Svensk kjernekraftutfasing

Design: Enzo Finger Design
Trykk: Statistisk sentralbyrå

Sammendrag

Finn Roar Aune

Virkninger på de nordiske energimarkedene av en svensk kjernekraftutfasing

Rapporter 95/34 • Statistisk sentralbyrå 1995

Svensk kjernekraft utgjør omtrent halvparten av den svenske elektrisitetsproduksjonen. Hvis Sverige gjør alvor av å fase ut kjernekraften innen 2010, noe som det svenske parlamentet vedtok etter folkeavstemningen om kjernekraft i 1980, vil dette kunne medføre store omlegginger i svensk energiforsyning. Omfanget av omleggingene vil blant annet avhenge av om det blir dannet et vel fungerende nordisk elektrisitetsmarked. Hvis ikke noe uforutsett skjer, blir det opprettet et felles norsk/svensk elektrisitetsmarked fra og med 1/1 1996, og det ligger an til at også Finland og Danmark etterhvert integreres i dette markedet.

Svensk kjernekraftutfasing vil i et integrert nordisk elektrisitetsmarked påvirke elektrisitetsprisene i både Sverige, Norge, Danmark og Finland. I denne rapporten er virkningene av en svensk kjernekraftutfasing på de nordiske energimarkedene analysert med hjelp av Nordisk energimarkedsmodell som er utviklet ved Statistisk sentralbyrå.

Høyere elektrisitetspriser medfører lavere forbruk av elektrisk kraft i alle de nordiske landene og større produksjon av elektrisitet i Norge, Danmark og Finland. I Sverige går samlet produksjon av elektrisitet ned, men nedgangen i produksjonen i kjernekraftverkene blir delvis oppveid av økt produksjon i andre typer kraftverk. Sverige vil også øke nettoimporten, mens Danmark og Finland øker sin nettoeksport. Virkningen på norsk nettoeksport av elektrisitet er ikke så stor. Forbruket av fyringsolje stiger noe i de nordiske landene som følge av svensk kjernekraftutfasing, men effekten er marginal i forhold til reduksjonen i elektrisitetsforbruket. Kjernekraftutfasing i Sverige medfører økte CO₂-utslipp, både som følge av økt sluttbruk av fyringsolje og som følge av økt produksjon av elektrisitet ved bruk av fossile brenslere. I denne sammenheng analyseres virkningen av kjernekraftutfasing på de nordiske energimarkedene i et regime med (forholdsvis) høye CO₂-avgifter som harmoniseres på nordisk nivå.

De samfunnsøkonomiske velferdsvirkningene av en svensk kjernekraftutfasing er klart størst i Sverige. Med en framskynding av kjernekraftutfasingen i Sverige på en slik måte at hver reaktor legges ned etter 25 års drift (utfasing til 2010) i stedet for etter 40 års drift (mye tyder på at økonomisk levetid for en kjernekraftreaktor er minst 40 år), taper Sverige 77,4 milliarder norske kroner hvis det ikke er CO₂-avgifter, 112,9 milliarder med en CO₂-avgift på 350 norske kroner pr. tonn utsluppet CO₂ og 151,4 milliarder med en gradvis økende CO₂-avgift fra 350 norske kroner pr. tonn utsluppet CO₂ i 1995 til 1050 norske kroner pr. tonn utsluppet CO₂ i 2030. Alle virkningene er neddiskontert til 1995 med en diskonteringsrente på 7 prosent. Netto velferdsgevinst i de tilsvarende alternativene er for Norge 1,1 milliarder, 4,5 milliarder og 2,9 milliarder norske kroner, for Danmark 0,3 milliarder, 14,6 milliarder og 24,0 milliarder norske kroner og for Finland -0,6 milliarder, 10,3 milliarder og 34,2 milliarder norske kroner. Netto velferdsvirkninger i denne sammenheng er summen av virkningene på produsent- og konsumentoverskuddene i elektrisitetsmarkedet pluss endringen i inntømte CO₂-avgifter fra elektrisitetsproduksjon.

Analysene er gjort med en partiell modell, og virkninger på samlet produksjonsnivå i de nordiske økonomiene av en svensk kjernekraftutfasing er dermed ikke tatt hensyn til. Dette tilsier at virkningene på de nordiske energimarkedene av en svensk kjernekraftutfasing kan være større enn det som framkommer i denne rapporten.

Emneord: Atomkraft, energiforsyning, energimodeller, kjernekraft, nordiske elektrisitetsmarkeder, svensk kjernekraftutfasing.

Innhold

1. Innledning	7
2. Svensk kjernekraft	9
2.1 Betydningen av kjernekraft i svensk elektrisitetsforsyning	9
2.2 Svensk kjernekraft, levetid og økonomiske kostnader	9
2.2.1 Levetiden i svenske kjernekraftverk	9
2.2.2 Økonomiske kostnader ved svensk kjernekraft	10
2.3 Lagring av avfall fra kjernekraften i Sverige	10
2.3.1 Lagring av anvendt kjernebrensel	10
2.3.2 Lagring av driftsavfall	10
2.4 Svensk kjernekraftdebatt og energipolitikk	10
2.4.1 Svensk kjernekraftdebatt og energipolitikk før folkeavstemningen i 1980.....	10
2.4.2 Svensk kjernekraftdebatt og energipolitikk etter folkeavstemningen i 1980.....	11
2.4.3 Dagens svenske kjernekraftdebatt.....	12
3. Teori	13
3.1 Teori for handel med elektrisitet.....	13
3.1.1 Generell handelsteori	13
3.1.2 Andre argumenter for handel med elektrisitet.....	14
3.2 Samfunnsmessige total kostnader ved kjernekraften	14
3.3 Økonomiske tap ved begrensning i kjernekraftproduksjon, en grafisk analyse av de partielle virkningene på elektrisitetsmarkedet	15
4. Modellbeskrivelse	17
4.1 Innledning	17
4.2 Etterspørsel etter elektrisitet og olje	17
4.3 Tilbud av elektrisitet og olje.....	17
4.3.1 Tilbud av olje	17
4.3.2 Tilbud av elektrisitet.....	18
4.4 Innenlandsk transmisjon og handel med elektrisitet.....	18
4.4.1 Innenlandsk transmisjon.....	18
4.4.2 Handel med elektrisitet	18
4.5 Forutsetninger om eksogene variable	18
4.5.1 Etterspørselssiden.....	18
4.5.2 Tilbudssiden.....	19
4.5.3 Virkningsgrader for termiske kraftverk.....	19
4.5.4 Priser, avgifter og kostnader.....	19
4.6 Beskrivelse av virkemåte for modellen.....	20
4.6.1 Måten modellen blir løst på	20
4.6.2 En nærmere beskrivelse av modellens virkemåte.....	20
5. Referansebanen	21
5.1 Sentrale forutsetninger for referansebanen	21
5.2 Pris på elektrisitet og olje	21
5.2.1 Prisutvikling elektrisitet.....	21
5.2.2 Prisutvikling olje.....	21
5.3 Forbruk av elektrisitet.....	22
5.3.1 Elektrisitetsforbruket i Norden som helhet.....	22
5.3.2 Elektrisitetsforbruket i Norge	22
5.3.3 Elektrisitetsforbruket i Sverige	22
5.3.4 Elektrisitetsforbruket i Danmark	22
5.3.5 Elektrisitetsforbruket i Finland	23
5.4 Tilbud av elektrisitet	23
5.4.1 Tilbud elektrisitet Norden som helhet	23
5.4.2 Tilbud elektrisitet Norge	23
5.4.3 Tilbud elektrisitet Sverige	23
5.4.4 Tilbud elektrisitet Danmark	24

5.4.5	Tilbud elektrisitet Finland.....	24
5.5	Handel med elektrisitet og kapasitetsutvidelser i transmisjonsnettet.....	24
5.5.1	Handel med elektrisitet	24
5.5.2	Nyinvesteringer i transmisjonslinjene mellom de nordiske land.....	25
5.6	Tilpasning på oljemarkedet.....	25
5.7	Gasskraft basert på norsk naturgass	26
5.8	CO ₂ -utslipp	26
5.9	Velferdsvirkninger	26
5.9.1	Produsentoverskudd i elektrisitetsmarkedet	26
5.9.2	Konsumentoverskudd i elektrisitetsmarkedet	27
6.	Virkninger av kjernekraftutfasing	28
6.1	Forutsetninger	28
6.2	Virkninger på elektrisitetspriser	28
6.3	Virkninger på forbruk av elektrisitet.....	28
6.4	Virkninger på tilbud av elektrisitet	29
6.4.1	Virkninger på fordelingen av produksjonen landene imellom.....	29
6.4.2	Virkning på produksjonsmønster i Norge	29
6.4.3	Virkninger på produksjonsmønster i Sverige	29
6.4.4	Virkninger på produksjonsmønster i Danmark	30
6.4.5	Virkning på produksjonsmønster i Finland	30
6.5	Virkninger på handelsmønster og på investeringer i transmisjonslinjer	30
6.5.1	Virkninger på handelsmønster	30
6.5.2	Virkninger på investeringer i transmisjonslinjer mellom landene.....	30
6.6	Virkninger på sluttbruk av olje.....	30
6.7	Virkninger på bruk av norsk naturgass til kraftproduksjon.	30
6.8	Virkninger på CO ₂ -utslipp	31
6.9	Velferdsvirkninger	32
7.	Virkninger av CO₂-avgifter	34
7.1	Forutsetninger og innledende kommentarer.....	34
7.2	Virkninger på elektrisitetspriser	34
7.3	Virkninger på forbruk av elektrisitet.....	36
7.4	Virkninger på tilbud av elektrisitet.	37
7.4.1	Virkninger på fordelingen av produksjonen landene imellom.....	37
7.4.2	Virkning på produksjonsmønster i Norge	38
7.4.3	Virkning på produksjonsmønster i Sverige	39
7.4.4	Virkning på produksjonsmønster i Danmark	40
7.4.5	Virkning på produksjonsmønster i Finland	40
7.5	Virkninger på handelsmønster og investeringer i transmisjonslinjer	42
7.5.1	Virkninger på handelsmønster	42
7.5.2	Virkninger på investeringer i transmisjonslinjer	43
7.6	Virkninger på oljeforbruket.	44
7.7	Virkninger på bruk av norsk naturgass til kraftproduksjon	46
7.8	Virkninger på CO ₂ -utslipp	46
7.9	Velferdsvirkninger	47
8.	Oppsummering	50
Referanser	52	
Vedlegg 1. Definisjon av ligninger og indekser i modellen	54	
Tidligere utgitt på emneområdet	57	
De sist utgitte publikasjonene i serien Rapporter	58	

1. Innledning*

I den senere tid har flere av de nordiske land tatt skritt i retning av å åpne for markedsbasert omsetning av elektrisk kraft. Norge deregulerte kraftmarkedet med Energiloven fra 1991, Sverige åpner opp for markedsbasert omsetning av elektrisitet fra og med 1/1 1996, Finland har gjort et vedtak om deregulering av elektrisitetmarkedet som planlegges iverksatt i løpet av 1996, mens Danmark henger noe etter de øvrige nordiske landene. Ved Nordisk Råds møte på Island tidlig i mars 1995 ble det nedsatt en embetsmannskomiteé som skulle utrede spørsmålet om en nordisk kraftbørs. På et ministerrådsmøte i slutten av juni 1995, hvor de nordiske energiministerne deltok, ble det klart at det er grunnlag for å etablere en svensk/norsk kraftbørs. I følge den svenske energiministeren er det trolig at børsen er i drift 1/1 1996, og han gjorde det klart at finske og danske selskaper også kunne handle på denne børsen. Hvis dette utvikler seg til å bli en nordisk kraftbørs, vil dette medføre at handelen med elektrisitet mellom de nordiske landene blir fullstendig deregulert.

Med unntak av Island har de nordiske landene gjennom mange år utvekslet elektrisk kraft.

Siden utviklingen ser ut til å gå mot en liberalisering av kraftmarkedene, slik at også handel med leveranser av fastkraft blir tillatt mellom de nordiske land, er det interessant å drøfte hva som vil skje ved en eventuell utfasing av svensk kjernekraft i et slik regime. Til å studere hva som kan skje med de nordiske energimarkedene fram mot år 2030 under forskjellige varianter av svensk nedtrapping av kjernekraftkapasiteten, brukes Nordisk energimarkedsmodell som er utviklet ved Statistisk sentralbyrå. Modellen er en langsiktig dynamisk optimeringsmodell. I modellen er det ingen usikkerhet, og all omsetning av elektrisk kraft antas å være fastkraft.

Modellen er tilpasset anvendelsen ved å legge inn muligheten for eksogent å trappe ned den svenske kjernekraftkapasiteten. Videre er det i forhold til tidligere

versjoner av modellen lagt inn relasjoner som gjør at kostnadene ved investeringer i nye kraftverk og nye transmisjonslinjer for elektrisk kraft blir "sunk" i senere perioder. Dette blir mer inngående drøftet i kapittel 4.

Svensk kjernekraftkapasitet ble bygget opp fra 1972 til 1985, og kjernekraftverkene er lokalisert til stedene Forsmark, Ringhals, Oscarshamn og Barsebäck. Kjernekraftverkene har til sammen 12 kjernekraftaggregater med en samlet nettoeffekt på 10000 MW. I et normalår blir oppimot halvparten av elektrisiteten i Sverige produsert i kjernekraftanleggene. De nyeste aggregatene kan produsere omtrent dobbelt så mye elektrisitet som de eldste. Dette betyr at hvis hvert aggregat legges ned etter et visst antall års drift, eksempelvis etter 25 år eller 40 år, blir utslagene i de nordiske energimarkedene størst i slutten av nedtrappingsperioden.

I løpet av 1970-tallet økte skepsisen til kjernekraften i Sverige, og i det etablerte politiske miljøet var det svenske Centerpartiet den sterkeste kritikerne. Den 28 mars 1979 skjedde det et forholdsvis alvorlig uhell i det amerikanske kjernekraftverket på Three Mile Island utenfor Harrisburg. En uke senere foreslo den svenske regjeringen at det skulle holdes en folkeavstemning om kjernekraftens framtid i Sverige. Folkeavstemningen blir holdt ett år senere. Temaet for avstemningen var når kjernekraften skulle avvikles og under hvilke betingelser, og ikke om den skulle avvikles. Det var tre alternativer å stemme på: Linje 1 og 2 ville utnytte kjernekraften, og avviklingen ville dermed skje en god del år fram i tiden, mens linje 3 sto for en rask avvikling. Linje 1 fikk omlag 20 prosent, mens linje 2 og linje 3 fikk nærmere 40 prosent av stemmene. Høsten 1980 besluttet det svenske parlamentet at de kjernekraftaggregatene som var under utbygging skulle fullføres, men at ingen videre utbygging skulle finne sted. Videre skulle kjernekraften være avviklet senest år 2010.

I april 1986 inntreffer den meget alvorlige kjernekraftulykken i Tsjernobyl i det daværende Sovjetunionen.

* Denne rapporten er en mindre utvidelse av min hovedoppgave i sosialøkonomi ved Universitetet i Oslo (juli 1995). En stor takk til Torstein Bye for god og tålmodig veiledning.

Radioaktive utslipp blir spredd til områder langt vekk fra Tsjernobyl, og i Norge og Sverige ble særlig saue- og reindriftsnæringen rammet. Ulykken fikk den svenske debatten til å blusse opp igjen.

I forbindelse med de eventuelle markedsreformene i elektrisitetsmarkedet i Sverige, foregår det også en debatt om den svenske kjernekraftens framtid. Den svenske regjeringen har nedsatt en energikommisjon som i desember 1995 legger fram en delinnstilling om kjernekraftens framtid i Sverige. Skillelinjene i debatten går mellom de som ønsker å nedlegge kjernekraften innen år 2010, og de som ønsker å holde kjernekraften i drift så lenge som mulig.

Hvis man sammenligner de økonomiske kostnadene ved eksisterende kjernekraftproduksjon i Sverige og eventuell ny kraftproduksjon basert på fossile brensler, er det slik at de variable kostnadene ved kjernekraftproduksjonen ligger (langt) lavere enn totalkostnadene ved ny kraftproduksjon.

En ren økonomisk avveining tilsier at man skal fortsette med kjernekraftproduksjonen fram til det tidspunktet hvor kostnadene til drift og vedlikeholdsinvesteringer i kjernekraftanleggene overstiger totalkostnadene ved alternative måter å framskaffe elektrisitet på.

Men kjernekraftproduksjon har eksterne kostnader som er knyttet til risikoen for alvorlige ulykker, og i tillegg kommer miljøkostnader fra mulige utslipp av radioaktive stoffer fra lagrene med brukt brensel og driftsavfall. Dette kan medføre at det er optimalt at kjernekraften utfases tidligere enn de rent økonomiske kostnadene tilsier.

Ved en tidlig utfasing av kjernekraften vil det oppstå et gap mellom etterspørsel og tilbud på elektrisitetsmarkedet i Sverige. Dette kan møtes med høyere produksjon av elektrisitet innenlands med andre produksjonsteknologier, økt nettoimport av elektrisitet, høyere priser på elektrisitet, økt forbruk av andre energivarer som fyringsolje, ved, etc. eller en kombinasjon av disse mulighetene.

I modellanalysen som presenteres i denne rapporten vil virkningene av en eventuell svensk kjernekraftutfasing på det svenske elektrisitetsmarkedet og resten av de nordiske energimarkedene bli undersøkt.

Resten av rapporten er organisert på følgende måte: I kapittel 2 vil kjernekraftens plass i svensk elektrisitetsforsyning og hovedtrekkene i svensk kjernekraftdebatt og energipolitikk de siste tretti år beskrives. I kapittel 3 vil noe av den teoretiske bakgrunnen for noen av forutsetningene som er gjort i modellscenariene bli diskutert. I kapittel 4 vil Nordisk energimarkedsmodell bli beskrevet. Kapittel 5 beskriver referansebanen, og virkningene av kjernekraftutfasing i Sverige vil i kapittel 6

bli sammenlignet med denne. I kapittel 7 vil bruk av fossile brensler til elektrisitetsproduksjon og sluttbruk av olje pålegges høyere CO₂-avgifter, og virkningen av dette i kombinasjon med svensk kjernekraftutfasing vil bli studert. Til slutt vil hovedvirkningene av svensk kjernekraftutfasing på de nordiske energimarkedene oppsummeres i kapittel 8.

I Aune, Bye og Johnsen (1995) presenteres noen av virkningene på de nordiske energimarkedene av en svensk kjernekraftutfasing. Hovedvekten i artikkelen er lagt på de samfunnsøkonomiske kostnadene av en svensk kjernekraftutfasing.

2. Svensk kjernekraft

2.1 Betydningen av kjernekraft i svensk elektrisitetsforsyning

Kjernekraft er en meget viktig del av den svenske elektrisitetsforsyningen. Tabell 2.1 nedenfor viser kjernekraftproduksjonens andel av den svenske totalproduksjonen. I årene 1986-1994 var kjernekraftens andel av totalproduksjonen i gjennomsnitt ca. 47 prosent. I

Tabell 2.1 Kjernekraftens plass i den svenske elektrisitetsproduksjonen

År	Kjernekraft prod. i TWh	Total el. prod i TWh	Kjernekraftprod. i prosent av el. prod.
1986	67,0	133,6	50,1
1987	64,4	142,0	45,4
1988	66,4	141,4	46,9
1989	62,8	139,5	45,0
1990	65,3	142,2	45,9
1991	73,5	142,6	51,5
1992	60,8	141,0	43,1
1993	58,9	140,8	41,8
1994	70,2	137,7	51,0
Sum	589,3	1260,8	46,7

Kilde: Nordels årsberetninger

Tabell 2.2 Kjernekraftaggregatene i Sverige

Kjernekraftaggregat	Bruttoeffekt	Igangsett	Reaktortype ¹
Ringhals 1	825 MW	1976	BWR
Ringhals 2	915 MW	1975	PWR
Ringhals 3	960 MW	1981	PWR
Ringhals 4	960 MW	1983	PWR
Barsebäck 1	615 MW	1975	BWR
Barsebäck 2	615 MW	1977	BWR
Forsmark 1	1006 MW	1980	BWR
Forsmark 2	1006 MW	1981	BWR
Forsmark 3	1200 MW	1985	BWR
Oskarshamn 1	465 MW	1972	BWR
Oskarshamn 2	630 MW	1974	BWR
Oskarshamn 3	1205 MW	1985	BWR

1) BWR: Boiling water reactors. PWR: Pressurized water reactors.
Kilde: Sydkraft (1994)

1985 ble det siste svenske kjernekraftaggregatet tatt i bruk, og tabellen dekker dermed de år hvor man har hatt tilgang til alle 12 nåværende kjernekraftaggregater. Som tabellen viser var kjernekraftproduksjonen en god del lavere i 1992 og 1993 enn i mange andre år. Dette kom av til dels lange vedlikeholdsstopp på noen av de eldste aggregatene. 1991 derimot, var et år med høy utnyttelse av de fleste kjernekraftaggregatene.

Sveriges nåværende kjernekraftkapasitet ble tatt i bruk i årene 1972-1985. Hovedsakelig består kapasiteten av BWR-reaktorer (boiling water reactors). Når uran spaltes i disse reaktorene dannes det varme. Denne varmen får vannet i reaktortanken til å koke, og dermed dannes det vanndamp som driver en damp turbin. I damp turbinen omdannes varmeenergien til mekanisk energi som så omdannes til elektrisitet. Imidlertid har Sverige også 3 PWR-reaktorer (pressurized water reactors) hvor vannet i reaktortanken holdes under så høyt trykk at det ikke kan koke. Varmeenergien utveksles via en dampgenerator til et annet vannsystem, og her dannes det vanndamp som omdannes til elektrisitet på samme måte som for BWR-reaktorene. I PWR-reaktorene er reaktordelen et lukket system, og dette medfører at det ikke fins radioaktive stoffer i turbin-systemet.

Tabell 2.2 viser at de kjernekraftaggregatene som først ble bygget hadde en god del mindre effekt enn de som ble bygget senere. Hvis en eventuell kjernekraftutfasing skjer på en slik måte at hvert aggregat nedlegges etter et visst antall års drift, vil dermed det svenske elektrisitetsmarkedet bli mest påvirket på slutten av utfasingsperioden.

2.2 Svensk kjernekraft, levetid og økonomiske kostnader

2.2.1 Levetiden for svenske kjernekraftverk
De svenske kjernekraftverkene er bygd for en levetid på minst 40 år. De delene i kjernekraftaggregatene som ble vurdert ikke å kunne byttes ut, ble konstruert for å kunne holde i minst 40 år. Investeringene i kjernekraftverkene derimot, avskrives på 25 år.

2.2.2 Økonomiske kostnader ved svensk kjernekraft

De eksisterende svenske kjernekraftanleggenes kostnader kan deles i to: De kostnadene som er knyttet til investeringene i produksjonsanleggene som i stor grad må betraktes som «sunk», og kostnadene ved videre drift. I vurderingen av lønnsomheten ved videre drift er det kostnadene knyttet til brensel, personell og vedlikeholdsinvesteringer samt rivningskostnader og avfallshåndteringskostnader som må tas i betraktning. Disse kostnadene anslås i modellen til i underkant av 11 øre pr. kWh. I årsberetningene fra de svenske kjernekraftverkene for 1993 framgår det at dette estimatet treffer ganske bra. I SOU (1995) er de tilsvarende kostnadene anslått til 6-9 øre pr. kWh.

Ved eventuelle nye kjernekraftverk, er det de totale kostnader knyttet til investeringer, drift og behandling av radioaktivt avfall som det er interessant å fokusere på. I rapport 20/1993 fra NVE om kostnader for nye kraftverksprosjekter, er summen av kapitalkostnader, driftskostnader og brenselkostnader for et kjernekraftverk på 1000 MW anslått til ca. 30 øre pr. kWh hvis man antar en brukstid på 7350 timer pr. år som er anslaget i Nordisk energimarkedsmodell. Hvis kostnadene for avfallshåndtering og framtidige rivningsutgifter anslås til ca. 2 øre pr. kWh som er nivået på den ørmerkede svenske avgiften, kan totalkostnaden ved ny kjernekraftproduksjon anslås til ca. 32 øre pr. kWh. Dette ligger noe over den kostnaden på nye kullstøvkraftverk som framkommer hvis CO₂-avgiftene i de nordiske landene er som de var i 1991. Med en CO₂-avgift på høyde med den norske bensinavgiften i 1993, 350 norske pr. tonn CO₂, blir totalkostnadene i modellen rundt 40 øre pr. kWh for nye kraftverk som bruker fossile brenslere. Hvis risikokostnadene og miljøkostnadene knyttet til kjernekraften anslås å være lavere enn ca. 10 øre pr. kWh, og hvis miljøkostnadene knyttet til CO₂-utslipp ved elektrisitetsproduksjon basert på fossile brenslere er større enn ca. 400 norske kroner pr. tonn CO₂-utslipp, vil totalkostnaden ved ny kjernekraftproduksjon være lavere enn totalkostnaden for ny kraftproduksjon basert på fossile brenslere. I modellen er det antatt at ny kjernekraftproduksjon er uaktuelt, uansett om kostnaden kan være lavere enn alternativ elektrisitetsproduksjon.

2.3 Lagring av avfall fra kjernekraften i Sverige¹

I Sverige er det dannet et eget aksjeselskap for å ta vare på restproduktene fra kjernekraften. Selskapet heter Svensk Kärnbränslehandtering AB (SKB), og det er eid av kjernekraftprodusentene. Restproduktene blir delt i to grupper, anvendt kjernebrensel og driftsavfall. Kjernekraftverkene pålegges en avgift på ca. 2 øre pr. produsert kWh. Avgiftsinntektene brukes delvis til drift

av SKB, og de avsettes delvis til et fond for fremtidig behandling av restproduktene fra kjernekraften. I SOU (1994a) og SOU (1994b) er det en grundig drøfting av det svenske finansieringssystemet for framtidig behandling av avfallsstoffer fra kjernekraftproduksjonen.

2.3.1 Lagring av anvendt kjernebrensel

Det anvendte kjernebrenselet mellomlagres ved kjernekraftverket i Oscarshamn. Lagringen skjer i CLAB, det sentrale mellomlager for anvendt kjernebrensel. Ved CLAB skjer lagringen i vannbassenger i fjellhaller 30 meter under overflaten. Mellomlagringen er ment å vare i ca. 40 år. Senere er det meningen at langtidslagringen skal skje i et anlegg som skal bygges 500 meter dypt nede i berggrunnen i stabilt svensk urfjell. Noe høyradioaktivt avfall fra rivningen av kjernekraftverkene skal også lagres her. Stedet er ennå ikke besluttet. Etter at alt er lagret, skal lageret kapsles inn. I løpet av 100 000 år vil radioaktiviteten i avfallet ha sunket til nivået for rik uranmalm, mens studier som er gjort indikerer at innkapslingen som er planlagt kan holde i over 1 million år.

2.3.2 Lagring av driftsavfall

Driftsavfallet består delvis av filtre som er benyttet til å fange opp radioaktive stoffer fra vannet som omgir reaktortanken, og delvis av redskap, klær og utstyr som er blitt utsatt for radioaktivitet. Lagringen skjer ved SFR, Slutförvar för radioaktivt driftsavfall, som ligger ved kjernekraftverket i Forsmark. Avfallet lagres i fjellhaller som er plassert 50 meter under havets bunn. Vanndybden på stedet er ca. 5 meter. I tillegg til driftsavfallet lagres radioaktivt avfall fra sykehus etc. her. Når kjernekraftverkene blir revet en gang i fremtiden vil mye lagres i SFR. Etter 500 år vil avfallet i SFR ikke være farligere enn den naturlige radioaktiviteten i fjellet.

2.4 Svensk kjernekraftdebatt og energipolitikk²

2.4.1 Svensk kjernekraftdebatt og energipolitikk før folkeavstemningen i 1980

Sverige bygget ut mye av sin vannkraft fram mot 1960-tallet. Etterhvert ble motstanden mot videre utbygging fra naturvernere og friluftsjakter sterk, og etter 1973 er ingen av de gjenværende uregulerte større elvene regulert til vannkraftproduksjon.

På 1950-tallet ble det i forbindelse med den økende urbaniseringsgraden bygget ut fjernvarmenett i de større byene. Varmen ble delvis produsert ved kombinerte kraftvarmeverk og delvis ved hjelp av elektrisitet. Fordi de store kraftprodusentene fryktet å få svekket sin posisjon som hovedleverandør av elektrisitet som følge av konkurranse fra kombinerte kraftvarmeverk,

1 Avsnitt 2.3 er hovedsakelig basert på SKB (1993).

2 Avsnitt 2.4.1 og 2.4.2 er i stor grad basert på Löfstedt (1993), mens avsnitt 2.4.3 hovedsakelig er basert på debattartikler i Svenska Dagbladet og Dagens Nyheter vinter/vår 1995.

kom det i stand avtaler mellom de store kraftprodusentene og eierne av fjernvarmenettene. Disse avtalene medførte at kun en begrenset produksjon av elektrisitet i kraftvarmeverkene ble tillatt. I samme periode ble kjernekraft betraktet som en mulig kilde for fjernvarme.

På 1960-tallet mente Vattenfall at kjernekraft var det beste alternativet for utvidelser av elektrisitetsproduksjonskapasiteten. Kjernekraft ble betraktet som en rimelig måte å produsere elektrisitet på, og på den tiden foretrakk miljøgrupper kjernekraft framfor vannkraft. Kjernekraft var også ansett å være mindre forurensende enn oljefyrtede varmekraftverk.

De svenske myndighetene og kraftprodusentene la på 1960-tallet og begynnelsen av 1970-tallet opp til at kjernekraftkapasiteten skulle bygges ut i større omfang enn den kapasiteten Sverige har i dag. I 1972 la en samarbeidsorganisasjon for de svenske kraftprodusentene opp til at det i 1990 skulle være 24 reaktorer i drift, og alle de politiske partiene sto bak kjernekraften. Men ting endret seg raskt, og i 1972/73 ble Centerpartiet og Vänsterpartiet Kommunisterne på grunn av avfallsproblemet knyttet til kjernekraften motstandere av kjernekraft. Som en følge av oljeprissjokket i 1973/74, ønsket de svenske myndighetene å redusere oljebruken ved hjelp av energisparing, forsering av kjernekraftprogrammet og overgang til mer bruk av kull. Utover 1970-tallet var kjernekraften et viktig stridsspørsmål i de svenske parlamentsvalgene, og særlig Centerpartiet hadde fremgang på grunn av en økende kjernekraftmotstand blant folk. 1976-valgets dominerende debatttema var kjernekraften, og valget resulterte i regjeringsskifte fra en sosialdemokratisk regjering til en borgerlig regjering. I den nye regjeringen var Centerpartiet det største partiet. Et kompromiss i 1977 mellom Centerpartiet og kjernekrafttilhengerne i Moderate Samlingspartiet og Liberale Folkpartiet førte fram til en erklæring om at avfallet fra kjernekraften skulle tas vare på på en helt sikker måte, hvis flere kjernekraftverk skulle tas i bruk. Denne erklæringen ble tolket forskjellig av kjernekrafttilhengerne og kjernekraftmotstanderne. En juridisk bedømmelse resulterte i at tilhengernes versjon vant frem, og den gikk ut på at sikkerheten ved avfallshåndteringen skulle være svært høy, men ikke absolutt. Dette resulterte i at den borgerlige regjeringen sprakk, og Liberale Folkpartiet dannet en mindretallsregjering i oktober 1978. Denne regjeringen la i 1979 fram en energimelding som konkluderte med at det ikke skulle bygges mer enn 12 reaktorer, og at energisparing skulle fremmes for å redusere oljeavhengigheten.

I mars 1979 skjedde ulykken i kjernekraftverket på Three Mile Island ved Harrisburg. I ulykken ble en stor del av kjernebrenselet nedsmeltet, og store mengder radioaktivitet lakk ut i den omsluttende sikkerhetsbygningen. Men svært lite radioaktivitet lakk ut til omgivelsene. Reaktoren var av PWR-typen som Sverige i dag har tre stykker av. Ulykken i USA førte til voldsomme

oppslag i svenske media, og mer enn 500 000 mennesker skrev under et krav om folkeavstemning. En uke etter ulykken gikk Socialdemokraternes leder Olof Palme inn for en folkeavstemning om kjernekraftens framtid i Sverige. Tidligere hadde bare Centerpartiet og Vänsterpartiet Kommunisterne ønsket dette. Det ble bestemt at folkeavstemningen skulle holdes 23. mars 1980.

2.4.2 Svensk kjernekraftdebatt og energipolitikk etter folkeavstemningen i 1980

Den svenske folkeavstemningen ble holdt i mars 1980, og det var flere alternativer man kunne stemme på: Linje 1 som ble støttet av Moderate Samlingspartiet, sto for at 12 reaktorer skulle brukes, og at disse skulle bli faset ut på en slik måte at den svenske økonomien ikke tok skade. Linje 2 var som linje 1; i tillegg hadde alternativet med noen tilleggs klausuler som vektla energisparing og utvikling av fornybar energi. Linje 2 ble støttet av Liberale Folkpartiet og Socialdemokraterne. Linje 3 sto for at de 6 reaktorene som var i bruk skulle fases ut innen 10 år, og at de 6 reaktorer som var under bygging aldri skulle tas i bruk. Linje 3 ble støttet av Centerpartiet og Vänsterpartiet Kommunisterne. Resultatet av folkeavstemningen ble at linje 1 fikk 18,9 prosent, linje 2 fikk 39,1 prosent og linje 3 fikk 38,7 prosent. Dette ga en overvekt for de som i varierende grad støttet bruk av kjernekraft på ca. 3 mot 2.

Den svenske Riksdagen vedtok senere samme år en energibeslutning på basis av resultatene fra folkeavstemningen. Den gikk i hovedsak ut på følgende punkter: Reduksjon av oljeavhengigheten, økt andel av fornybar energi i energisystemet, økning av sikkerheten i kjernekraftverkene, satsing på energisparing og nedleggelse av kjernekraften innen år 2010. År 2010 ble valgt fordi da ville de nyeste reaktorene ha vært i bruk i 25 år, og 25 år var i 1980 den anslåtte livslengden til en kjernekraftreaktor. Som en følge av denne beslutningen, anvendte eierne av kjernekraftverkene etter dette en avskrivningsperiode på 25 år for hver reaktor. Dermed ville de ikke lide noe økonomisk tap hvis hver reaktor ble nedlagt etter 25 års drift.

Etter folkeavstemningen gikk motstanden mot kjernekraft i løpet av et par år en del ned etter hvert som ulykken i USA begynte å gå i glemmeboka.

I 1981 kom en energimelding fra regjeringen som var en presisering av energibeslutningen fra 1980. Meldingen gjentok at kjernekraften skulle være utfaset i 2010. Utfasingen skulle begynne i 1997. Den eldste reaktoren i Oscarshamn ville da ha vært i bruk i 25 år. Videre skulle kjernekraften brukes til å redusere oljeavhengigheten gjennom bruk av elektrisitet i fjernvarmenettet og til romoppvarming.

På midten av 1980-tallet begynte industriledere å argumentere for at kjernekraftverkene, hvis det var mulig,

skulle produsere elektrisitet etter år 2010. Dette ønsket de for å beholde de lave elektrisitetsprisene som industrien nøt godt av. Videre ble problemet med avfallet fra kjernekraften løst ved at lagringsmåten ble bestemt. Men så kom den meget alvorlige kjernekraftulykken i Tsjernobyl i april 1986 som også rammet Sverige gjennom langtransport av radioaktive stoffer. Den svenske statsministeren Ingvar Carlsson uttalte seg sterkt mot kjernekraft i tiden etter ulykken. På kort sikt ble svenskene mer negative til kjernekraften. Selv om denne effekten avtok med tiden, var svenskene halvannet år etter ulykken fremdeles mer negative til kjernekraften enn de hadde vært før ulykken. Den svenske energipolitikken endret retning etter denne ulykken, og den daværende svenske energiminister Brigitta Dahl engasjerte seg for å fase ut kjernekraften så tidlig så mulig. Dette skulle oppnås med å satse på fornybare energiresurser, og ved å prøve å endre folks livsstil på en slik måte at energiforbruket ble lavere. Men hennes forslag møtte sterk motbør hos industrien og hos noen fagforeninger. Blant de politiske partiene var særlig Moderate Samlingspartiet kritiske. Disse gruppene fryktet at tidlig avvikling ville ha en svært negativ effekt på svensk økonomi. Studier som energimyndighetene gjorde, indikerte at tidlig utfasing ville medføre høyere elektrisitetspriser og overgang til elektrisitetsproduksjon basert på fossile brensler. Dahls forslag fikk imidlertid sterk støtte fra miljøbevegelsen. Våren 1988 vedtok Riksdagen en energimelding som sa at to reaktorer skulle være utfaset i løpet av 1996, en i Ringhals og en i Barsebäck. Barsebäck ligger bare 20 kilometer fra København, og danskene frykter at en ulykke der vil ramme København sterkt.

I 1987 ble de fire gjenværende store elvene som ikke var utbygget for vannkraft vernet for all framtid, og i 1988 vedtok parlamentet at CO₂-utslippene skulle fryses på 1988-nivået. Disse to vedtakene gjorde at en utfasing av kjernekraften ble enda vanskeligere å oppnå.

Basert på energikommisjonen 1990/91 vedtok Riksdagen et kompromiss som Centerpartiet, Socialdemokratene og det Liberale Folkpartiet sto bak. Kompromisset gikk ut på at utfasingen av kjernekraften skulle begynne i 1995/96, og at kjernekraft kunne være i bruk etter 2010. Utfasing skulle bare finne sted om svensk økonomi og sysselsetting ikke ble negativt påvirket.

2.4.3 Dagens svenske kjernekraftdebatt

Det er fortsatt sterk uenighet i Sverige om svensk kjernekrafts framtid. Den svenske energikommisjonen vil legge fram en delinstilling om kjernekraften i Sverige i desember 1995. I februar 1995 la energikommisjonen fram en delinstilling som konkluderte med at deregulering av elektrisitetsmarkedet ikke ville være til hinder for en eventuell kjernekraftutfasing.

Ifølge en meningsmåling som Svenska Dagbladet offentliggjorde 21/2 1995, tror 89 prosent av svensk-

ene at den svenske nasjonalforsamlingen ikke kommer til å følge opp sitt vedtak om avvikling innen 2010. De tror derimot at avviklingen blir utsatt. 50 prosent av svenskene mener at avvikling ikke bør finne sted innen 2010, mens 39 prosent mener at kjernekraften skal avvikles helt innen 2010. Et flertall av kvinnene (48 mot 36 prosent) ønsker avvikling innen 2010, mens det blant mennene er et klart flertall for utsettelse av avviklingen (64 mot 30 prosent). I en tilsvarende meningsmåling i 1989 var det 65 prosent som trodde at avviklingen ville bli utsatt.

Tre svenske fagforeningsledere i tunge industriforbund gikk i en debattartikkel i Dagens Nyheter den 25/1-95 sterkt inn for at kjernekraften bør beholdes i Sverige etter 2010. De hevdet at nedtrapping av kjernekraften etter 25 års drift isteden for etter 40 års drift vil koste det svenske samfunnet minst 270 milliarder svenske kroner. Dette tallet baserer de på at 72 TWh kjernekraft til ca. 10 øre pr. kWh erstattes med fossilbasert kullkondenskraft som de sier koster minst 25 øre mer pr. kWh. Dette blir over 15 år 270 milliarder SEK i nominelle kroner. Tilpasninger i elektrisitetsmarkedet er ikke tatt hensyn til. Kostnadene er fordelt over en rekke år, og de må i en samfunnsøkonomisk analyse diskonteres. Dermed vil det samfunnsøkonomiske tapet ligge betydelig lavere. Dette understøttes av beregninger som legges fram i analysekapitlene senere. Den 20/2-95 la bransjeorganisasjoner innen den kraftkrevende industri i Sverige fram planer om å bruke flere millioner kroner i en intern kampanje for å hindre avvikling av kjernekraften. Aktører som er avhengig av forholdsvis lave elektrisitetspriser er sterk imot tidlig utfasing, noe som ikke er uventet.

Den svenske statsministeren har flere ganger i løpet av vinteren 1994/95 sagt at han vil jobbe for at kjernekraften blir lagt ned innen 2010. Energiminister fra Socialdemokratene går inn for at trepartioverenskomsten fra 1991 basert på energikommisjonen 1990/91 blir grunnlaget for energipolitikken framover. Han mener at en ny folkeavstemning om kjernekraften kun kan komme på tale om det svenske parlamentet ikke oppnår bred enighet om energipolitikken i en situasjon hvor beslutningen om utfasing innen 2010 behøver å opprøves.

De Grønne i Sverige går sterkt inn for utfasing innen 2010, og de hevder at dette vil gi 21000 flere arbeidsplasser. Disse arbeidsplassene hevdes å komme i byggebransjen og innen jord- og skogbruk. De Grønne antar at disse bransjene få et oppsving når kjernekraft utfases, og fornybare energikilder basert på vind, sol og biobrensler fases inn.

Også Centerpartiet og Vänsterpartiet ønsker fortsatt utfasing innen 2010.

3. Teori

I dette kapittelet diskuteres den teoretiske bakgrunnen for noen av de forutsetninger som er gjort i modell-scenariene. En sentral forutsetning som er brukt, er at det er mulig å handle med elektrisitet mellom de nordiske landene. I kapittel 3.1.1 vil jeg ut fra generell handelsteori begrunne hvorfor handel med elektrisitet vil være lønnsomt. Handel kan blant annet være lønnsomt på grunn av ulikheter i produksjons- og forbruksmønsteret som er særegne for elektrisitet som vare, noe som jeg utdyper nærmere i kapittel 3.1.2. I analysen er det scenarier hvor Sverige faser ut kjernekraften, selv om det er lønnsomt for produsenten å fortsette driften. Dette kan begrunnes med miljøkostnader og andre ulemper med kjernekraften, og temaet vil bli drøftet i kapittel 3.2. Til slutt vil jeg i kapittel 3.3 gjøre en grafisk analyse som viser de økonomiske kostnadene ved en kjernekraftutfasing som skjer før den økonomiske levetiden er over, gitt at det ses det bort fra eventuelle eksterne effekter i form av blant annet miljøkostnader.

3.1 Teori for handel med elektrisitet

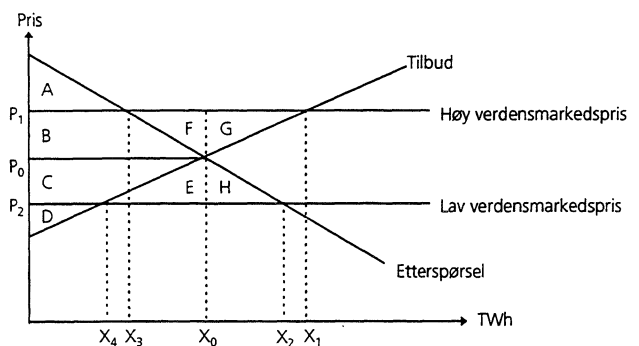
3.1.1 Generell handelsteori

Å ha muligheten til handel med elektrisitet, vil, sammenlignet med en situasjon hvor handel ikke er mulig, alltid være minst like gunstig som ikke å ha mulighet til handel, hvis man ser bort fra eventuelle fordelingsvirkninger. Man har jo alltid muligheten til å la være å handle med elektrisitet, hvis det er gunstigere enn å handle. Se Ethier (1988) for en innføring i generell handelsteori.

Sett fra forbrukersiden er elektrisitet en homogen vare når det gjelder hvem som leverer den, men tidspunkt for levering og sikkerhet for levering deler i prinsippet markedet opp i en rekke delmarkeder.

Figur 3.1 viser forenklet virkningen for ett land av å åpne opp for utenlandshandel med elektrisitet. Det forutsettes at det eksisterer et «verdensmarked» hvor man kan handle til faste priser, og at det ikke er transportkostnader, samt at elektrisitetsmarkedene kan slås sammen til ett marked. Gitt forutsetningen om at ingen aktører har markedsmakt, viser figuren gevinst ved handel og fordelingsvirkninger mellom kjøpere og selgere

Figur 3.1 Virkninger av å innføre handel med elektrisitet



av elektrisitet. I autarki er konsumentoverskuddet lik summen av arealene A og B, mens produsentoverskuddet er lik C+D.

Hvis «verdensmarkedsprisen» er lik P_1 som er høyere enn autarkiprisen P_0 , vil handel medføre at innenlands produksjon øker fra X_0 til X_1 , mens innenlands forbruk reduseres fra X_0 til X_3 . Produsentoverskuddet øker med arealet B+F+G, mens konsumentoverskuddet avtar med arealet B. Gevinst for samfunnet samlet sett er F+G.

Med «verdensmarkedspris» lik P_2 som er lavere enn autarkiprisen P_0 , medfører handel at forbruket innenlands øker fra X_0 til X_2 , mens landets produksjon av elektrisitet reduseres fra X_0 til X_4 . Samfunnets gevinst er lik arealet E+H. Forbrukerne øker sitt konsumentoverskudd med arealet C+E+H, mens produsentene taper arealet C.

Hvert nordisk land vil i autarki ha en tilpasning som i figur 3.1, men med en ulik autarkipris for hvert land. Hvis man åpner opp for handel landene imellom, vil man uten transportkostnader og kapasitetsskranke på transportlinjene havne i en situasjon hvor prisen blir lik i alle landene. I de landene hvor likevektsprisen blir høyere enn i autarki, vil produsentene av elektrisitet komme bedre ut, mens konsumentene vil tape. Det

motsatte vil være tilfelle i de landene hvor likevektsprisen blir lavere enn i autarkiprisen.

Med transportkostnader i tillegg, blir likevektsprisene korrigert for transportkostnader de samme. Hvis man tar med muligheten for kapasitetsbeskrankninger, vil likevektsprisene også reflektere om transportkapasiteten er fullt utnyttet. Hvis kapasiteten er fullt utnyttet mellom to land, vil forskjellen i likevektsprisen normalt være større enn marginale transportkostnader. Dette kan gjøre nye investeringer i transmisjonslinjer mellom landene lønnsomt.

3.1.2 Andre argumenter for handel med elektrisitet

Flere forhold ved elektrisitetsmarkedet utover forskjell i autarkipriser gjør at handel med elektrisitet er lønnsomt.

I avsnitt 3.1.1 var det en antagelse om full sikkerhet. I virkelighetens verden er det en rekke forhold som er usikre, og handel med elektrisitet kan være gunstig for å redusere kostnader knyttet til slik usikkerhet. Av flere grunner er det bygget opp reservekapasitet for elektrisitetsproduksjon i de enkelte land. En av grunnene er å dekke opp for redusert produksjon i et eller flere kraftverk som følge av uhell og havarier o.l., mens en annen grunn er at man ønsker å dekke topper i forbruket. Betalingsvilligheten for reservekraftverk er høy, fordi midlertidig bortfall av elektrisitetsleveransene er kostbart/ubehagelig for mange kjøpere av elektrisitet. Når man åpner opp for handel med elektrisitet, vil det ikke trenge like mange reservekraftverk. Dette reduserer totalkostnadene i elektrisitetsproduksjonen for landene som handler med hverandre, gitt at produksjonen holdes konstant.

En annen årsak til at handel kan være lønnsomt, er at produksjonssystemene i ulike land er basert på ulike teknologier. Land med stort innslag av vannkraft, for eksempelvis Norge, har dimensjonert kraftsystemet etter hvor stort energibehovet er over flere år. Dette har sammenheng med at tilsig til vannmagasinene varierer over året, og at det er usikkerhet i hvor stort tilsig det kommer et bestemt år. Land med stort innslag av varmekraft, for eksempelvis Danmark, har dimensjonert kraftsystemet etter hvor stor effekt det maksimalt er etterspørsel etter på et tidspunkt. Men etterspørselen etter effekt svinger over døgn og årstid, og dermed vil det i mange varmekraftland være bygd ut en stor kraftproduksjonskapasitet for å dekke etterspørselstopperne. Videre er det forholdsvis store kostnader med å starte opp og stenge av varmekraftverk. For et system basert på vannkraft, er det små kostnader i å regulere produksjonen. Å åpne for handel vil begrense behovet for toppkraft i varmekraftland. Et vannkraftland kan eksportere fastkraft på dagtid til priser som ligger nær varmekraftlandets totalkostnader ved ny elektrisitetsproduksjon, og det kan importere elektrisitet på kvelds- og nattid til priser nær de marginale brenselkostnader i

varmekraftlandet. Vannkraftlandet tjener naturligvis på dette. Varmekraftlandet tjener også på dette, og det skyldes at det trengs mindre dyr reservekraft for å dekke toppene i forbruket, samt at det blir mindre start- og stoppkostnader i elektrisitetsproduksjonen.

For vannkraftland som Norge er det investert store beløp i vannmagasiner, blant annet fordi det er store svingninger i tilsiget av vann. Noen år er det mye regn og tilsig over gjennomsnittet, mens andre år er det lite nedbør og tilsvarende lite tilsig. Temperaturforhold gjør at tilsig fra snøsmelting også påvirker samlet tilsig for et år. I løpet av en tiårsperiode kan en ha avvik på pluss/minus 10-15 prosent fra gjennomsnittlig tilsig. Temperaturforskjeller gjør at etterspørselen varierer fra et år til et annet, selv om alle øvrige faktorer som påvirker etterspørselen er uendret. Videre er det slik at lave temperaturer og mindre nedbør har en tendens til å samvariere. Denne usikkerheten har gjort det nødvendig med ekstra investeringer i magasiner i forhold til en situasjon hvor tilsig og temperatur var konstant for alle år. Ved å åpne opp for handel kan man i år med lite tilsig, såkalte tørrår, importere elektrisitet fra andre land. Dermed vil det for et vannkraftland ikke være nødvendig med så stor magasinkapasitet. Totalkostnadene i systemet blir på lang sikt mindre ved at framtidige investeringskostnader knyttet til magasinkapasitet blir lavere.

I avsnitt 3.1.1 var det antagelse om at ingen aktører hadde markedsrett. Men ofte er det sånn at det er noen få store elektrisitetsprodusenter som dominerer markedet, og det er ofte vanskelig og/eller kostbart å regulere disse markedene. Ved å åpne opp for handel, kan en gruppe land som hver for seg har dominerende aktører, redusere disse aktørenes markedsrett. Man vil da redusere dødvektstapet fra oligopol-situasjonen. Forbrukerne vil tjene mer enn det produsentene taper, og landene får en velferdsgevinst.

Se Bergman et al. (1994) for en diskusjon om hvordan virkningene av den planlagte dereguleringen av det svenske elektrisitetsmarkedet blir påvirket av at det er aktører som har stor markedsrett.

3.2 Samfunnsmessige totalkostnader ved kjernekraften

I dette avsnittet vil jeg med utgangspunkt i økonomisk teori prøve å begrunne en eventuell utfasing av svensk kjernekraftkapasitet før de rent økonomiske kostnadene ved selve produksjonen tilsier dette. Se Hultkrantz (1992) for en diskusjon om de samfunnsmessige totalkostnadene ved produksjon og forbruk av energi.

Usikkerhet, miljøkostnader og risikoaverse aktører vil være faktorer som samlet sett kan tilsi nedleggelse før den økonomiske levetiden er ute.

Jeg vil anta at vi har situasjon hvor en samfunnsplanlegger maksimerer en vektet sum av forventet nytte for

forbrukere og produsenter når det gjelder elektrisitet og olje i et land, i dette tilfellet Sverige. Alle typer miljøkostnader vil være representert. Hvis vektene er lik 1, og forventet nytte er lik summen av neddiskontert forventet konsument- og produsentoverskudd, vil dette være analogt med vanlig nytte-kostnads analyse.

De eksterne kostnadene ved kjernekraften er knyttet til risikoen for skade på mennesker, dyr og materiell gjennom mulige utslipp av radioaktive stoffer. Utslippene kan komme fra ulykker eller fra vanlig drift.

Utslipp fra ulykker kan føre til skader på både kort og lang sikt. På kort sikt kan noen av de ansatte, noen av de som deltar i redningsarbeid og noen av de menneskene som bor i nærheten utsettes for så store stråledoser at de dør i løpet av kort tid. På lengre sikt kan noen mennesker i områder som har blitt berørt av ulykker utvikle kreft og/eller andre strålingsrelaterte sykdommer. Dette vil føre til at et visst antall statistiske liv går tapt som følge av for tidlig død. En annen kostnad ved ulykker, er at verdier knyttet til eiendommer o.l. som blir utsatt for radioaktiv stråling kan bli redusert. Utslipp fra vanlig drift rammer først og fremst ansatte og de som bor helt i nærheten av kjernekraftverkene, og dette kan føre til overhyppighet av visse kreftformer. Dette medfører at et visst antall statiske liv går tapt selv ved vanlig drift.

Til slutt kan det skje utslipp ved lagringen av radioaktivt avfall, noe som også kan gi utslag i strålingsrelaterte sykdommer hos de som berøres.

Anslag fra forskjellige undersøkelser over de eksterne kostnadene ved kjernekraften spriker svært mye. I Källstrand (1992) er risikokostnadene ved kjernekraften anslått til å ligge på rundt 20 øre pr. kWh, mens Lundgren og Södersten (1990) anslår risikokostnadene til ca. 0,03 øre pr. kWh.

For hver kjernekraftreaktor vil det være tilknyttet en sannsynlighetsfunksjon som for hvert år angir sannsynligheten for normal drift og for alle grader av ulykker. I Kristoferson, Kjellström og Svenningsson (1986) er noen anslag på risikoen for en alvorlig kjernekraftulykke presentert. For hver type ulykke er det tilknyttet en forventet mengde tapte liv og andre kostnader på mennesker og materiell. Ved vanlig drift, vil kostnadene være knyttet til drift, vedlikehold, brensel og avbrudd i driften. Etterhvert som en reaktor blir eldre, vil de ulike kostnadskomponentene ha en ulik kostnadsutvikling. Visse kostnader kan bli lavere som følge av læringseffekter o.l., mens for eksempel vedlikeholdskostnadene kan bli høyere som følge av at utslitte deler må byttes ut, osv. Ulykkesrisikoen vil også være avhengig av hvor lenge en reaktor har vært i drift. I begynnelsen av brukstiden kan risikoen gå ned som følge av

læringseffekter, mens senere i levetiden vil utslitte deler o.l. øke ulykkesrisikoen.

Verdien av et liv er en parameter som er vanskelig å bestemme. To metoder som brukes, er «human-capital-metoden» og betalingsviljemetoden. «Human-capital-metoden» går ut på å prøve å bestemme hvor stort inntektsbortfallet for samfunnet blir av at en person dør.

Betalingsviljemetoden går ut på å finne ut hvor mye folk i gjennomsnitt er villig til å betale for en endring som fører til at et liv blir spart. Denne metoden har i undersøkelser gitt forskjellig verdi for liv avhengig av om det er en variabel som intervjuobjektet selv har kontroll over eller ikke. Hvis man har kontroll over variabelen, tenderer det til å senke betalingsvilligheten. Om det er en katastrofehendelse som skjer svært sjelden, for eksempel en alvorlig kjernekraftulykke, får man en høyere betalingsvillighet for et spart liv enn hvis det dreier seg om mer dagligdagse hendelser som trafikkuulykker, se Jones-Lee (1989). Dette kan tyde på at betalingsviljemetoden er bedre egnet enn «human-capital-metoden» til å vurdere verdien av et spart liv, siden den indirekte gir et mål på risikoaversjonen hos de som berøres.

Argumentene overfor kan begrunne både tidlig og sen avvikling. Tidlig avvikling kan begrunnes i høye anslag på risiko for ulykker, høye anslag på kostnaden av tapte liv, og antagelser om sterkt økende vedlikeholdskostnader når reaktoren når høy levealder. Sen avvikling vil være lønnsomt hvis totale forventede kostnader ved kjernekraftproduksjon er lavere enn total kostnadene ved alternativ elektrisitetsproduksjon.

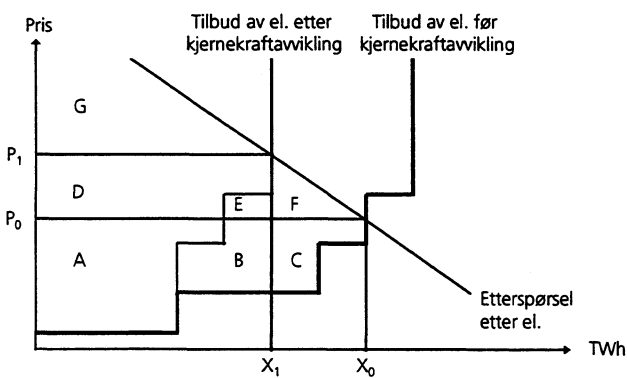
CO₂-utslipp fra alternativ energiproduksjon vil trekke i retning av at lengre brukstid på reaktorene blir optimalt, siden slike utslipp øker drivhuseffekten og dermed belaster miljøet. Dette øker total kostnaden på tidlig utfasing av kjernekraften, gitt at Sverige følger sine vedtatte nasjonale begrensninger i CO₂-utslippene. Disse vedtakene gir politiske beskrankninger på hvor kraftig en eventuell overgang til fossilbasert energiproduksjon kan bli.

3.3 Økonomiske tap ved begrensning i kjernekraftproduksjon, en grafisk analyse av de partielle virkningene på elektrisitetsmarkedet

Figur 3.2 viser førsteårseffekten av en hurtigavvikling av kjernekraften i Sverige³. Dette er kun en partiell analyse av virkninger på elektrisitetsmarkedet. I en generell likevektsanalyse for den svenske økonomien ville kostnader knyttet til virkninger i andre sektorer kommet i tillegg. Det forutsettes også autarki i elektrisitetsmarkedet.

3 Avsnitt 3.3 er i hovedsak basert på Förhandlingar Nationalekonomiska föreningen (1986).

Figur 3.2 Effekt av hurtigavvikling

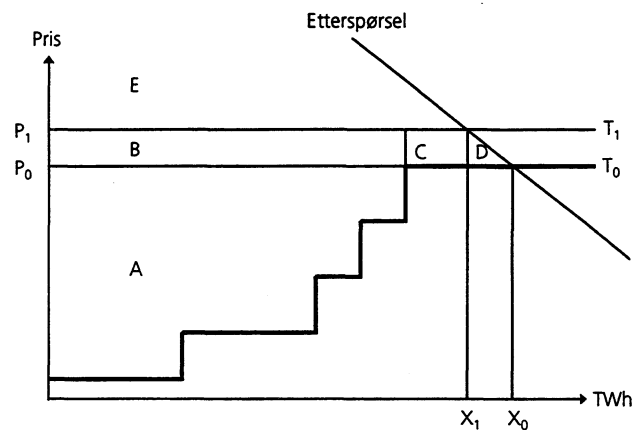


I figuren er tilbudet av elektrisitet før kjernekraftavvikling delt i fire segmenter som omtrent tilsvarer den svenske produksjonskapasiteten: Først vannkraft med nær null variable kostnader, så kommer kjernekraften med lave variable kostnader, deretter kraftvarmeverkene og til slutt oljekondenskraft og gassturbiner. Det er i figuren antatt at etterspørselen etter elektrisitet ikke er stor nok til å forsvare nyinvesteringer i varmekraftverk. I likevekt bli da elektrisitetsprisen lik P_0 , mens produksjonen av elektrisitet blir X_0 . Konsumentoverskuddet er lik summen av arealene D, E, F og G, mens produsentoverskuddet er lik summen av arealene A, B og C. Hvis kjernekraften hurtigavvikles, forskyves tilbudskurven mot venstre, og i likevekt øker elektrisitetsprisen til P_1 . Produksjonen av elektrisitet avtar fra X_0 til X_1 , noe som er mindre enn reduksjonen i kjernekraftproduksjonen. Dette skyldes at det som følge av høyere likevektspris for elektrisitet har blitt lønnsomt med elektrisitetsproduksjon i de kraftverkene som ikke produserte elektrisitet før kjernekraftavviklingen. Konsumentoverskuddet blir lik arealet G, mens produsentoverskuddet er lik summen av arealene A og D. Samlet taper produsentene og konsumentene summen av arealene B, C, E og F. For produsentene er nettotap lik $B+C-D$ som kan være både positivt og negativt, mens konsumentene taper summen av arealene $D+E+F$.

Figur 3.3 viser førsteårseffekten av et investeringsforbud for kjernekraft i Sverige. Det forutsettes autarki i elektrisitetsmarkedet. Det antas i figuren at totalkostnadene ved investering i kjernekraft er lavere enn ved investeringer i billigste tilgjengelige varmekraftteknologi. Hvis det motsatte er tilfelle blir det ikke noe tap av et investeringsforbud. I figuren er T_0 tilbudskurven for elektrisitet når kjernekraftinvesteringer er tillatt, mens T_1 er tilbudskurven for elektrisitet ved forbud mot kjernekraftinvesteringer.

Hvis investeringer i kjernekraft er tillatt får man et konsumentoverskudd lik summen av arealene B, C, D og E, mens produsentoverskuddet blir lik A. Elektrisitetsprisen blir lik P_0 og elektrisitetsproduksjonen blir X_0 .

Figur 3.3 Effekt av investeringsforbud for kjernekraft



Med investeringsforbud blir konsumentoverskuddet lik E og produsentoverskuddet lik $A+B$. Likevektsprisen blir lik P_1 , mens elektrisitetsproduksjonen blir lik X_1 . Samlet blir det et tap på $C+D$. Produsentene vinner arealet B, mens konsumentene taper $B+C+D$.

I figur 3.2 ble det fokusert på førsteårseffekten av hurtignedleggelse av kjernekraften, mens det i figur 3-3 ble fokusert på førsteårseffekten av forbud mot investeringer i nye kjernekraftverk. For å beregne de totale tapene ved restriksjoner i bruk av kjernekraften, må man derimot beregne nåverdien av alle framtidige tap som følger av endret tilpasning i elektrisitetsmarkedet. I kapittel 6 og 7 legges det fram noen beregninger over de økonomiske tapene som følge av en eventuell svensk kjernekraftutfasning. Beregningene er gjort ved hjelp av Nordisk energimarkedsmodell. I motsetning til i dette avsnittet, forutsettes det at det er fri handel med elektrisitet mellom de nordiske landene.

4. Modellbeskrivelse⁴

4.1 Innledning

Nordisk energimarkedsmodell er en partiell markedsmodell som beskriver tilbud og etterspørsel etter olje og elektrisitet i nordiske landene (ekskl. Island)⁵. Transportsektoren og bruk av olje i prosessindustrien er ikke inkludert i modellen.

Modellen er langsiktig optimeringsmodell hvor lengden på modelleringsperiodene er ett år. Modellens scenarioperiode er 1991-2030. I modellen maksimeres for hvert år summen av modellandenes produsent- og konsumentoverskudd i elektrisitetsmarkedet under ett sett av bibetingelser. Før hvert år optimeres, oppdateres en rekke eksogene variable: Inntekt og aktivitetsnivå i de enkelte sektorer, CO₂-avgifter, cif⁶-pris olje og svensk kjernekraftkapasitet. Investeringer i ny kraftproduksjonsteknologi og i nye transmisjonslinjer for elektrisitet 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, treforedlingsindustri⁷, 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.

En viktig forutsetning i modellen er at alle priser er målt i faste 1991-priser. For alle typer kraftverks- og transmisjonsnettinvesteringer, er det i kostnadene inkludert 7 prosent kapitalavkastning.

Noen andre analyser som er gjort med Nordisk energimarkedsmodell er rapportert i Bye et al. (1994), Johnsen og Mysen (1994) og Bye, Johnsen og Mysen (1995). I Bjorvatn og Tjøtta (1993) er virkningen av å deregulere og integrere det nordiske elektrisitetsmarkedet analysert ved hjelp av en modell utviklet ved SNF,

Bergen. I Rogers og Rowse (1989) analyseres virkningen av å integrere det kanadiske elektrisitetsmarkedet.

4.2 Etterspørsel etter elektrisitet og olje

Etterspørselsfunksjonene for olje og elektrisitet i modellen er antatt loglineære. De er estimert ved bruk av historiske data, se Bye et al. (1994).

(4.1)

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

(4.2)

$$DO(i,j) = AO(i,j) * PO(i,j)^{oo(i,j)} * PE(i,j)^{oe(i,j)} * Y(i,j)^{o\gamma(i,j)}$$

$DE(i,j)$ 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 εo og oe er krysspriselastisiteter elektrisitet-olje. $\varepsilon\gamma$ og $o\gamma$ er inntektselastisiteter for elektrisitet og olje for husholdningene, mens de er skaleelastisiteter for de andre sektorene. Elastisitetene er estimerte, mens $AE(i,j)$ og $AO(i,j)$ er konstanter som fremkommer når modellen kalibreres for basisåret 1991.

4.3 Tilbud av elektrisitet og olje

4.3.1 Tilbud av olje

Tilbudssiden når det gjelder olje er enkelt representert: Alle forbrukere kan i hver periode kjøpe så mye fyringsolje de vil til en pris som er lik verdensmarkedsprisen for olje påplussert innenlandske avgifter og distribusjonskostnader. Verdensmarkedsprisen og de innenlandske vareavgiftene har uendret realpris gjennom hele scenarioperioden, mens CO₂-avgiftene fastsettes eksogent for hver periode.

4 Se vedlegg I for en beskrivelse av ligningene i modellen. Modellen er programmert i GAMS/MINOS, se Brooke, Kendrick og Meeraus (1992).

5 Island er ikke tatt med i modellen, fordi det er antatt at det er for kostbart å integrere det islandske elektrisitetsmarkedet i det nordiske elektrisitetsmarkedet.

6 Cost insurance freight: dvs. levert det aktuelle landet.

7 For Danmark er isteden for treforedlingsindustri, summen av næringsmiddelindustri og kjemisk industri modellert.

4.3.2 Tilbud av elektrisitet

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.

For gamle teknologier er det kun de variable kostnadene som produsentene tar hensyn til, siden den investerte kapitalen er «sunk». Det blir investert i ny kapasitet for elektrisitetsproduksjon i en periode hvis elektrisitetsprisen er så høy at den dekker totalkostnadene. Når en investering er gjort, belastes produsenten for hele kostnaden i resten av scenarioperioden. Under klareringen av elektrisitetsmarkedet derimot, er det kun de variable kostnadene som produsentene tar hensyn til når det gjelder utnyttelse av produksjonskapasiteten i nye teknologier som er installert i tidligere perioder. Elektrisitetsproduksjonsblokken i modellen er hovedsakelig basert på Gjelsvik (1993).

I modellen er det mulig å gi tilbyderne av elektrisitet markedsrett slik at de kan oppnå monopol-/oligopolgevinst. Prisdiskriminering mellom ulike sektorer er også mulig. Jeg har imidlertid valgt å konsentrere meg om en situasjon hvor hverken tilbudssiden eller etterspørselssiden har markedsrett. Dette er gjort for å reddyke virkningene på energimarkedene i Norden av svensk kjernekraftutbygging under et regime hvor det er fri handel med elektrisitet og norsk naturgass. Korrigert for transportkostnader og avgifter betaler dermed alle forbrukere i alle landene det samme for elektrisk kraft.

4.4 Innenlandsk transmisjon og handel med elektrisitet

4.4.1 Innenlandsk transmisjon

Overføring av elektrisitet til innenlandske kunder fra kraftverkene skjer til ulike kostnader avhengig av på hvilken del av overføringsnettet kunden henter sin elektrisitet fra. Hvis man kan koble seg direkte på hovednettet vil det kun være kostnader knyttet til transmisjon av elektrisitet, mens det ikke er kostnader knyttet til distribusjon. Dette gjelder typisk for metall- og treforedlingsindustri. Mindre kunder som husholdninger,

servicenæringer og småindustri får sine leveranser av elektrisitet til en høyere kostnad, siden den transporteres gjennom lokale distribusjonsnett. I modellen er dette modellert på den måten at hver sektor betaler cif-prisen pluss sektorspesifikke transmisjonskostnader, distribusjonskostnader og elektrisitetsavgifter. Tabell 4.1 gir en oversikt over de innenlandske transportkostnader + elektrisitetsavgifter som er brukt i modellen, i øre pr. kWh.

4.4.2 Handel med elektrisitet

I modellen vil det være handel med elektrisitet mellom to nordiske land hvis cif-prisene i de to landene avviker mer fra hverandre enn kostnaden ved å transportere elektrisitet fra det ene landet til det andre. Eksport/import av elektrisitet gjennom eksisterende transmisjonslinjer belastes kun med variable kostnader. Disse er i modellen stipulert til 1 øre pr. kWh. Hvis transmisjonskapasiteten mellom to land er fullt utnyttet, og cif-prisene i de to landene avviker med mer enn de totale kostnadene ved transport av elektrisitet i nye transmisjonslinjer, vil transmisjonskapasiteten utvides.

4.5 Forutsetninger om eksogene variable

I modellen er en rekke parametre fastsatt eksogent, og noen av disse framskrives for hvert år. Se Mysen (1994) for en komplett beskrivelse over data og parametre som er brukt i modellen.

4.5.1 Etterspørselssiden

På etterspørselssiden er en av de viktigste eksogene parameterne veksttakten i inntekts- og produksjonsutviklingen. Her har den langsiktige trenden vært at produksjon i tjenesteydende sektor har vist en sterkere vekst enn industriproduksjonen i alle de nordiske landene, mens metallindustri sektoren har hatt en svakt avtagende produksjon de senere år. Hvis husholdningene antas å ha en noenlunde konstant andel av nasjonalproduktet i de nordiske landene, vil veksten i husholdningenes inntekt ligge mellom veksten i industri- og servicesektorene. Til slutt er det antatt en tilsvarende utvikling for treforedlingssektoren som for metallindustri. Siden scenarioperioden er såpass lang, er det antatt at veksten for de nordiske landene er den samme, og at den er lik for hvert år. De anslagene som er gjort baserer seg blant annet på anslag i de ulike landenes langtidspåbud. I tabell 4.2 er anslagene presentert. Vekstanslaget for husholdningene innebærer at

Tabell 4.1 Transportkostnader + elektrisitetsavgifter som er brukt i modellen, i øre pr kWh

	Norge	Sverige	Danmark	Finland
Metallindustri	2 + 4	2	4	4
Treforedlingsindustri	4 + 4	2	4	4
Annen industri	11 + 4	15	8	8
Servicenæringer	16 + 4	19	19	19
Husholdninger	19 + 4	19 + 8	19 + 32	19

Tabell 4.2 Vekstanslag for de ulike sektorer, i prosent pr. år

	Norge	Sverige	Danmark	Finland
Metallindustri	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5
Treforedlingsindustri	-0,5	-0,5	1,0	-0,5
Annen industri	1,5	1,5	1,5	1,5
Servicenæringer	2,5	2,5	2,5	2,5
Husholdninger	2,0	2,0	2,0	2,0

Tabell 4.3 Virkningsgrader i eksisterende og nye kraftverk

Eksisterende kraftverk	Kjerne-kraft	Fjernvarme kull	Fjernvarme olje	Industr. mottrykk	Kondens-kraft olje	Kondens-kraft kull	Gassturbiner olje		
Norge				0,5	0,33	0,40	0,32		
Sverige	0,32	0,5	0,5	0,55	0,33	0,33	0,32		
Danmark		0,5	0,5	0,5		0,40	0,31		
Finland	0,32	0,5	0,5	0,5	0,39	0,41	0,32		

Nye kraftverk	Kraftvarme kull	Kullstøv-kraft	Kullgass-kraft	Fluid bed kull	Kraftvarme olje	Gassturbiner olje	Gass-kraft	STIG ved	Kraftvarme torv
Alle land	0,39	0,45	0,42	0,37	0,36	0,32	0,48	0,44	0,39

inntekten i denne sektoren mer enn fordobles i løpet av scenarioperioden.

4.5.2 Tilbudssiden

På tilbudssiden er produksjonsmulighetene for elektrisitet i de fire modellandene spesifisert slik de forelå ved inngangen til scenarioperioden. Denne kapasiteten depresieres med en fast rate avhengig av hvilken teknologi det er. Konvensjonell varmekraft depresieres med 1/15 pr. år. For vannkraft og kjernekraft er det forutsatt «sudden death», og at levetiden går utover simuleringsperioden.

Når det gjelder oppbygging av ny produksjonskapasitet for elektrisitet, er det ingen kvantitative restriksjoner på etablering av varmekraftverk som bruker kull eller olje som brensel, da disse råstoffene antas å kunne kjøpes til en fast verdensmarkedspris. Varmekraft basert på norsk naturgass er i modellen antatt å være beskranket av mulig tilgang på naturgass fra to områder på norsk sokkel. Det er mulig med noe kraftproduksjon i Sverige og Danmark basert på dansk naturgass og en del kraftproduksjon i Finland basert på russisk naturgass. Elektrisitetsproduksjon basert på ved og torv er i modellen mulig i moderate mengder. Det er i modellen satt en øvre skranke på bruk av slike brenslere til elektrisitetsproduksjon som er mye mindre enn det biologiske potensialet, fordi det er antatt å være stigende grensekostnader i produksjon og transport av råvaren.

Ny vannkraftproduksjon er i modellen bare mulig i Norge, og i et omfang på maksimalt 21,5 TWh pr. år. I modellen er bygging av nye kjernekraftverk utelukket. Produksjon av elektrisitet ved hjelp av vind, bølger, sol, tidevann og andre fornybare energikilder er antatt å være for kostbart, og disse mulighetene til kraftproduksjon er dermed sett bort fra.

4.5.3 Virkningsgrader for termiske kraftverk

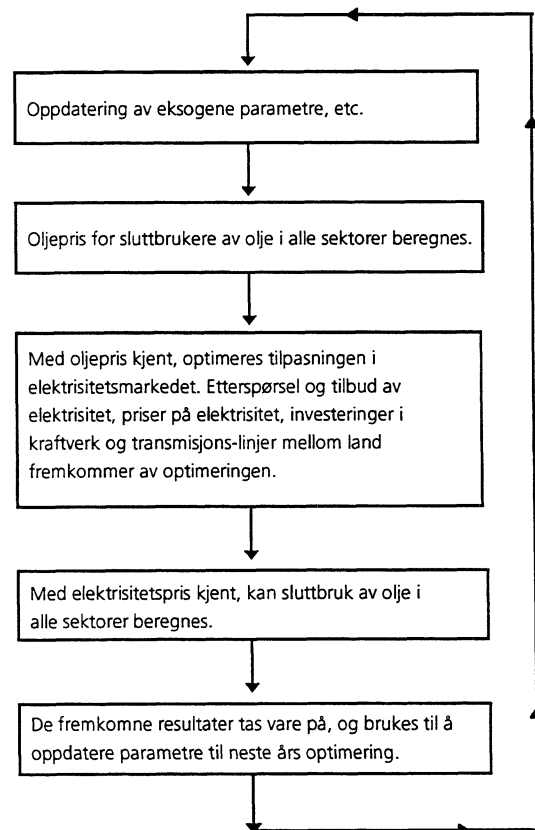
Tabell 4.3 gir en oversikt over de virkningsgradene i termiske kraftverk som er brukt i modellen. Virkningsgradene gir et tall på hvor stor andel av tilført energi som omdannes til elektrisk energi. For eksisterende kraftverk varierer virkningsgradene for noen av kraft-

produksjonsteknologiene mellom modellandene på grunn av at eksisterende produksjonskapasitet er tatt i bruk på ulike tidspunkter.

4.5.4 Priser, avgifter og kostnader

Brenselspriser, vareavgifter og distribusjonskostnader er i modellen holdt konstante på 1991-nivå gjennom hele scenarioperioden, da det er vanskelig å forutsi den fremtidige utvikling for disse faktorene. I vareavgiftene for 1991 er CO₂-avgiftene som gjaldt for det enkelte nordiske land i 1991 inkludert. CO₂-avgiftene for sluttbruk av olje og for bruk av fossile brenslere i elektrisitetsproduksjon kan varieres eksogent i modellen. Dette

Figur 4.1 Hvordan modellen løses år for år



er særlig interessant i scenarier hvor CO₂-avgiften harmoniseres i de nordiske landene.

4.6 Beskrivelse av virkemåte for modellen

4.6.1 Måten modellen blir løst på

Figur 4.1 beskriver hvordan modellen løses for hele scenarioperioden. Men før første års optimering legges hele datagrunnlaget inn i modellen, og deretter kalibreres modellen. Kalibreringen medfører at konstantledene i etterspørselsfunksjonene tilpasses slik at modellen i basisåret gir en etterspørsel etter olje og elektrisitet som tilsvarer det virkelige utfallet i 1991, gitt at olje- og elektrisitetsprisene blir de samme.

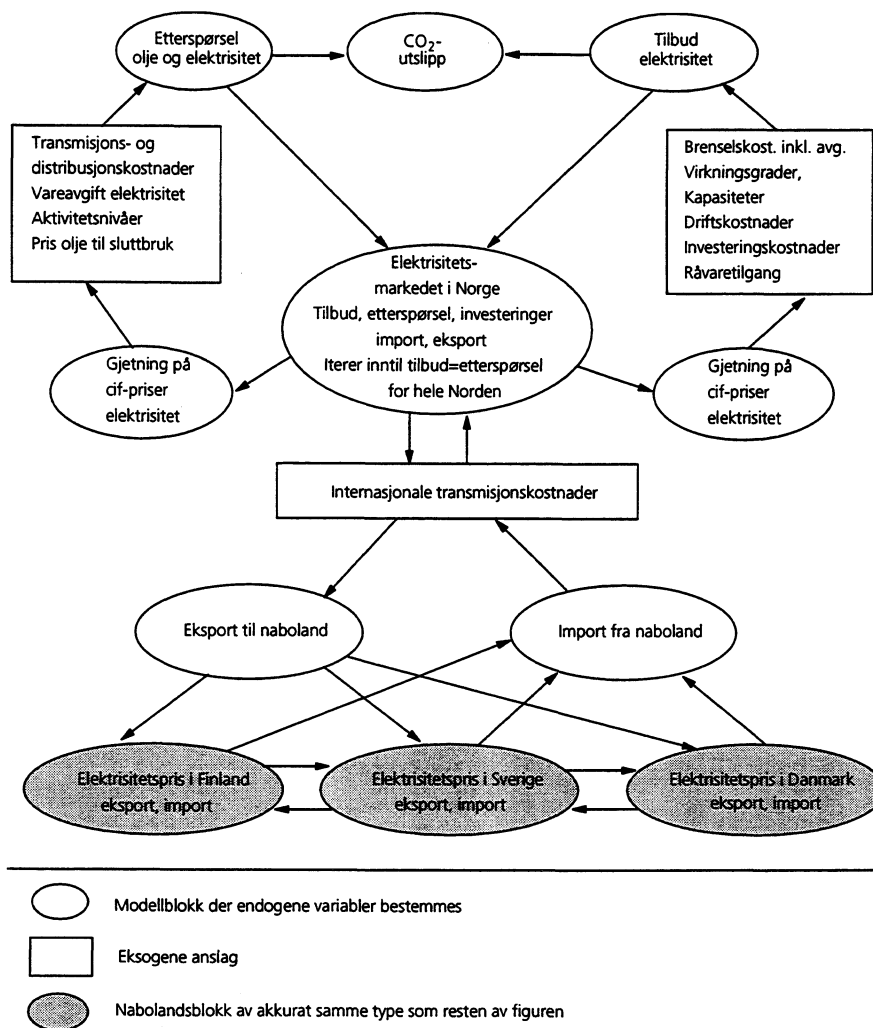
For hvert år løses modellen på følgende måte: Oljeprisene til alle sektorer i alle land beregnes først. De er lik den eksogene verdensmarkedsprisen på olje pluss de sektoravhengige distribusjonskostnader og avgifter. De sektoravhengige oljeprisene avhenger ikke av prisen på elektrisitet. Deretter optimeres elektrisitetsmarkedet for hele Norden med hensyn på de sektoravhengige

oljepriser. Dette gir et sett av sektoravhengige elektrisitetspriser. I tillegg gir optimeringen data for forbruk og produksjon av elektrisitet, handel med elektrisitet og investeringer i nye kraftverk og transmisjonslinjer. Når elektrisitetsprisene er kjent, kan til slutt oljebruk i alle sektorer beregnes. Så oppdateres en rekke parametre, noen er eksogent bestemte og noen er basert på løsningen av modellen for inneværende år. Deretter løses modellen for et nytt år. Denne prosessen gjentas gjennom hele scenarioperioden, og man ender opp med ett sett av tidsserier for en rekke variable som benyttes i senere analyse.

4.6.2 En nærmere beskrivelse av modellens virkemåte

Figur 4.2 gir en nærmere beskrivelse av hvordan modellen itererer seg fram til ett pris- og kvantumssett for elektrisitet og olje som klarer det nordiske energimarkedet. Det er ikke tegnet inn forbindelseslinjer mellom Danmark og Finland, og det kommer av at i modellen blir direkte handel med elektrisitet mellom Danmark og Finland alltid dyrere enn transitt gjennom Sverige.

Figur 4.2 Oversikt over Nordisk Energimarkedsmodell, sett fra Norge



5. Referansebanen

5.1 Sentrale forutsetninger for referansebanen

Referansebanen er ikke på alle punkter det mest realistiske alternativet, men den danner et utgangspunkt for vurderingen av de andre alternativene.

Følgende forutsetninger er sentrale for referansebanen:

- 1) Scenarioperioden er fra og med 1991 til og med 2030.
- 2) Svensk kjernekraftkapasitet trappes ikke ned i scenarioperioden. Dette innebærer at de eldste reaktorene må holdes i drift i nærmere 60 år, noe som kan være tvilsomt ut fra det man i dag tror om en kjernekraftreaktors levetid.
- 3) CO₂-avgiftene for hvert nordisk land er på 1991-nivået gjennom hele scenarioperioden.
- 4) Det er kun ressurskranker på produksjonsteknologier i elektrisitetsproduksjonen. Det vil si at en teknologi som bruker olje eller kull som brensel kan bygges ut ubegrenset fordi brenselet kommer fra verdensmarkedet. Videre er brenselprisene konstante. Det antas at de nordiske landenes forbruk er så lite i forhold til verdensmarkedets størrelse at dette er realistisk.
- 5) De ulike sektorens vekst er som beskrevet i kapittel 4.
- 6) Det er fri handel med både elektrisitet og norsk naturgass.

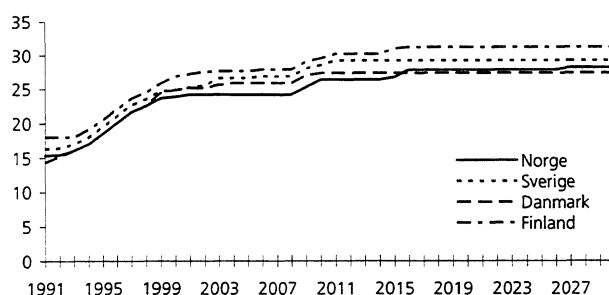
5.2 Pris på elektrisitet og olje

5.2.1 Prisutvikling elektrisitet

Prisutviklingen for elektrisitet bestemmes i tilpasningen mellom tilbud og etterspørsel. Som figur 5.1 viser, kan prisutviklingen deles inn i flere stadier.

Frem mot år 2000 er det en forholdsvis jevn stigning i cif-prisene. Dette skyldes depresieringen av den eksisterende varmekraftkapasiteten, og at nyinvesteringer i kraftproduksjonskapasitet er begrensede. De rimeligste vannkraftprosjektene i Norge blir bygd ut, men like-

Figur 5.1 Cif-priser elektrisitet i norske øre, referansebanen



vektsprisene er ikke høye nok til at investeringer i varmekraftverk basert på fossile brenslere er aktuelt. Den økende etterspørsel etter elektrisitet som veksten i ulike sektorens inntekt/produksjon har generert, rasjoneres med høyere priser slik at likevekten i elektrisitetmarkedet opprettholdes.

I årene 2000-2008 bygges det ut varmekraftverk i Norge og Danmark basert på gass fra Trollfeltet. All økende etterspørsel i disse årene kan da tilfredstilles til konstante priser. Men ressurskranken på bruk av gass fra Trollfeltet til bruk i nordiske kraftverk nås i 2008, og økende etterspørsel etter elektrisitet møtes med høyere priser i årene 2008-2010.

I 2010 har likevektsprisene for elektrisitet økt så mye at investeringer i varmekraftverk av kullstøvtypen blir lønnsomt. Disse investeringene finner sted i Danmark og Sverige. Grunnen til at slike kraftverk ikke blir bygd i Norge og Finland, skyldes at det i modellen er antatt at dette er uaktuelt. I resten av scenarioperioden bygges det ut stadig flere kullstøvkraftverk, og cif-prisene er nær konstante. Teknologien av kullstøvtypen fungerer da som en såkalt «backstop teknologi». Prisene i Norge stiger i to skritt til. Dette skyldes at det i årene 2016 til 2026 bygges varmekraftverk i Norge med gass fra Haltenbanken som brensel.

5.2.2 Prisutvikling olje

Prisutviklingen på oljemarkedet er eksogent fastlagt i modellen. Prisen på olje levert hvert enkelt land forut-

settes å være ca. 18 dollar pr. fat råolje gjennom hele scenarioperioden, og dette tilsvarer omtrent verdensmarkedsprisen på råolje i 1991. I referansebanen belastes alle sektorer med konstante vareavgifter, CO₂-avgifter og distribusjonsmarginer. Det følger da at alle sektorer har konstant oljepris i hele scenarioperioden.

5.3 Forbruk av elektrisitet

5.3.1 Elektrisitetsforbruket i Norden som helhet

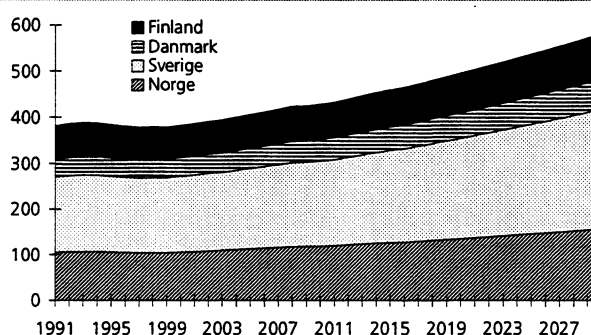
Elektrisitetsforbruket for Norden sett under ett er i startåret 1991 ca. 380 TWh⁸. De første 10 årene holder forbruket seg nær konstant på tross av modellens antagelse om økende økonomisk aktivitet. Dette skyldes at kondenskraftkapasitet i først og fremst Danmark og Finland som kunne produsere elektrisitet til lave kostnader depresieres, mens ny kraftproduksjonskapasitet har høyere kostnader. Noe vannkraft i Norge bygges ut. Etterhvert blir likevektsprisene for elektrisitet så høye at det bygges ut gasskraftverk i Norge og Danmark basert på gass fra Trollfeltet. Etterhvert når likevektsprisene nivået hvor det blir lønnsomt å investere i nye varmekraftverk med kull som brensel. De nye kraftverkene som er av kullstøvtypen kommer i Danmark og Sverige. Etter dette stiger forbruket av elektrisitet i Norden jevnt framover mot 2030 hvor nivået er på 582,4 TWh.

Som tabell 5.1 viser, er det stor forskjell i utviklingen av elektrisitetsforbruket i de ulike nordiske land og i de ulike sektorer. Disse forskjellene skyldes i hovedsak forskjeller i inntektselastisiteter og priselastisiteter. Se Bye et al. (1994) for en nærmere diskusjon av disse. Prisutviklingen når det gjelder elektrisitet er i stor grad sammenfallende i de nordiske landene på grunn av handelen med elektrisitet. Vekstanslagene for de ulike sektorene er også stort sett like for de nordiske landene med unntak av Danmarks næringsmiddelindustri som har et høyere vekstanslag enn treforedling for resten av Norden.

5.3.2 Elektrisitetsforbruket i Norge

Elektrisitetsforbruket i Norge stiger gjennom scenarioperioden fra 104,8 TWh⁸ til 156,8 TWh som figur 5.3 viser. Økningen skjer først og fremst fra år 2000 og utover, og er som tabell 5.1 viser sterkest i sektorene andre industrier og servicenæringer. Metallindustri og treforedling bruker ca. 20 prosent mindre i 2030 enn 1991. Dette skyldes at det er antatt 0,5 prosent mindre produksjon for hvert år for disse sektorene. Selv om vekstanslaget for inntekt i husholdningssektoren er større enn vekstanslaget for produksjon i sektoren annen industri, stiger forbruket av elektrisitet mer i sektoren annen industri. Dette skyldes høyere skalaelastisi-

Figur 5.2 Elektrisitetsforbruk i de nordiske land i TWh, referansealternativet



Tabell 5.1 Samlet vekst i elektrisitetsforbruket i de nordiske land i løpet av scenarioperioden i prosent

	Norge	Sverige	Danmark	Finland	Norden
Metallindustri	-25,1	-13,1	6,1	-19,3	-21,2
Treforedlingsindustri	-21,9	-14,5	11,6	-26,5	-17,1
Annen industri	74,2	81,1	45,1	46,7	69,0
Servicenæringer	116,8	103,7	115,5	110,6	109,4
Husholdninger	36,3	39,5	48,4	34,6	38,6
Sum alle sektorer	49,6	58,4	69,6	36,0	52,8

tet og lavere priselastisitet for denne sektoren enn for husholdningssektoren.

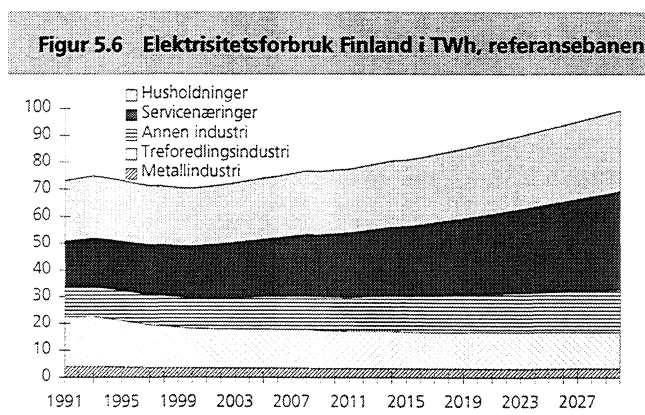
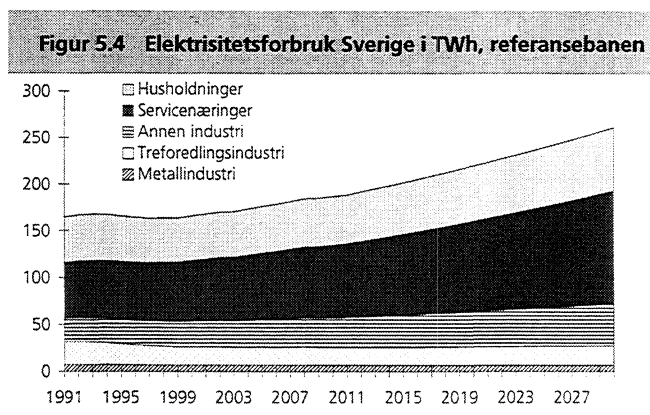
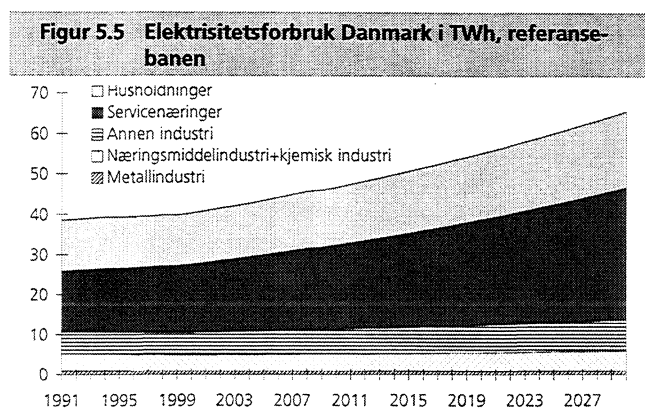
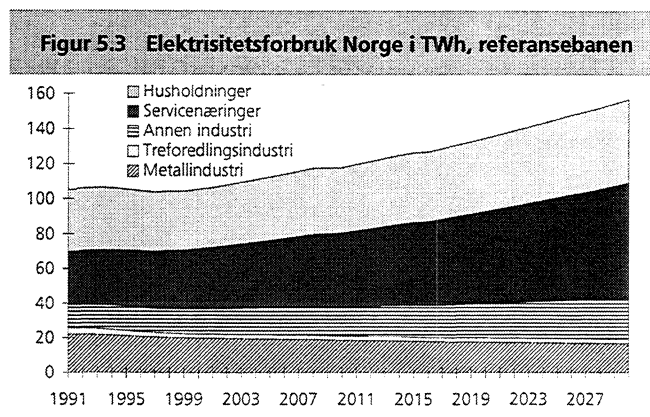
5.3.3 Elektrisitetsforbruket i Sverige

Elektrisitetsforbruket i Sverige har omtrent den samme utviklingen som i Norge, og det stiger fra 164,6 TWh⁸ i 1991 til 260,8 TWh i 2030. Dette er en stigning på 58,4 prosent, noe som er 8,8 prosent større enn den stigningen Norge hadde. Siden vekstframskrivningene er identiske for Norge og Sverige, og prisutviklingen for elektrisitet er likeartet, skyldes denne forskjellen ulikheter i noen av pris- og inntektselastisitetene. Fra tabell 5.1 ser man at det er forbruksutviklingen i de svenske industrisektorene som gjør at etterspørselen etter elektrisitet øker mer enn i Norge.

5.3.4 Elektrisitetsforbruket i Danmark

Danmarks elektrisitetsforbruk stiger i referansebanen fra 38,5 TWh⁸ i 1991 til 65,3 TWh i 2030. Dette er en stigning på 69,6 prosent. Dette er mer enn stigningen i både Sverige og Norge, og dette skyldes både at Danmark ikke har en stor energiintensiv sektor i tilbakegang, og dessuten har Danmark en sterkere vekst i forbruket blant husholdningene. Årsaken til den sterke veksten i husholdningene er at prisen som husholdningene betaler i Danmark stiger prosentvis mindre enn i de øvrige nordiske land. Denne effekten kommer av at i modellen består prisen de ulike sektorer betaler for elektrisitet av to ledd, cif-pris og avgifter/distribusjonskostnader. Avgiftene og distribusjonskostnadene

⁸ I 1991 var det virkelige elektrisitetsforbruket for modellandene 346 TWh, hvorav Norge brukte 109,7 TWh, Sverige brukte 141,2 TWh, Danmark brukte 31,9 TWh og Finland brukte 63,2 TWh. Årsaken til at forbruket i modellen blir annerledes, er regimeskiftet fra regulerte elektrisitetsmarkeder i virkeligheten til fri handel med elektrisitet i modellverdenen.



er konstante over scenarioperioden i referansealternativet, og disse er høye for husholdningssektoren i Danmark. Når cif-prisen stiger omtrent like mye i de nordiske landene på grunn av handelen med elektrisitet, får husholdningssektoren i Danmark en lavere prosentvis prisstigning.

5.3.5 Elektrisitetsforbruket i Finland

I Finland stiger elektrisitetsforbruket fra 73,2 TWh⁸ i 1991 til 99,6 TWh i 2030, noe som er en vekst på 36,0 prosent. Dette er den minste veksten i Norden, og årsaken er beskjeden vekst i forbruket i husholdningssektoren og i sektoren annen industri, samt at kraftkrevende industri bruker mindre elektrisitet. Servicenæringen i Finland har derimot en vekst i forbruket på 110,6 prosent. Dette er litt over det nordiske gjennomsnittet. Som figur 5.6 viser, svinger forbruket litt mer enn i de øvrige nordiske land fram til ca. 2005, og dette skyldes at elektrisitetsprisene i Finland varierer mer enn i de øvrige nordiske land.

5.4 Tilbud av elektrisitet

5.4.1 Tilbud elektrisitet Norden som helhet

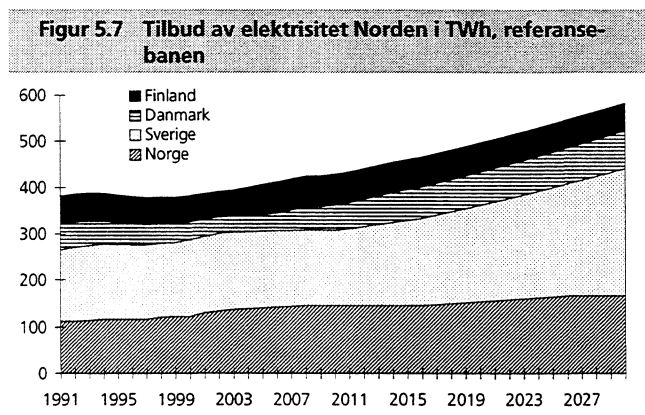
Figur 5.7 viser utviklingen i det samlede elektrisitetstilbudet i Norden. I store trekk er denne figuren lik figur 5.2 som viser forbruket av elektrisitet. Forskjellene skyldes handel med elektrisitet, og dette temaet behandles i kapittel 5.5.1.

5.4.2 Tilbud elektrisitet Norge

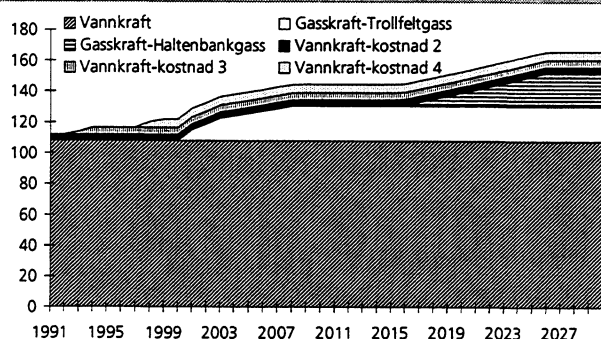
Figur 5.8 viser elektrisitetsproduksjonen i Norge i referansebanen. Det investeres i nye vannkraftprosjekter i årene 1991 til 1999 i et omfang på 14 TWh som følge av høyere likevektspriser for elektrisitet. Gasskraftverk bygges ut i to perioder, en basert på naturgass fra Trollfjeltet i årene 2001-2009 i et omfang på 22,7 TWh, og en basert på gass fra Haltenbanken i årene 2016-2027 i et omfang på 21,5 TWh.

5.4.3 Tilbud elektrisitet Sverige

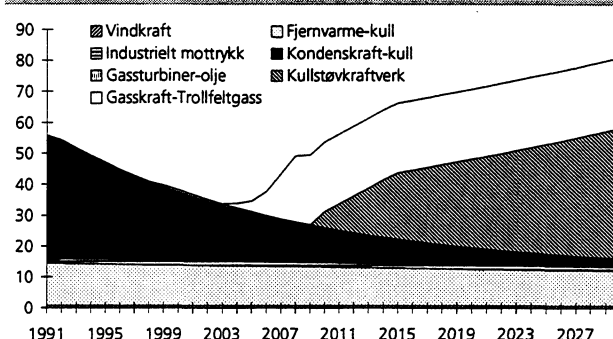
Figur 5.9 viser elektrisitetsproduksjonen i Sverige i referansebanen. Den kjernekraft- og vannkraftkapasiteten som var tilgjengelig i basisåret 1991, utnyttes for fullt gjennom hele scenarioperioden. I år 2010 er elektrisi-



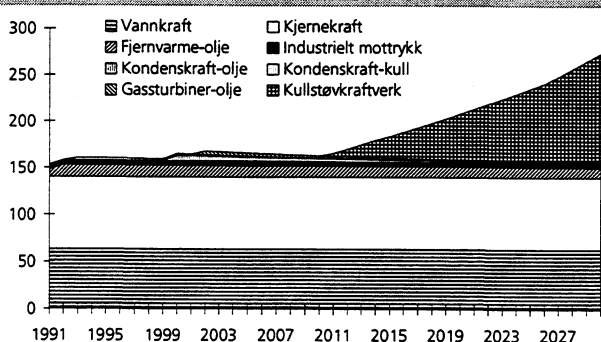
Figur 5.8 Norsk elektrisitetsproduksjon i TWh, referansebanen



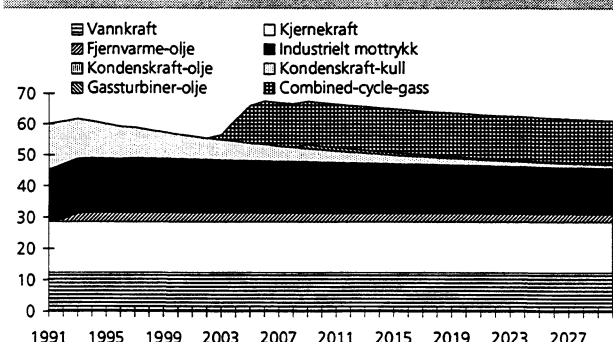
Figur 5.10 Dansk elektrisitetsproduksjon i TWh, referansebanen



Figur 5.9 Svensk elektrisitetsproduksjon i TWh, referansebanen



Figur 5.11 Finsk elektrisitetsproduksjon i TWh, referansebanen



tetsprisene blitt så høye at investeringer i kullkraftverk av kullstøvtypen blir lønnsomt, og i resten av scenarioperioden investeres det kontinuerlig i denne teknologien. I år 2030 er kapasiteten og produksjonen oppe i hele 117 TWh, noe som er mer enn både kjernekraft og vannkraft hver for seg bidrar med.

5.4.4 Tilbud elektrisitet Danmark

Figur 5.10 viser elektrisitetsproduksjonen i Danmark i referansebanen. Elektrisitet produsert ved kondenskraftverk som bruker kull som brensel, har i begynnelsen av scenarioperioden et betydelig omfang. Etterhvert depresieres kondenskraftkapasiteten kraftig, og det bygges opp gasskraftverk som bruker gass fra Trollfeltet. Gasskraftverkene bygges i årene 2004-2009, og med en samlet kapasitet på 22,6 TWh. I år 2009 er likevektsprisen for elektrisitet blitt så høy at det investeres i kullstøvkraftverk, og i årene fram mot 2030 bygges det kullstøvkraftverk med en samlet kapasitet på 42,4 TWh.

5.4.5 Tilbud elektrisitet Finland

Figur 5.11 viser elektrisitetsproduksjonen i Finland i referansebanen, og man ser at Finland har en diversifisert kraftproduksjonssektor. Hele scenarioperioden produseres det for fullt ved både kjernekraftverk og vannkraftverk. Varmekraftteknologiene av typen industrielt mottrykk og fjernvarme basert på olje, som har en antatt levetid utover scenarioperioden, utnyttes også for fullt. Produksjonen ved kondenskraftverk basert på

kull er betydningsfull de første årene, men kapasiteten blir etterhvert kraftig depresiert, og produksjonen av elektrisitet faller tilsvarende. I årene 2003-2006 bygges det opp gasskraftverk av typen combined-cycle. Disse kraftverkene bruker russisk naturgass som brensel. Dette skjer i et omfang på drøye 14 TWh, noe som tilsvarer rørledningskapasiteten mellom Finland og Russland, og denne produksjonskapasiteten utnyttes for fullt resten av perioden. En mindre mengde elektrisitet produseres hvert år ved oljefyrte gassturbinverk i perioden fra 2008 og utover. Da er likevektsprisen på elektrisitet blitt høy nok til at dette er lønnsomt.

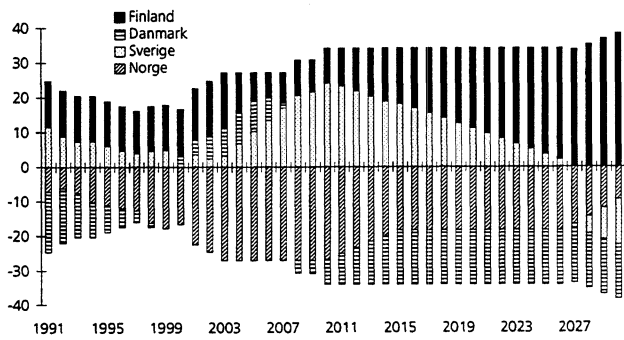
5.5 Handel med elektrisitet og kapasitetsutvidelser i transmisjonsnettet

5.5.1 Handel med elektrisitet

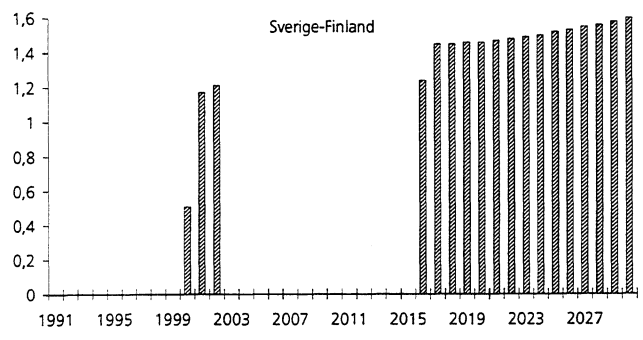
Handelen med elektrisitet er grafisk illustrert i figur 5.12 og figur 5.13. Figur 5.12 viser nettoimport av elektrisitet for hvert land, mens figur 5.13 viser alle handelsstrømmene.

Fra figur 5.12 ser man at Norge er netto eksportør, mens Finland er netto importør i hele perioden. Danmark er netto eksportør i begynnelsen av perioden og i slutten av perioden, mens de importerer et mindre kvantum elektrisitet i årene 2000-2007. Sverige er netto importør det meste av perioden, bortsett fra de 4 siste årene hvor de er netto eksportør.

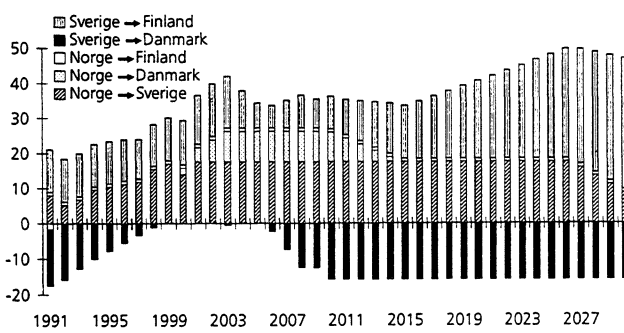
Figur 5.12 Nettoimport for de ulike nordiske land i TWh, referansebanen



Figur 5.14 Nyinvesteringer i transmisjonslinjer målt i TWh, referansebanen



Figur 5.13 Handelsstrømmer elektrisitet Norden i TWh, referansebanen



Figur 5.13 viser handelen med elektrisitet i løpet av scenarioperioden, og man ser at hele tiden importerer Finland elektrisitet både fra Sverige og Norge. Den finske importen fra Sverige er for en stor del transitiv av elektrisitet fra Norge og Danmark. I årene 2000-2015 eksporterer Norge til Danmark, og fra 2007-2015 videreeksporteres mesteparten av denne elektrisiteten til Sverige. Grunnen til transitthandelen gjennom Danmark, er at kapasiteten på transmisjonslinjene mellom Norge og Sverige i samme periode er fullt utnyttet. Transitiv blir da mer lønnsomt enn investeringer i nye transmisjonslinjer mellom Norge og Sverige. Samme begrunnelse gjelder for transitthandelen gjennom Sverige til Finland.

5.5.2 Nyinvesteringer i transmisjonslinjene mellom de nordiske land

Nyinvesteringer i transmisjonslinjer mellom land vil finne sted hvis forskjellen i likevektsprisene uten en slik mulighet er større enn totalkostnadene knyttet til investeringer. I referansebanen skjer dette utelukkende mellom Sverige og Finland, og det skjer i to omganger. En mindre utvidelse rundt år 2000, og en kontinuerlig utvidelse i årene fra 2016 og ut scenarioperioden. Samlet utvides kapasiteten med drøye 25 TWh, og denne

kapasitetsøkningen er dobbelt så stor som kapasiteten ved starten av scenarioperioden. Årsaken til at det blir investert så mye, skyldes blant annet at det i modellen er ganske billig å utvide kapasiteten mellom Sverige og Finland. En prisforskjell på 2 øre pr. kWh utløser nyinvesteringer mellom Sverige og Finland, mens det for andre transmisjonsforbindelser krever en prisforskjell på ca. 4 øre pr. kWh før nyinvesteringer finner sted. Disse forskjellen skyldes blant annet av ulik avstand mellom regioner hvor det produseres og forbrukes elektrisitet i de ulike land.

5.6 Tilpasning på oljemarkedet

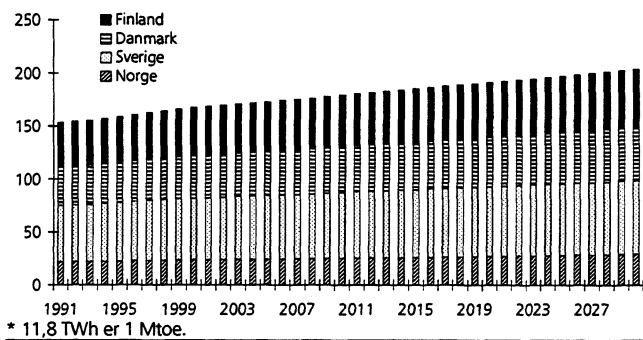
Oljemarkedet er så enkelt modellert at forbrukerne får det de ønsker til verdensmarkedspriser pluss avgifter og distribusjonskostnader. I referansebanen medfører dette at hver sektor gjennom hele scenarioperioden betaler den samme realprisen for bruk av olje. Men dette medfører ikke at de forskjellige sektorene betaler det samme for bruk av olje, siden vareavgifter og distribusjonskostnader er ulike for hver sektor. Etterspørselen etter olje blir da bestemt av veksten i de ulike sektorenes inntekter/produksjon og utviklingen i elektrisitetsprisen. Utviklingen i elektrisitetsprisen påvirker samlet oljeforbruk gjennom positiv krysspriselasitet mellom olje og elektrisitet for mange sektorer.

Figur 5.15 viser at forbruket av olje over scenarioperioden stiger jevnt, fra et nivå tilsvarende 153,1 TWh⁹ i 1991 til et nivå på 203,8 TWh i 2030. Prisutviklingen på elektrisitet påvirker i liten grad utviklingen. Forbruket av olje stiger litt raskere i de ti første årene enn i resten av scenarioperioden, og dette skyldes at elektrisitetsprisen øker ganske kraftig i disse årene.

Tabell 5.2 viser at det er store forskjeller mellom sektorene når det gjelder utviklingen av oljeforbruket. Det er en tilbakegang i de energiintensive industrier og omtrent det samme forbruket i øvrige industrier. Service-næringen har en sterk vekst i forbruket, mens for-

9 I 1991 var det virkelige oljeforbruket for modellandene tilsvarende 163,2 TWh. Årsaken til at forbruket i modellen blir 153,1 TWh, er regimeskiftet fra regulerte elektrisitetsmarkeder i virkeligheten til fri handel med elektrisitet i modellverdenen. Regimeskiftet medfører lavere elektrisitetspriser og dermed lavere oljeforbruk på grunn av positiv krysspriselasitet mellom olje og elektrisitet.

Figur 5.15 Forbruk av olje i Norden målt i TWh*, referansebanen



Tabell 5.2 Økning i oljeforbruket i løpet av scenarioperioden i prosent, referansebanen

	Norge	Sverige	Danmark	Finland	Norden
Metallindustri	-17,8	-31,1	-44,1	-30,7	-29,9
Treforedlingsindustri	-33,7	-25,9	-3,7	-31,1	-22,1
Andre industrier	0,6	-5,7	0,0	-16,1	-5,2
Servicenæringen	93,0	64,1	84,1	72,1	73,9
Husholdninger	48,6	39,9	46,5	48,0	45,4
Sum Norden	34,7	30,4	37,7	31,8	33,1

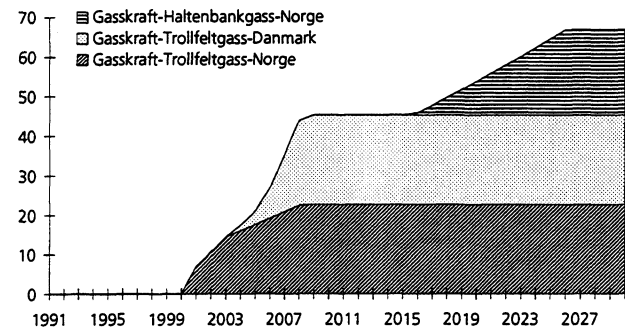
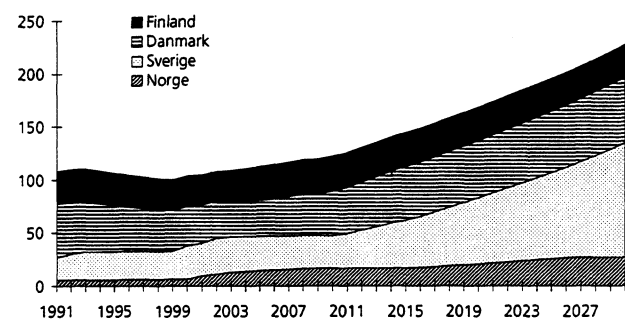
bruket i husholdningssektoren har en mer moderat økning. Når man sammenligner med utviklingen i elektrisitetsforbruket som vises i tabell 5.1, ser man at oljebruken har økt relativt mindre. Dette skjer selv om prisutviklingen på både olje og elektrisitet trekker i retning av at oljeforbruket skal øke raskere enn forbruket av elektrisitet. Hovedårsaken til dette er at i de fleste sektorene er forbruket av olje mindre følsomt for økt aktivitet/inntekt enn det forbruket av elektrisitet er.

5.7 Gasskraft basert på norsk naturgass

Muligheten til å produsere gasskraft i de nordiske landene basert på naturgass fra Trollfeltet og Haltenbanken er i modellen begrenset. Det antas for hvert av områdene en øvre skranke for hvor mye gass som kan brukes til gasskraftproduksjon i de nordiske landene. Derfor er det interessant å studere hvordan den begrensede mengden naturgass fordeles mellom landene. Når et gasskraftverk først er bygget, vil investeringskostnadene være «sunk». Dermed vil tilpasningen i de kommende perioder være basert på at så lenge de variable kostnadene dekkes, vil det produseres så mye elektrisitet som kapasiteten i kraftverket tillater. Dette gjør omallokering av gass umulig, fordi investeringskostnadene pr. kWh for gasskraft er høyere enn total-kostnadene for transport av elektrisitet gjennom nye transmisjonslinjer.

I referansebanen blir gass fra norsk sokkel disponert som figur 5.16 viser. Når det gjelder naturgass fra Trollfeltet, brukes den ene halvparten til kraftproduksjon i Danmark, mens den andre halvparten brukes til kraftproduksjon i Norge. Naturgass fra Haltenbanken

Figur 5.16 Allokering av gass fra norsk sokkel i TWh, referansebanen

Figur 5.17 CO₂-utslipp, referansebanen i millioner tonn

brukes i sin helhet til gasskraftproduksjon i Norge. Sverige produserer ikke gasskraft basert på norsk naturgass i det hele tatt i referansebanen.

5.8 CO₂-utslipp

Figur 5.17 viser CO₂-utslippene i referansebanen. Etter en mindre nedgang de første årene, noe som særlig skyldes depresieringen av kullkondenskraft i Danmark og Finland, stiger CO₂-utslippene fra år 2000. Utbygging av gasskraft i Danmark og Norge i årene 2000-2008 får utslippene til å øke noe. Den store økningen i utslippene man får etter år 2010, skyldes den sterke utbyggingen av kullstøvkraftverk i Danmark og Sverige. På slutten av perioden stiger utslippene i Norge en del på grunn av at gasskraftverk basert på gass fra Haltenbanken fases inn.

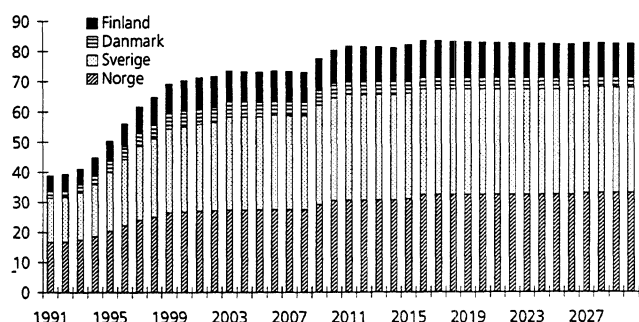
5.9 Velferdsvirkninger

Modellen optimeres hvert år slik at summen av produsent- og konsumentoverskudd maksimeres. Nedenunder er utviklingen i disse størrelsene beskrevet.

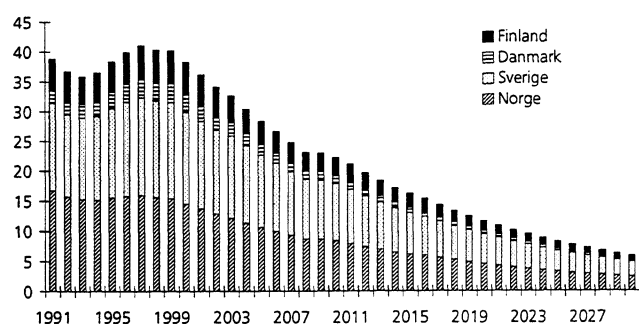
5.9.1 Produsentoverskudd i elektrisitetsmarkedet

Produsentoverskuddene er presentert i figurene figur 5.18 og figur 5.19 nedenunder. Fra figur 5.18 ser man at nominelt så stiger produsentoverskuddene fram til år 2010, da de flater ut. Denne utviklingen skyldes at vannkraft- og kjernekraftproduksjon nyter godt av stigende elektrisitetspriser, men når prisene flater ut på

Figur 5.18 Nominelle produsentoverskudd i milliarder NOK, referansebanen



Figur 5.19 Neddiskonterte (7 prosent p.a.) produsentoverskudd i milliarder NOK, referansebanen



grunn av at kullstøvkraftverk fases inn, øker ikke produsentoverskuddene mer. De går derimot litt ned på grunn av at gammel teknologi basert på fossile brenslers gradvis nedlegges. Figur 5.19 viser at utviklingen i de diskonterte produsentoverskuddene er en annen. På grunn av kraftig stigende elektrisitetspriser i begynnelsen av scenarioperioden, går også de diskonterte produsentoverskuddene noe opp. Men når prisene ikke stiger lenger, synker gradvis produsentoverskuddene. Særlig danskernes produsentoverskudd blir mot slutten av scenarioperioden lite, og det skyldes at deres kullkondenskraftkapasitet gradvis legges ned.

5.9.2 Konsumentoverskudd i elektrisitetsmarkedet

Konsumentoverskuddene er i modellen for hver sektor modellert som samlet betalingsvilje etter elektrisitet minus det som sektoren har betalt for elektrisiteten¹⁰. Men siden elastisitetene er estimert for moderate priser, blir etterspørselsvirkningene som beregnes for høye priser veldig usikre. Det blir dermed lite interessant å se på samlet konsumentoverskudd slik som det er definert i modellen. Ved å sammenligne konsumentoverskudd fra ulike scenarier hvor prisenforskjellene er forholdsvis moderate, får man derimot fram mer interessante tall. Dette blir gjort i kapittel 6 og 7.

¹⁰ På grunn av formuleringen av etterspørselsfunksjonene blir arealet under etterspørselskurvene uendelig stort når absoluttverdien av priselastisiteten er mindre enn 1. I modellen er dette unngått ved å sette etterspørselen lik null for priser på elektrisitet som er høyere enn ca 1,80 norske kroner pr. kWh.

6. Virkninger av kjernekraftutfasing

6.1 Forutsetninger

- 1) I analysen er følgende to alternativer lagt til grunn når det gjelder svensk kjernekraftutfasing: De svenske kjernekraftreaktorene fases ut etter ha vært i bruk i henholdsvis 25 og 40 år. I 25-årsalternativet skjer dermed utfasingen i årene 1997-2010, mens de skjer i årene 2012-2025 for 40-årsalternativet. Disse alternativene betegnes i resten av kapittelet for henholdsvis REF-25 og REF-40. Referansebanen presentert i kapittel 5 vil betegnes REF-EV. Årsaken til at nedleggelse etter 25 og 40 års drift er valgt til å illustrere virkningene av kjernekraftutfasing i Sverige på energimarkedene i Norden, er at det er disse alternativene som det særlig har blitt fokusert på i den svenske debatten gjennom en rekke år.
- 2) CO₂-avgiftene er som i 1991. (Virkninger av økte CO₂-avgifter studeres i kapittel 7.)
- 3) Ellers er alt som i referansebanen.

6.2 Virkninger på elektrisitetspriser

Prisene på elektrisitet er de samme i REF-EV- og REF-40-alternativene. Årsaken til dette er at før kjernekraftutfasingen begynner i REF-40-alternativet, er likevektsprisene blitt så høye at produksjon av elektrisitet ved hjelp av «backstopteknologien» kullstøvkraftverk er i gang, både i Danmark og i Sverige. Dermed blir kjernekraften som fases ut i Sverige erstattet av en til-

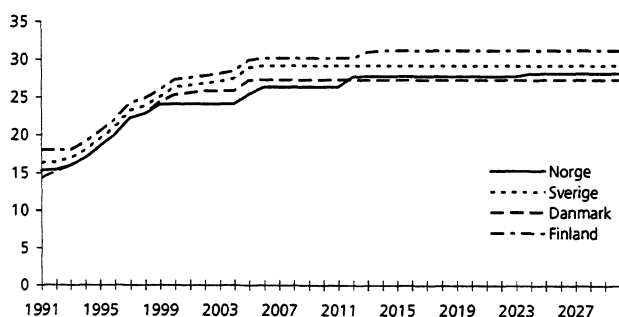
svarende mengde elektrisitet produsert i svenske kullstøvkraftverk. Dette medfører at alle tilpasninger når det gjelder produksjon av elektrisitet, forbruk av elektrisitet, handel med elektrisitet, handel med norsk naturgass, forbruk av olje, CO₂-utslipp og velferdsvirkninger blir de samme i REF-40-alternativet som i referansebanen for alle modellandene, med unntak av at produksjonen av elektrisitet, CO₂-utslippene og velferdsvirkningene i Sverige påvirkes av at kjernekraften fases ut. I resten av kapittelet vil jeg bare kommentere REF-40-alternativet i de tilfeller der det avviker fra referansebanen.

I REF-25-alternativet begynner utfasingen av svensk kjernekraft i 1997, og prisene på elektrisitet stiger noe i forhold til de andre REF-alternativene i perioden kjernekraftutfasing pågår. Etter at kjernekraftutfasingen er over, er cif-prisene stort sett de samme som i referansebanen. Unntakene er at cif-prisene i Norge og Finland ligger litt over referansebanens nivå i noen få år etter at kjernekraften er faset ut.

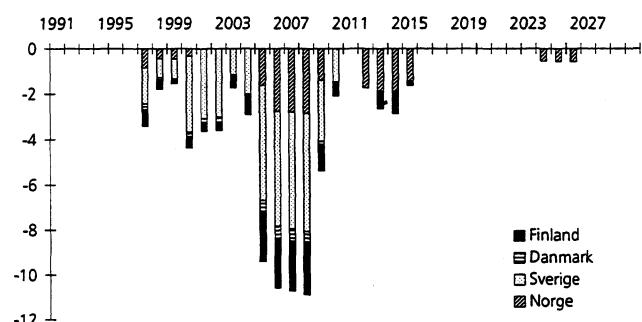
6.3 Virkninger på forbruk av elektrisitet

I REF-25-alternativet er prisene i kjernekraftutfasingsperioden noe høyere enn for referansebanen i de samme årene, og forbruket endres tilsvarende. Figur 6.2 viser utviklingen, og forbruket endres mest i perioden 2005-2009 hvor omtrent halve kjernekraftkapasiteten legges ned. De største utslagene skjer i det svenske forbruket, og det blir også klare utslag i det

Figur 6.1 Cif-priser elektrisitet i Norden, REF-25-alternativet



Figur 6.2 Avvik i forbruk av elektrisitet for REF-25-alternativet i forhold til referansebanen, i TWh



finske og det norske forbruket av elektrisitet. Det danske forbruket endres lite. De utslagene som kommer i det norske forbruket i årene etter utfasingen av svensk kjernekraft, skyldes høyere likevektspriser for elektrisitet i de årene, sammenlignet med referansebanen. Dette skyldes at gasskraftutbyggingen i Norge basert på gass fra Haltenbanken starter noen år tidligere enn i referansebanen.

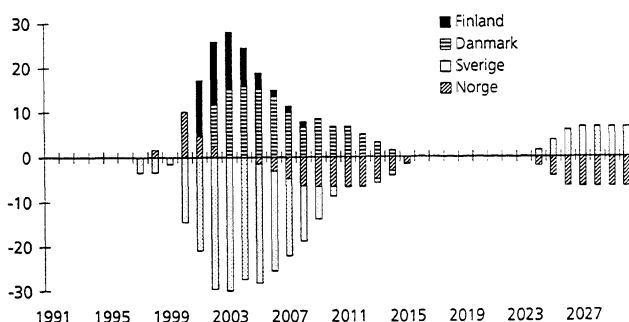
6.4 Virkninger på tilbud av elektrisitet

I REF-25-alternativet påvirkes likevektsprisene for elektrisitet av kjernekraftutfasingen i Sverige. Dermed endres samlet tilbud av elektrisitet i Norden sammenlignet med referansebanen, og totalvirkningene på samlet tilbud ser man i figur 6.2. Gjennom hele utfasingsperioden 1997-2009 er produksjonen av elektrisitet lavere enn i referansebanen, og i årene 2005-2009 er totalproduksjonen i Norden rundt 10 TWh lavere.

6.4.1 Virkninger på fordelingen av produksjonen landene imellom

I REF-25-alternativet blir cif-prisene annerledes enn i referansebanen, og produksjonsfordelingen av elektrisitet endres. Figur 6.3 viser hvordan fordelingen påvirkes i forhold til referansebanen. I utfasingsperioden 1997-2009 reduseres svensk elektrisitetsproduksjon med opptil 30 TWh pr. år. Dette er mindre enn reduksjonen i kjernekraftproduksjonen, og dette skyldes økt svensk produksjon av gasskraft og kullstøvkraft sammenlignet med referansebanen. Produksjonsnedgangen i Sverige blir delvis erstattet med øket finsk og dansk elektrisitetsproduksjon, fordi dette er billigere enn bare å basere seg på alternativ svensk produksjon for å dekke elektrisitetsbehovet som kjernekraftutfasingen har medført. Norge produserer noe mer tidlig i utfasingsperioden, men senere er norsk produksjon lavere enn i referansebanen, og dette skyldes at Norge ikke produserer så mye gasskraft som i referansebanen. De siste årene av scenarioperioden er svensk elektrisitetsproduksjon ca 6 TWh pr. år høyere enn i referanseperioden, mens norsk produksjon er tilsvarende lavere. Dette skyldes at tilgjengelig gass fra Trollfeltet til elektrisitetsproduksjon er fordelt med mer gass til Sverige og mindre gass til Norge enn i referansebanen.

Figur 6.3 Produksjon av elektrisitet i REF-25-alternativet, avvik fra referansebanen i TWh



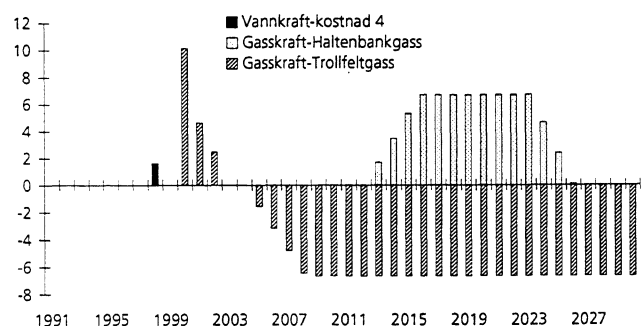
6.4.2 Virkning på produksjonsmønster i Norge

I REF-25-alternativet endres produksjonsmønsteret for elektrisitet i Norge, sammenlignet med referansebanen, slik som figur 6.4 viser. I 1998 blir det produsert 1,6 TWh mer fra vannkraftverk med totalkostnad 22,5 øre pr. kWh. Det produseres mer gasskraft basert på gass fra Trollfeltet i årene 2000-2002, mens i årene 2005-2030 blir det produsert mindre Trollfeltbasert gasskraft enn i referansebanen. Kjernekraftutfasingen i Sverige medfører at gasskraftproduksjonen fases tidligere inn, men siden Sverige bygger ut gasskraft i REF-25-alternativet basert på gass fra Trollfeltet, blir mindre av den tilgjengelige gassen brukt til kraftproduksjon i Norge. I årene 2013-2026 blir det produsert mer gasskraft i Norge basert på gass fra Haltenbanken, og i årene 2016-2023 er dette akkurat nok til å kompensere for den reduserte produksjonen av gasskraft basert på gass fra Trollfeltet.

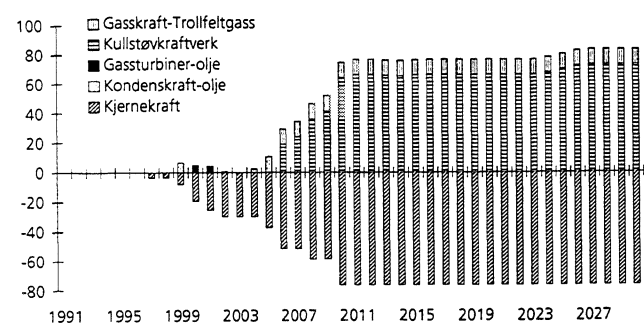
6.4.3 Virkninger på produksjonsmønster i Sverige

I REF-40-alternativet endres produksjonsmønsteret i forhold til referansebanen på den måten at kjernekraft som fases ut erstattes helt med kullstøvkraft. Når det gjelder REF-25-alternativet viser figur 6.5 utviklingen. De første årene av kjernekraftutfasingen blir det produsert noe mer elektrisitet i oljefyrtede gassturbin- og kondenskraftverk sammenlignet med utviklingen i referansebanen, mens det totalt produseres mindre elektrisitet. Etterhvert som kjernekraften fases ut, bygges det

Figur 6.4 Avvik i elektrisitetsproduksjon fra referansebanen for REF-25-alternativet for Norge, i TWh



Figur 6.5 Avvik i elektrisitetsproduksjon fra referansebanen for REF-25-alternativet for Sverige, i TWh



ut gasskraftverk basert på gass fra Trollfeltet i et omfang på 10,6 TWh. På grunn av kjernekraftutfasingen blir det, sammenlignet med referansebanen, bygget ut mye mer kullstøvkraft. Produksjon av elektrisitet i kullstøvkraftverk kommer likevel ikke i gang før midt i utfasingsperioden. Dette skyldes at cif-prisene for elektrisitet er for lave til at det er lønner seg å bygge kullstøvkraftverk de første årene av utfasingsperioden.

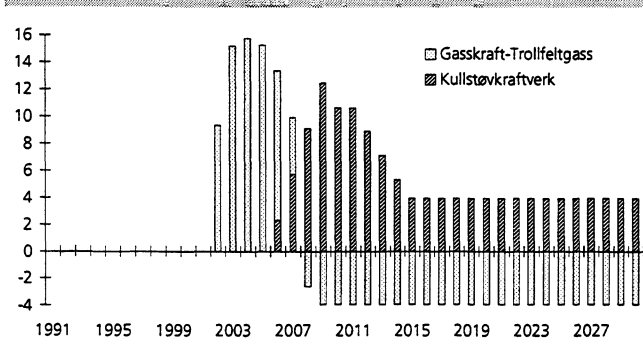
6.4.4 Virkninger på produksjonsmønstre i Danmark

Figur 6.6 viser avvik fra referansebanen for REF-25-alternativet. Gasskraft basert på gass fra Trollfeltet fases inn tidligere enn i referansebanen, men i et mindre omfang totalt sett. Produksjon av elektrisitet i kullstøvkraftverk begynner fire år tidligere enn i referansebanen. Mot slutten av perioden oppveier økt produksjon av kullstøvkraft reduksjonen i gasskraftproduksjonen.

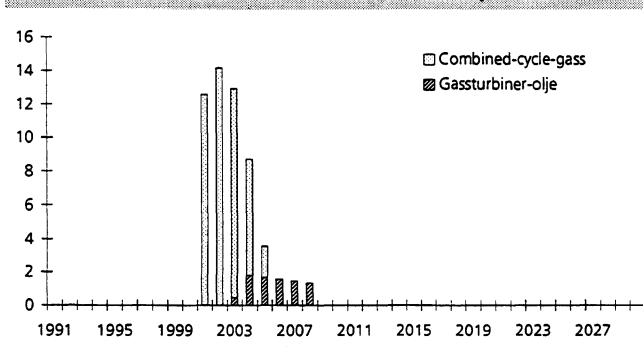
6.4.5 Virkning på produksjonsmønstre i Finland

Figur 6.7 viser avvik i forhold til referansebanen for REF-25-alternativet. Produksjonen av elektrisitet i såkalte combined-cycle-gasskraftverk basert på gass fra Russland, fases inn tidligere enn i referansebanen. De oljefyrtte gassturbin-kraftverkene kobles inn 6 år tidligere sammenlignet med det som skjedde i referansebanen.

Figur 6.6 Avvik i elektrisitetsproduksjon fra referansebanen for REF-25-alternativet for Danmark, i TWh



Figur 6.7 Avvik i elektrisitetsproduksjon fra referansebanen for REF-25-alternativet for Finland, i TWh



6.5 Virkninger på handelsmønstre og på investeringer i transmisjonslinjer

6.5.1 Virkninger på handelsmønstre

I REF-25-alternativet blir handelsstrømmene for elektrisitet som figur 6.8 viser. Avvikene fra referansebanen er vist i figur 6.9. De største utslagene i handelsstrømmene, er konsentrert rundt utfasingsperioden. I forhold til referansebanen er svensk eksport til Finland mindre, mens danskene eksporterer mer til svenskene. Sammenlignet med referansebanen er norsk eksport av elektrisitet til Danmark noe større tidlig i utfasingsperioden, mens sent i utfasingsperioden og fram mot 2015 reduseres norsk eksport. I slutten av scenario-perioden er eksporten fra Norge til Sverige mindre enn i referanseperioden. Dette skyldes at det er bygd ut 6,65 TWh mindre gasskraft i Norge sammenlignet med referansebanen.

6.5.2 Virkninger på investeringer i transmisjonslinjer mellom landene

Figur 6-10 viser hvilke investeringer i transmisjonsnett som skjer i REF-25-alternativet. Mellom Sverige og Finland blir kapasiteten i transmisjonslinjene i årene 2014-2030 utvidet med ca. 1,4 TWh pr. år. I referansebanen ble kapasiteten mellom Sverige og Finland utvidet med ca. 3 TWh i årene 2000-2002, mens utviklingen i perioden 2016-2030 var den samme som i REF-25-alternativet. Videre skjer det en liten kapasitetsøkning på transmisjonslinjene mellom Norge og Sverige i 2005. Dette skjedde ikke i referansebanen.

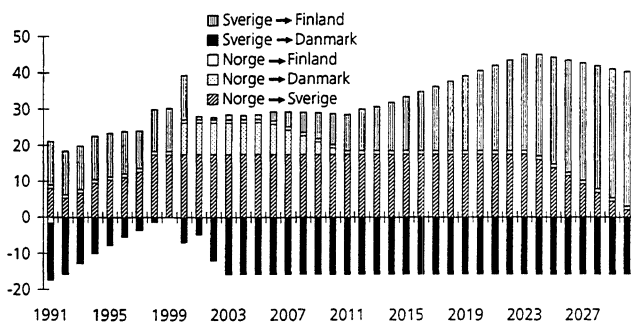
6.6 Virkninger på sluttbruk av olje

Figur 6.11 viser hvor mye oljebruken i REF-25-alternativet øker i forhold til referansebanen. Økningen i oljebruken skyldes de høyere elektrisitetsprisene i REF-25 som via positive krysspriselasiteter mellom olje og elektrisitet i noen sektorer påvirker oljeforbruket. Sammenlagt øker oljeforbruket i REF-25-alternativet med 13,1 TWh i forhold til forbruket i referansebanen. Dette er ca. 0,2 prosent av total sluttbruk av olje. Selv i de 4 årene hvor oljebruken øker mest sammenlignet med referansebanen, utgjør ikke økningen mer enn ca. 1 prosent. Virkningen av kjernekraftutfasing på oljebruk i REF-alternativene er dermed meget beskjeden, og økte CO₂-utslipp som følge av økt sluttbruk av olje blir tilsvarende beskjeden. Ellers ser man fra figuren at det Sverige og Finland som øker sitt oljeforbruk mest.

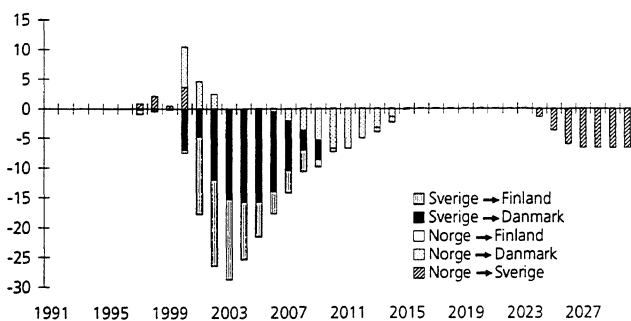
6.7 Virkninger på bruk av norsk naturgass til kraftproduksjon

Figur 6.12 viser hvordan allokeringen mellom de nordiske landene av naturgass fra norsk sokkel blir i REF-25-alternativet. I forhold til i referansebanen blir det produsert gasskraft basert på naturgass fra Trollfeltet også i Sverige. Naturgassen fra Trollfeltet allokeres med ca. 23 prosent til Sverige, ca. 35 prosent til Norge og ca. 41 prosent til Danmark. Naturgassen fra Haltenbanken brukes som i referansebanen i sin helhet til elektrisitetsproduksjon i Norge. Kjernekraftutfasing

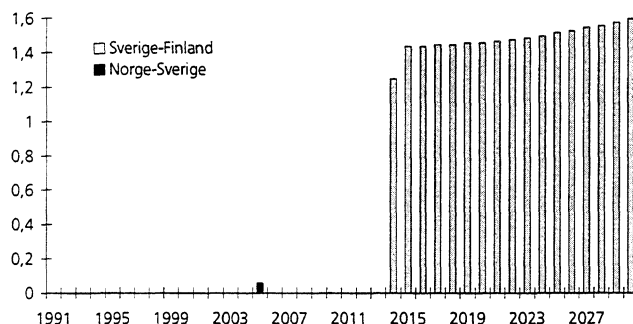
Figur 6.8 Handelsstrømmer elektrisitet i REF-25-alternativet, i TWh



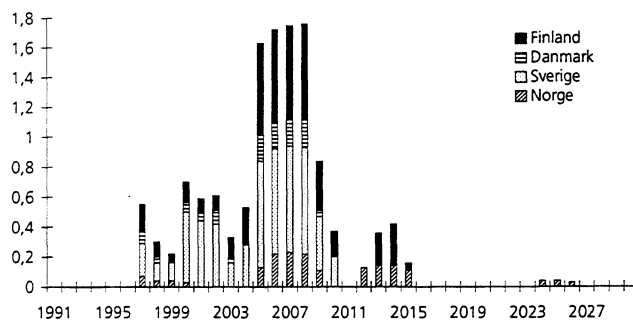
Figur 6.9 Endring i handelsstrømmer, REF-25-alternativet i forhold til REF-40-alternativet, i TWh



Figur 6.10 Nyinvesteringer i transmisjonslinjer målt i TWh, REF-25-alternativet



Figur 6.11 Økning i oljebruk REF-25 i forhold til referansebanen målt i TWh

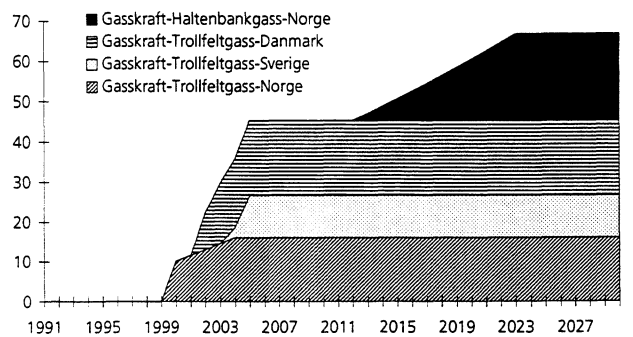


etter 25 år medfører at likevektsprisene for elektrisitet når et nivå som gjør investeringer i gasskraftverk lønnsomt tidligere enn i referansebanen. Utbyggingen av gasskraftverk blir også konsentrert over en kortere periode.

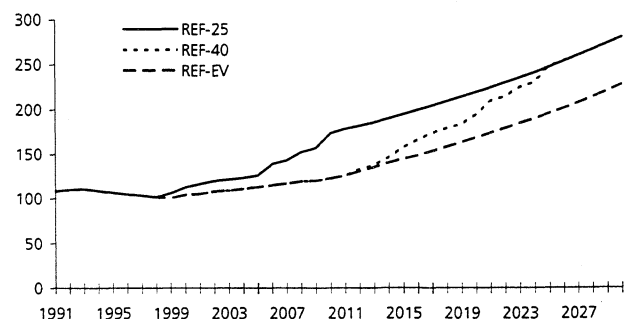
6.8 Virkninger på CO₂-utslipp

Figur 6.13 viser utviklingen i CO₂-utslippene i REF-alternativene for Norden sett under ett. Med kjernekraftutfasing etter 25 år, øker utslippene i forhold til referansebanen og REF-40 fra og med 1998. Dette kommer først og fremst av økt fossilbasert elektrisitetsproduksjon, men en liten del av økningen skyldes økt sluttbruk av olje. Økningen i CO₂-utslippene i REF-25 skjer langsommere etter 2009 da all svensk kjernekraft er utfaset. REF-40-alternativet har samme CO₂-utslipp som referansebanen fram til 2012. Etter 2012 fases kjernekraften ut i REF-40-alternativet, og etter at all kjernekraft er faset ut i 2024 er CO₂-utslippene nær identiske med REF-25-alternativet. Dette skyldes at alle energipriser er identiske, og at all gasskraft basert på gass fra Trollfeltet er bygget ut i begge alternativene. En liten forskjell som ikke vises i figuren skyldes at gasskraftverkene basert på gass fra Haltenbanken i REF-40 ikke er ferdig utbygget før 2027, mens de i REF-25-alternativet er ferdig utbygget i 2024.

Figur 6.12 Allokering av gass fra norsk sokkel i TWh pr. år, REF-25-alternativet



Figur 6.13 Utslipp av CO₂ i millioner tonn i Norden, REF-alternativene



6.9 Velferdsvirkninger

Tabell 6.1 viser velferdsvirkningene i forhold til referansebanen for REF-40-alternativet. Svenske kraftprodusenter taper 25,3 milliarder norske kroner, mens alle øvrige sektorer er uberørt. Dette skyldes at elektrisitetsprisene i REF-40-alternativet ikke avviker fra elektrisitetsprisene i referansebanen, og årsaken til dette er forklart i kapittel 6.2.

Tabell 6.2 viser hvem som vinner og taper på en avvikling av kjernekraften i Sverige etter 25 år isteden for etter 40 år, med CO₂-avgifter som i 1991 gjennom hele scenarioperioden.

Norden som helhet taper 76,5 milliarder norske kroner, men som tallene viser er totalvirkningene for Norge, Danmark og Finland små. Det er Sverige som berøres mest, og av de 77,4 milliarder norske kroner som Sverige taper, utgjør reduksjonen i produsentoverskuddene 59,0 milliarder. Kjernekraftprodusentenes tap er større enn dette, men siden produsentoverskuddene hos de øvrige kraftprodusentene øker som følge av høyere likevektspriser for elektrisitet, dempes virkningen som tidlig kjernekraftutfasing har på de samlede produsentoverskuddene i Sverige. Av de øvrige kraftprodusentene i Sverige er vannkraftprodusentene den viktigste gruppen, og deres produsentoverskudd øker med 6,7 milliarder i REF-25-alternativet i forhold til REF-40-alternativet. For de øvrige nordiske land, blir konsumentenes tap som følge av høyere elektrisitetspriser omtrent oppveiet av økte produsentoverskudd.

Forskjellen mellom å legge ned hver reaktor etter 25 års drift, og å holde dem i drift minst ut scenarioperioden, blir virkningene i tabell 6.2 pluss det som svenske produsenter taper i henhold til tabell 6.1.

Utover de partielle velferdsvirkningene på elektrisitetsmarkedene vil elektrisitetspriseeffektene av svensk kjernekraftutfasing påvirke tilpasningen på de øvrige produkt- og faktormarkedene i de nordiske landene. Dette er ikke modellert i modellen, og på noen marke-

der kan denne effekten være betydelig. Velferdsvirkningene i tabell 6.1 og tabell 6.2 er dermed beheftet med betydelig usikkerhet.

En annen effekt er virkningen på norsk petroleumiformue. Kjernekraftutfasing i Sverige etter 25 års drift medfører at Norge sammenlignet med referansebanen framskynder utvinningen av en del av naturgassreservene med noen år. I de naturgassprisene som er antatt i modellen er det inkludert en meravkastning utover vanlig kapitalavkastning. Med en positiv diskonteringsrente medfører tidligere svensk nedleggelse av kjernekraften økt nåverdi på meravkastningen av norsk naturgassutvinning. Høyere elektrisitetspriser i de nordiske landene i utfasingsperioden medfører økt forbruk av olje. Hvis man antar at en liten del av denne etterspørsøkningen blir dekket opp ved at Norge framskynder en del av sin oljeproduksjon, øker nåverdien på meravkastningen av norsk oljeproduksjon. Denne effekten er imidlertid meget liten sammenlignet med effekten på meravkastningen på norsk naturgass. Til sammen reduseres det samlede nordiske velferdstapet noe som følge av effektene på den norske petroleumiformuen av svensk kjernekraftutfasing.

I Lundgren (1985) og Bergman og Mäler (1983) er noen tidligere beregninger av velferdsvirkninger i Sverige som følge av svensk kjernekraftutfasing rapportert. I Bergman og Mäler (1983) beregnes tapet ved nedlegging etter 25 års drift i stedet for etter 40 års drift til 18,1 milliarder svenske 1981-kroner med en diskonteringsrente på 6 prosent. Dette tilsvarer 101,0 milliarder norske 1995-kroner. I Lundgren (1985) beregnes tapet ved nedlegging etter 25 års drift i stedet for etter 40 års drift til 29,8 milliarder svenske 1983-kroner med en diskonteringsrente på 6 prosent, og dette tilsvarer 124,7 milliarder norske 1995-kroner. I Bergman og Mäler (1983) er det benyttet en partiell likevektsmodell for det svenske elektrisitets- og varmemarkedet for å beregne velferdsvirkningene, mens Lundgren benytter en generell likevektsmodell for den svenske økonomien for å finne et anslag på kostnadene ved svensk kjernekraftutfasing. I Lundgrens analyse blir

Tabell 6.1 Velferdsvirkninger i forhold til REF-40-alternativet, diskonterte tall i milliarder norske 1995-kroner (7 prosent diskonteringsrente)

	Norge	Sverige	Danmark	Finland	Norden
Metallindustri	0	0	0	0	0
Treforedlingsindustri	0	0	0	0	0
Andre industrier	0	0	0	0	0
Servicenæringer	0	0	0	0	0
Husholdninger	0	0	0	0	0
Sum konsumentoverskudd	0	0	0	0	0
Produsentoverskudd	0	-25,3	0	0	-25,3
Sum produsent- og konsumentoverskudd	0	-25,3	0	0	-25,3

Tabell 6.2 Velferdsvirkninger for REF-25-alternativet i forhold til REF-40-alternativet, diskonterte tall i milliarder norske 1995-kroner (7 prosent diskonteringsrente)

	Norge	Sverige	Danmark	Finland	Norden
Metallindustri	-1,4	-0,7	-0,03	-0,3	-2,4
Treforedlingsindustri	-0,1	-2,0	-0,3	-1,3	-3,7
Andre industrier	-1,3	-3,0	-0,3	-1,0	-5,7
Servicenæringer	-3,1	-7,4	-1,0	-2,0	-13,4
Husholdninger	-2,9	-5,3	-0,7	-2,0	-10,8
Sum konsumentoverskudd	-8,9	-18,4	-2,3	-6,6	-36,1
Produsentoverskudd	10,0	-59,0	2,6	6,0	-40,4
Sum produsent- og konsumentoverskudd	1,1	-77,4	0,3	-0,6	-76,5

tapene ved tidligere svensk kjernekraftutfasing større enn det som framkommer hos Bergman og Mäler, og dette skyldes antagelig at tilbakevirkningene fra resten av økonomien på elektrisitetmarkedet som følge av svensk kjernekraftutfasing ikke er neglisjerbare. I analysen som er gjort med Nordisk energimarkedsmodell blir det svenske tapet ved nedlegging av hver reaktor etter 25 års drift i stedet for etter 40 års drift beregnet til 77,4 milliarder norske 1995-kroner, og dette er noe lavere enn de svenske analysene fra 1980-tallet. Det er flere årsaker til dette. Høyere diskonteringsrente (7 prosent) enn i de svenske analysene medfører lavere anslag på tapet som følge av svensk kjernekraftutfasing. I begge de svenske analysene ser man bort fra mulighetene for internasjonal handel med elektrisitet, og dette medfører at kostnadene ved kjernekraftutfasing overvurderes noe. I Lundgrens analyse er omstillingskostnadene som følge av svensk kjernekraftutfasing tatt hensyn til.

7. Virkninger av CO₂-avgifter

7.1 Forutsetninger og innledende kommentarer

CO₂ er en av drivhusgassene som gjør at jorden har et temperert klima. Økt CO₂-mengde i atmosfæren som følge av menneskelig aktivitet kan medføre temperaturstigning med skadelige konsekvenser for en rekke områder i verden. I denne sammenheng er det interessant med en modellanalyse av virkningen av svensk kjernekraftutfasing på CO₂-utslippene. Mange land har politiske mål om stabilisering av CO₂-utslipp. I forrige kapittel så man at CO₂-utslippene økte sterkt når CO₂-avgiftene var som i 1991 for de nordiske landene, uansett i hvilken grad Sverige faset ut kjernekraften. I dette kapitlet vil jeg studere virkningen av økte CO₂-avgifter på CO₂-utslipp, bruk av olje og elektrisitet, produksjon av elektrisitet, elektrisitetspriser, handel med elektrisitet og samlet velferd¹¹ i Norden.

Viktige spørsmål som jeg prøver å besvare i dette kapitlet er:

- Er effekten av å innføre økte CO₂-avgifter avhengig av hvilket utfasingsalternativ for kjernekraften man ser på?
- Hva har størrelsen på CO₂-avgiften å si for resultatene, forsterkes de når avgiften økes enda mer, eller blir det vridninger i noen av virkningene?

Jeg vil studere to baner for CO₂-avgiften:

- 1) CO₂-avgiften trappes lineært opp fram mot 1995 for hvert modelland fra den avgiften hvert land hadde i 1991. Opptrappingen skjer slik at nivået for den norske bensinavgiften i 1993 som tilsvarte 350 norske kroner pr. tonn CO₂-utslipp nås i 1995. Deretter holdes avgiften konstant ut scenarioperioden.
- 2) Samme opptrapping som i alternativ 1 fram mot 1995. Deretter heves CO₂-avgiften med 20 norske kroner pr. år, noe som medfører et avgiftsnivå på 1050 norske kroner i 2030.

I kombinasjon med kjernekraftutfasing i Sverige får jeg da 6 alternativer med forhøyet CO₂-avgift. Disse vil benevnes med CO₂-1-EV, CO₂-1-25 og CO₂-1-40 for bane 1, og med CO₂-2-EV, CO₂-2-25 og CO₂-2-40 for bane 2. Endelsene -EV, -25 og -40 har samme betydning som i kapittel 6, og angir kjernekraftutfasingsalternativene. Jeg vil analysere CO₂-2-25- og CO₂-1-40-alternativene forholdsvis grundig. Dermed får jeg både med effekten av økninger i CO₂-avgiften og effekten av de forskjellige kjernekraftutfasingsalternativene. De øvrige 4 alternativene vil kommenteres noe mindre utførlig.

Øvrige forutsetninger er som i kapittel 5 og 6.

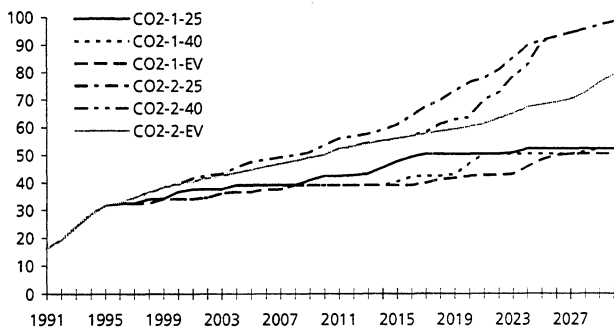
7.2 Virkninger på elektrisitetspriser

Når vi øker CO₂-avgiftene, vil dette medføre at de effektive brenselprisene for elektrisitetsprodusentene øker, og siden produsentene forutsettes ikke å ha markeds-makt, vil den del av tilbudskurven for elektrisitet som er relatert til bruk av fossile brenslers skifte oppover. Videre vil etterspørselskurvene for elektrisitet på grunn av positiv krysspriselastisitet mellom elektrisitet og olje for de fleste sektorene skifte utover som følge av at sluttbrukerprisen på olje øker når en økt CO₂-avgift pålegges. Begge disse effektene bidrar til økte likevektspriser for elektrisitet.

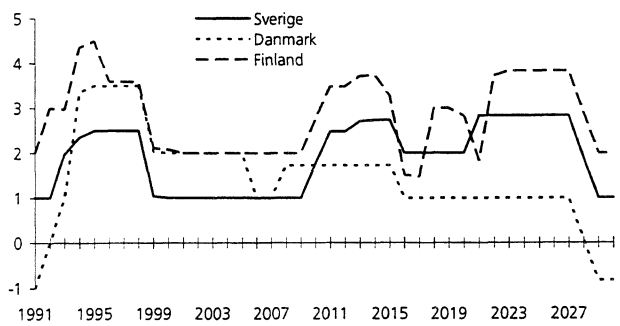
Figur 7.1 viser utviklingen i cif-prisene for elektrisitet i Norge for de 6 ulike CO₂-avgifts-alternativene. Fordi det er handel med elektrisitet, er utviklingen for de øvrige nordiske land i hovedsak den samme, og avvikene fra Norges cif-pris begrenser seg til maksimalt ca. 5 øre pr. kWh. De maksimale avvikene får man når det investeres i nye transmisjonslinjer, og da er forskjellige i cif-prisene så store at de dekker de totale kostnadene forbundet med investeringen. Utviklingen for CO₂-1-alternativene er mer sprangvis enn for CO₂-2-alternativene. Dette skyldes den gradvis økende CO₂-avgiften i CO₂-2-alternativene. På grunn av at en betydelig andel av produksjon av elektrisitet er basert på fossile brenslers gir dette en gradvis økning i likevektsprisene

¹¹ Virkningene på samlet velferd tolkes i denne sammenheng som endringene i konsument- og produsentoverskudd pluss endringen i innkomne CO₂-avgifter fra elektrisitetsproduksjon.

Figur 7.1 Cif-priser Norge i øre pr. kWh i du ulike alternativene



Figur 7.2 Avvik fra Norges cif-pris for CO₂-1-40-alternativet, i øre pr. kWh

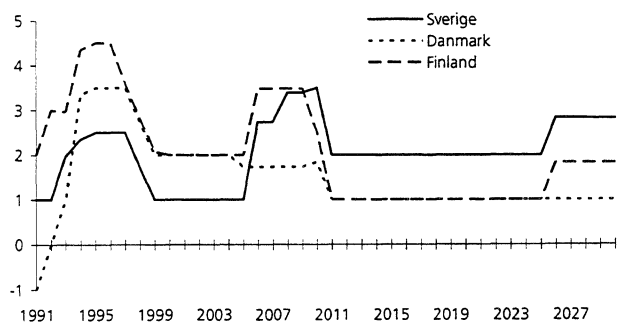


for elektrisitet. For CO₂-1-alternativene er CO₂-avgiften konstant etter 1995, og utviklingen gjenspeiler at mer kostbare måter å produsere elektrisitet på tas i bruk etterhvert som produksjonen med billigere alternativer har nådd skrankene i modellen. Gradvis økende etterspørsel etter elektrisitet på grunn av vekst i den samlede økonomien gir da rom for dyrere teknologier.

I CO₂-1-alternativene begrenses likevektsprisene oppad av at en ubegrenset mengde elektrisitet kan produseres av «backstop-teknologien» kullstøvkraftverk. Dermed flater cif-prisene på elektrisitet ut like i overkant av 50 øre pr. kWh som er kostnaden ved å produsere elektrisitet fra kullstøvkraftverk når CO₂-avgiften er på 350 norske kroner pr. tonn utsluppet CO₂. Kjernekraftutfasing etter 25 år påvirker cif-prisene lite fram mot 2008, men i årene 2012 til 2019 er det et gap på oppimot 8 øre pr. kWh i forhold til utfasing etter 40 år. Dette skyldes at all gasskraft basert på norsk gass er bygd i 2012 i CO₂-1-25-alternativet, mens dette ikke skjer før 2019 i CO₂-1-40-alternativet. I CO₂-1-25-alternativet må da likevektsprisene på elektrisitet stige for å begrense den økende etterspørselen etter elektrisitet. Etter dette er det små forskjeller på CO₂-1-40- og CO₂-1-25-alternativene på grunn av at likevektsprisene for elektrisitet er blitt så høye at kullstøvkraftverk i Sverige og Danmark fases inn rundt år 2020.

For CO₂-2-alternativene fører den gradvis økende CO₂ til at likevektsprisen for elektrisitet mot slutten av scenarioperioden blir så høy som rundt 100 øre pr. kWh i de scenariene hvor kjernekraften utfases. I CO₂-2-EV-alternativet blir cif-prisen aldri så høy fordi etterspørselen etter elektrisitet kan tilfredstilles hele perioden uten at kullstøvkraftverk blir bygd ut. Ellers er forskjellen mellom utfasing av kjernekraft etter henholdsvis 25 og 40 år liten fram mot 2014. Mellom 2014 og 2020 er det et større gap fordi i CO₂-2-25 er all gasskraft bygget ut i 2014, mens dette ikke skjer før i 2020 i CO₂-2-40-alternativet. Mellom 2020 og 2024 er det fremdeles et gap mellom CO₂-2-25 og CO₂-2-40.

Figur 7.3 Avvik fra Norges cif-pris for CO₂-2-25-alternativet, i øre pr. kWh



Dette skyldes at produksjonen ved kullkondenskraftverkene i Finland og Danmark som på grunn av de høye CO₂-avgiftene ble ulønnsom på slutten av 1990-tallet starter opp igjen i 2020 i CO₂-2-25-alternativet, mens dette ikke skjer før kjernekraften i Sverige er helt utfaset i 2024 for CO₂-2-40-alternativet.

Figur 7.2 og figur 7.3 viser avvikene mellom Norges cif-pris og de øvrige modellandenes cif-pris for CO₂-1-40- og CO₂-2-25-alternativene. Ut fra disse figurene kan man se hvilken vei handelsstrømmene med elektrisitet går. Videre kan man se om transportkapasiteten er fullt utnyttet, og om det skjer nyinvesteringer i transmisjonslinjer¹². Utviklingen fram til og med 1995 er identisk for de to alternativene, og fram mot 2004 er det meget små forskjeller. Etter dette fører forskjellene i kjernekraftutfasing og i CO₂-avgiftene til at utviklingen sammenlignet med Norges cif-pris blir annerledes.

I begynnelsen av perioden fram mot 1995 fører den raske opptrappingen av CO₂-avgiften til at avviket til Norges cif-pris øker, og dette skyldes at kullkondenskraftproduksjonen i Danmark og Finland blir trappet ned. Avvikene i cif-pris blir så høye at det blir lønnsomt å investere i nye transmisjonslinjer for elektrisitet mellom Norge og Danmark og mellom Sverige og Finland. Utbygging av gassrørledninger mellom Norge

12 Nyinvesteringer i transmisjonslinjer mellom to modelland finner sted hvis forskjellen i likevektsprisene for elektrisitet mellom de to landene er så stor at den dekker både de variable transmisjonskostnadene pluss investeringskostnadene i nye transmisjonslinjer.

og de øvrige landene skjer et stykke ut på 2000-tallet, og dette blir omtalt i kapittel 7.4 som handler om produksjonsmønsteret for elektrisitet. Når disse investeringene er gjort, synker forskjellen mellom cif-prisene. Dette er fordi transmisjonskapasiteten er tilstrekkelig til å absorbere handelen mellom Norge og Sverige, mellom Sverige og Danmark og mellom Sverige og Finland til marginale transmisjonskostnader i årene fram mot 2005. Etter 2005 blir utviklingen alternativene imellom forskjellig som følge av forskjeller i kjernekraftutfasingen og etterhvert gradvis økende forskjeller i CO₂-avgiftene.

I CO₂-2-25 får kjernekraftutfasingen Sveriges og Finlands cif-priser til å stige relativt sett i årene 2006-2010, mens i årene fra 2011-2025 er det mindre forskjeller i cif-prisene som følge av at transportkapasiteten mellom landene ikke beskranker elektrisitetshandelen med unntak av handelen mellom Norge og Sverige. Etter 2025 får cif-prisene i Sverige og Finland et løft på i underkant av et øre pr. kWh i forhold til Norge som følge av at Sverige faser inn kullstøvkraft.

I CO₂-1-40 kan utviklingen etter 2005 deles inn i flere faser. Fra 2008-2015 fases gasskraft basert på gass fra

Trollfeltet inn i Norge og Danmark. Dette får særlig cif-prisene til å øke i Finland og Sverige som følge av at de ikke får tilgang til denne gassen, og at transmisjonskapasiteten mellom Norge og Sverige er fullt utnyttet. cif-prisens økning i Finland begrenses av at finnene faser inn gasskraftverk basert på russisk gass i 2011-2013. Fra 2020 til 2026 blir det et løft i både svenske og finske cif-priser i forhold til cif-prisene i Norge. Denne effekten kommer av svenskene faser ut kjernekraften i årene 2012 til 2024, hvorav mesteparten i årene 2019-2024. De tre siste årene av scenarioperioden stiger Norges cif-pris i forhold til de andre modellandene. Dette skyldes økende elektrisitetsetterspørsel innenlands, og at all tilgjengelig vann- og gasskraft i Norge er utbygget.

7.3 Virkninger på forbruk av elektrisitet

Med økte CO₂-avgifter, øker likevektsprisene for elektrisitet. Dette medfører redusert elektrisitetsforbruk, og mest i de sektorer som er mest prisfølsomme. Tabell 7.1 viser hvor mye elektrisitetsforbruket avtar i forhold til referansebanen når olje til sluttbruk og fossile brensel til elektrisitetsproduksjon pålegges økte CO₂-avgifter. For Norden som helhet ser man at elektrisitetsforbruket går ned med ca. 11 prosent i CO₂-1-banene og

Tabell 7.1 Elektrisitetsbruk over hele scenarioperioden, avvik fra referansebanen i prosent og i TWh

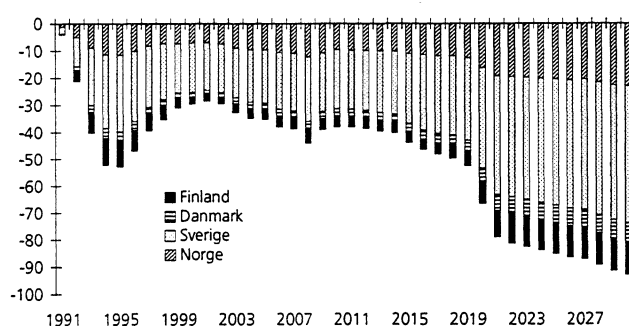
	CO ₂ -1-25		CO ₂ -1-40		CO ₂ -1-EV		CO ₂ -2-25		CO ₂ -2-40		CO ₂ -2-EV	
	Prosent	TWh	Prosent	TWh	Prosent	TWh	Prosent	TWh	Prosent	TWh	Prosent	TWh
Norge												
Metallindustri	-8,0	-60	-7,2	-54	-6,8	-51	-12,0	-91	-11,3	-85	-10,5	-79
Treforedling	-33,4	-35	-29,0	-30	-26,8	-28	-39,7	-41	-36,2	-38	-31,9	-33
Andre industrier	-11,8	-82	-10,3	-72	-9,5	-66	-17,5	-123	-16,2	-113	-14,2	-99
Servicenæringer	-7,6	-138	-6,6	-119	-6,0	-108	-11,4	-205	-10,3	-187	-8,7	-156
Husholdninger	-16,9	-263	-14,5	-226	-13,2	-206	-23,4	-365	-21,3	-331	-18,2	-283
Sum Norge	-11,8	-578	-10,2	-501	-9,3	-459	-16,8	-824	-15,3	-754	-13,2	-651
Sverige												
Metallindustri	-12,8	-33	-11,5	-30	-10,8	-28	-18,8	-49	-17,6	-46	-16,2	-42
Treforedling	-25,9	-211	-23,2	-189	-21,9	-178	-27,9	-227	-25,4	-207	-22,5	-183
Andre industrier	-10,0	-132	-8,9	-117	-8,3	-108	-16,0	-211	-15,0	-197	-13,4	-176
Servicenæringer	-14,6	-483	-13,0	-430	-12,0	-396	-19,4	-642	-17,7	-586	-15,2	-501
Husholdninger	-19,1	-417	-16,9	-370	-15,7	-342	-23,4	-512	-21,2	-463	-18,0	-394
Sum Sverige	-16,2	-1277	-14,4	-1137	-13,4	-1053	-20,8	-1640	-19,0	-1499	-16,4	-1295
Danmark												
Metallindustri	-12,9	-4	-11,9	-4	-11,4	-4	-19,3	-6	-18,4	-6	-17,0	-5
Næringsmiddelindustri	-13,0	-23	-12,0	-21	-11,4	-20	-19,4	-34	-18,5	-32	-17,1	-30
Andre industrier	-8,2	-21	-7,5	-19	-7,1	-18	-12,8	-32	-12,1	-30	-11,0	-28
Servicenæringer	-7,9	-70	-7,0	-63	-6,5	-58	-12,6	-113	-11,7	-105	-10,1	-90
Husholdninger	-7,7	-46	-6,2	-37	-5,3	-32	-12,7	-75	-10,9	-65	-8,1	-48
Sum Danmark	-8,4	-164	-7,4	-143	-6,7	-131	-13,4	-260	-12,2	-238	-10,3	-201
Finland												
Metallindustri	-17,8	-24	-16,3	-22	-15,4	-21	-26,3	-35	-24,9	-33	-23,3	-31
Treforedling	-23,8	-140	-21,9	-129	-20,8	-122	-34,2	-201	-32,4	-191	-30,6	-180
Andre industrier	-7,1	-37	-6,5	-33	-6,0	-31	-11,5	-59	-10,8	-56	-9,8	-50
Servicenæringer	-3,7	-37	-2,6	-26	-1,8	-18	-6,5	-65	-5,1	-52	-3,0	-30
Husholdninger	-6,8	-67	-4,7	-46	-3,3	-32	-11,5	-112	-9,0	-88	-5,6	-55
Sum Finland	-9,5	-304	-7,9	-256	-6,9	-224	-14,7	-473	-13,0	-419	-10,8	-347
Sum Norden	-12,9	-2323	-11,3	-2038	-10,4	-1866	-17,8	-3198	-16,2	-2911	-13,9	-2494

ca. 16 prosent i CO₂-2-banene sammenlignet med referansebanen. Men virkningen er ulik for de ulike land og sektorer. Norges utvikling er omtrent som for Norden som helhet, mens Danmark og Finland har en mindre reduksjon i forhold til referansebanen. Sverige reduserer elektrisitetsforbruket med ca. 3 prosent mer enn det nordiske gjennomsnittet. Sektorer med særlig sterk reduksjon er treforedling i Norge, Sverige og Finland. Dette skyldes at elektrisitetsforbruket i disse sektorene er mer følsomme overfor prisendringer enn andre sektorer. Også svenske og norske husholdninger reduserer elektrisitetsforbruket mye i forhold til referansebanen. Dette skyldes i hovedsak at vareavgiften på olje for disse sektorene blir redusert i CO₂-avgiftsalternativene i forhold til referansealternativet, og dermed reduseres virkningen av oljeprisen på elektrisitetsforbruket i de årene hvor CO₂-avgiften trappes opp. Dermed blir forbruket av elektrisitet noe mindre de første årene.

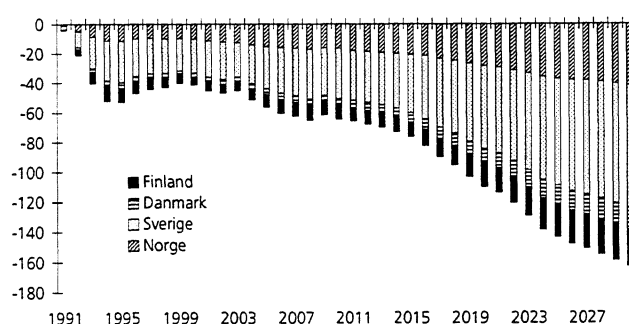
Figur 7.4 viser utviklingen i CO₂-1-40-alternativet sammenlignet med referansebanen. CO₂-avgiftene trappes opp mot 1995, og fører til reduksjon i forbruket av elektrisitet. Deretter holdes CO₂-avgiftene fast, og avviket i forhold til referansebanen reduseres fram mot 2001. Denne reduksjonen skyldes at avstanden i cifpriser mellom CO₂-1-40-alternativet og referansebanen blir mindre. Men så stiger avviket i forhold til referansebanen langsomt fram mot 2015 som følge av økende avstand i cif-priser. Svensk kjernekraft fases ut i årene 2012-2024, og dette medfører at fra 2019 øker avviket fra referansebanen kraftig. Fram mot slutten av scenarioperioden er elektrisitetsforbruket pr. år mellom 80 og 90 TWh mindre enn i referansebanen.

Figur 7.5 viser utviklingen for CO₂-2-25-alternativet sammenlignet med referansebanen, og fram mot 2001 får man samme utvikling som i CO₂-1-40-alternativet. Kjernekraftavviklingen i årene 1996-2009 får avviket i forhold til referansebanen til øke i siste halvdel av utfasingsperioden. Deretter utflates økningen i avviket fram mot 2015. I resten av scenarioperioden får de stadig økende CO₂-avgiftene cif-prisene til å bli så høye at i forhold til referansebanen blir elektrisitetsforbruket kraftig redusert. I 2030 er avviket kommet opp i ca. 160 TWh.

Figur 7.4 Elektrisitetsbruk i CO₂-1-40-alternativet i forhold til referansebanen, i TWh



Figur 7.5 Utviklingen i elektrisitetsforbruket for CO₂-2-25-alternativet i forhold til referansebanen, i TWh



7.4 Virkninger på tilbud av elektrisitet

Økte CO₂-avgifter medfører at produsenter som bruker fossile brenslere får økte kostnader. Noen av disse blir skviset ut når den samlede produksjonen av elektrisitet blir mindre, mens produsenter som ikke bruker fossile brenslere produserer minst like mye elektrisitet som når CO₂-avgiftene var lavere. Hvis likevektsprisen blir høy nok, blir produksjon av elektrisitet basert på faste brenslere som ved og torv et konkurransedyktig alternativ.

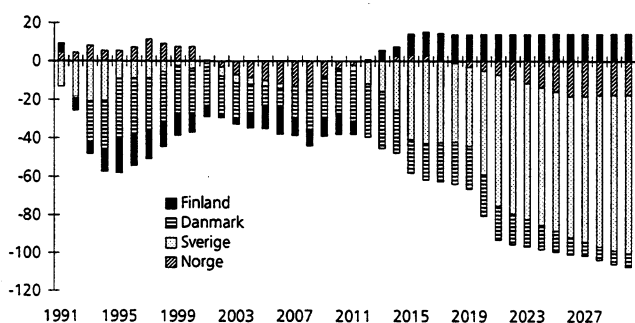
7.4.1 Virkninger på fordelingen av produksjonen landene imellom

Produksjonen av elektrisitet i Norden sammenlignet med referansebanen påvirkes som tabell 7.2 viser ganske mye når man innfører økte CO₂-avgifter på fossile brenslere. Danmark blir sterkest påvirket og får en ganske kraftig reduksjon av elektrisitetsproduksjonen,

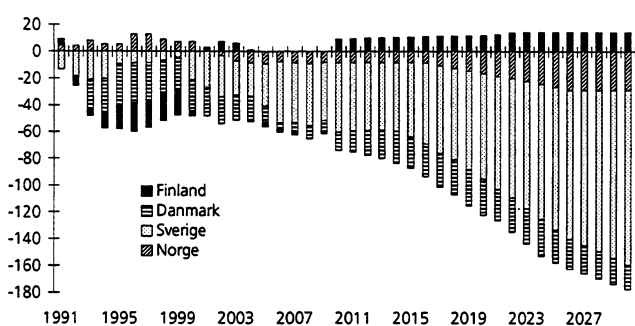
Tabell 7.2 Avvik fra referansebanen for CO₂-avgift-alternativene i samlet produksjon av elektrisitet gjennom scenarioperioden, i prosent og i TWh

	CO ₂ -1-25		CO ₂ -1-40		CO ₂ -1-EV		CO ₂ -2-25		CO ₂ -2-40		CO ₂ -2-EV	
	Prosent	TWh	Prosent	TWh	Prosent	TWh	Prosent	TWh	Prosent	TWh	Prosent	TWh
Norge	-5,1	-289	-2,8	-159	-1,2	-66	-6,2	-351	-4,5	-254	-3,1	-177
Sverige	-22,6	-1701	-15,9	-1198	-11,9	-895	-29,1	-2185	-19,8	-1489	-11,6	-873
Danmark	-23,0	-527	-31,5	-722	-40,2	-920	-35,1	-804	-45,9	-1052	-54,7	-1252
Finland	7,8	195	1,6	40	0,6	15	5,7	143	-4,7	-116	-7,7	-192
Norden	-12,9	-2323	-11,3	-2038	-10,4	-1866	-17,8	-3198	-16,2	-2911	-13,9	-2494

Figur 7.6 Avvik i produksjon av elektrisitet fra referansebanen for CO₂-1-40-alternativet, i TWh



Figur 7.7 Avvik i produksjon av elektrisitet fra referansebanen for CO₂-2-25-alternativet, i TWh



mens Finland og Norge har en utvikling som ikke avviker så mye fra referansebanen. Sverige er det landet som er nærmest det nordiske gjennomsnittet. Årsaken til Danmarks store reduksjon er at deres produksjonskapasitet nesten utelukkende er basert på fossile brensler, og høye CO₂-avgifter gjør at slik produksjon blir ulønnsom i forhold til produksjonsmåter som ikke medfører CO₂-utslipp. Sveriges nedgang i kjernekraftproduksjonen nøytraliseres delvis av at de har stor vannkraftproduksjon og delvis av at varmekraftproduksjon basert på torv og ved blir lønnsomt. Dette medfører at nedgangen i forhold til referansebanen ikke blir så stor. Norges vannkraftproduksjon utgjør så stor del av totalproduksjonen at den reduserte produksjonen av gasskraft ikke gjør noe stort utslag i forhold til referansebanen. For Finland oppveier økt produksjon i varmekraftverk basert på torv og ved den reduserte produksjonen i varmekraftverk basert på fossile brensler. Vide-

re viser tabellen at Norge og Sverige øker sin totalproduksjon i forhold til referansebanen når svensk kjernekraft fases ut senere, mens det motsatte er tilfelle for Danmark og Finland. For Norges del skyldes dette at mer av naturgassen fra norsk sokkel blir brukt til produksjon i Norge desto senere Sverige faser ut sin kjernekraft. Danmark og Finland øker sin eksport til og/eller reduserer sin import fra Sverige når Sverige faser ut sin kjernekraft tidligere, noe som medfører økt produksjon av elektrisitet i hjemlandet.

Figur 7.6 og figur 7.7 viser utviklingen for CO₂-1-40- og CO₂-2-25-alternativene i forhold til referansebanen gjennom scenarioperioden. Figurene viser at svensk kjernekraftutfasning påvirker produksjonsmønsteret på en slik måte at når Sverige faser ut kjernekraften, øker Finland sin produksjon sammenlignet med referansebanen, produksjonen i Danmark avviker mindre fra referansebanen, mens Norge produserer noe mindre som følge av noe gasskraft bygges ut i Sverige i stedet for i Norge. Ellers ser man at Norge har større produksjon enn i referansebanen i begynnelsen av scenarioperioden og lavere i slutten av perioden, mens det motsatte er tilfelle for Finland. For Norge skyldes dette at ny vannkraft bygges ut tidligere, mens utbygging av gasskraft ikke er så stor som i referansebanen. Finland produserer mindre i begynnelsen av perioden som følge av økte CO₂-avgifter, mens den økte produksjonen i slutten av scenarioperioden skyldes produksjon i ved- og torvfyrte varmekraftverk. Danmarks produksjon ligger under referansebanen for det meste av scenarioperiodene på grunn av at kraftproduksjon basert på fossile brensler blir mindre lønnsomt. Sveriges utvikling domineres av kjernekraftutfasningen, men også før den finner sted ligger produksjonen noe lavere enn referansebanen på grunn av at økte CO₂-avgifter gjør elektrisitetsproduksjon basert på fossile brensler mindre lønnsomt.

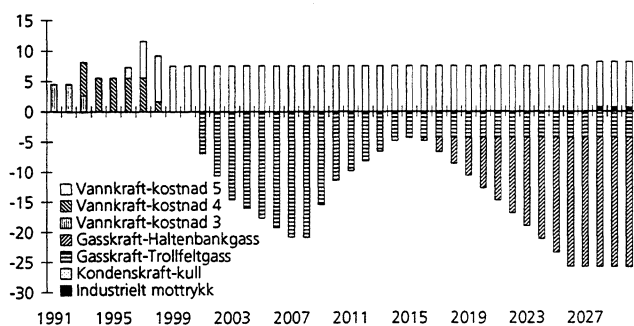
7.4.2 Virkning på produksjonsmønster i Norge

Kraftproduksjonen i Norge påvirkes en god del med innføring av økte CO₂-avgifter som tabell 7.3 viser. Dyr vannkraft, som i modellen har en total kostnad på 32 øre pr. kWh, blir lønnsom å produsere, og annen ny vannkraft blir bygd ut tidligere enn i referansebanen. Produksjon av gasskraft blir i forhold til referansebanen redusert av to årsaker. Økte CO₂-avgifter med-

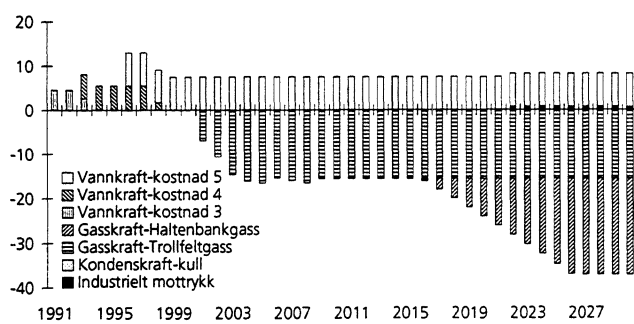
Tabell 7.3 Avvik i samlet produksjon av elektrisitet fra referansebanen for Norge, i TWh

	Vannkraft	Vindkraft	Industri. mottrykk	Kondenskraft kull	Gasskraft Troll	Gasskraft Haltenbank	Vannkraft 2	Vannkraft 3	Vannkraft 4	Vannkraft 5
CO ₂ -1-25	0,0	0,0	4,9	-1,2	-387,4	-203,0	0,0	11,7	29,1	256,8
CO ₂ -1-40	0,0	0,0	2,1	-1,4	-252,5	-203,0	0,0	11,7	29,1	255,3
CO ₂ -1-EV	0,0	0,0	0,0	-1,5	-193,3	-167,8	0,0	11,7	29,1	255,3
CO ₂ -2-25	0,0	0,0	6,4	-1,5	-456,6	-203,0	0,0	11,7	29,1	262,5
CO ₂ -2-40	0,0	0,0	4,2	-1,6	-356,9	-203,0	0,0	11,7	29,1	262,5
CO ₂ -2-EV	0,0	0,0	0,0	-1,6	-310,5	-168,5	0,0	11,7	29,1	262,5

Figur 7.8 Elektrisitetsproduksjon i Norge for CO₂-1-40-alternativet, avvik fra referansebanen i TWh



Figur 7.9 Elektrisitetsproduksjon i Norge for CO₂-2-25-alternativet, avvik fra referansebanen i TWh



fører at gasskraftverk blir utbygget senere, og svensk kjernekraftutfasing medfører at en mindre andel av gassen fra norsk sokkel blir brukt til gasskraftproduksjon i Norge. De økte CO₂-avgiftene gjør at den begrensede muligheten til å produsere elektrisitet ved norske kondenskraftverk basert på kull blir ulønnsom fram til 2015, mens den i referansebanen stort sett var lønnsom hele tiden. I referansebanen var det ikke lønnsomt å produsere elektrisitet i de få anleggene med såkalt industriell mottrykksproduksjon som Norge hadde ved starten av scenarioperioden. Med CO₂-avgifter og svensk kjernekraftutfasing derimot, blir det lønnsomt å produsere en liten mengde elektrisitet helt mot slutten av scenarioperioden.

Figur 7.8 og figur 7.9 viser avviket i produksjonen av elektrisitet i forhold til referansebanen for CO₂-2-25-

og CO₂-1-40-alternativene. For vannkraftproduksjon er utviklingen nær identisk mellom de to alternativene. Det samme er tilfelle med gasskraft basert på gass fra Haltenbanken som i referansebanen utelukkende ble brukt til produksjon av elektrisitet i Norge, mens det i CO₂-avgifts-alternativene med svensk kjernekraftutfasing ikke blir produsert elektrisitet i Norge basert på slik gass i det hele tatt. Gasskraft basert på gass fra Trollfjell kommer senere i produksjon enn i referansebanen og i et mindre omfang.

7.4.3 Virkning på produksjonsmønster i Sverige

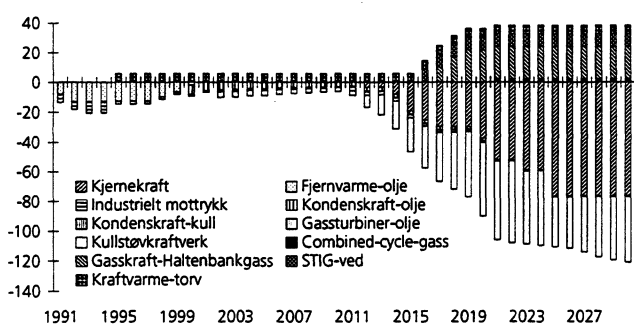
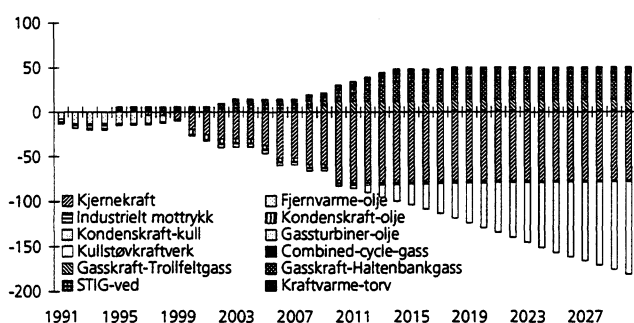
Tabell 7.4 viser hvordan svensk elektrisitetsproduksjon blir påvirket av økte CO₂-avgifter i kombinasjon med svensk kjernekraftutfasing, alt i forhold til referansebanen. Det blir produsert mer gasskraft basert på import av både norsk og dansk naturgass, og i tillegg øker produksjonen av varmekraft basert på torv og ved. Produksjon av varmekraft basert på kull og olje er derimot mindre enn i referansebanen, og særlig er nedgangen i kullstøvkraft stor. Nedgangen i svensk kjernekraftproduksjon er stor i forhold til andre endringer, særlig i alternativene med utfasing av hver reaktor etter 25 års drift.

Figur 7.10 og figur 7.11 viser hvordan avvikene for elektrisitetsproduksjonen i forhold til referansebanen fordeler seg over scenarioperioden for CO₂-1-40- og CO₂-2-25-alternativene. I de første årene av scenarioperioden er det ikke elektrisitetsproduksjon i de fjernvarmeanleggene som er bruker olje som brensel. Elektrisitet fra kraftvarme basert på torv blir lønnsom fra og med 1995, mens vedbasert kraftvarmeelektrisitet kommer i produksjon fem år etter at kjernekraftutfasingen har begynt for begge alternativene. Gasskraft basert på dansk gass blir produsert i en mindre mengde i begge alternativene fra ca. 2020.

I CO₂-1-40-alternativet blir det produsert gasskraft basert på gass fra Haltenbanken fra og med 2017, og Sverige bruker etterhvert all den gassen som i modellen er tilgjengelig fra Haltenbanken for de nordiske landene. I CO₂-2-25-alternativet kommer gasskraften tidligere i produksjon som følge av tidligere kjernekraftutfasing, og i dette alternativet produserer Sverige en del

Tabell 7.4 Avvik i samlet produksjon av elektrisitet fra referansebanen for Sverige, i TWh

	Vannkraft	Vindkraft	Kjerne-kraft	Fjernv. olje	Ind.m. trykk	Kond. kraft olje	Kond. kraft kull	Gass-turb. olje	Kullstøv	Comb. cycle gass	Gass Troll	Gass Halten	STIG ved	Kraftv. torv
CO ₂ -1-25	0,0	0,0	-2012	-89,9	-21,9	-68,1	-29,1	-54,2	-776,1	34,1	480,8	442,5	184,9	208,8
CO ₂ -1-40	0,0	0,0	-866,1	-102,6	-21,9	-69,6	-31,8	-54,2	-699,4	22,7	0,0	284,8	131,6	208,8
CO ₂ -1-EV	0,0	0,0	0,0	-102,6	-21,9	-80,2	-33,4	-54,2	-1092	11,4	0,0	167,4	102,6	208,8
CO ₂ -2-25	0,0	0,0	-2012	-88,1	-21,9	-80,2	-34,5	-54,2	-1053	29,5	265,6	407,1	249,5	208,8
CO ₂ -2-40	0,0	0,0	-866,1	-117,3	-21,9	-80,2	-34,5	-54,2	-1017	20,4	0,0	235,9	237,1	208,8
CO ₂ -2-EV	0,0	0,0	0,0	-117,3	-21,9	-80,2	-34,5	-54,2	-1092	2,3	0,0	79,2	237,1	208,8

Figur 7.10 Elektrisitetsproduksjon i Sverige for CO₂-1-40-alternativet, avvik fra referansebanen i TWh**Figur 7.11** Elektrisitetsproduksjon i Sverige for CO₂-2-25-alternativet, avvik fra referansebanen i TWh

gasskraft basert på gass fra Trollfeltet i tillegg til at all tilgjengelig gass fra Haltenbanken brukes til produksjon av elektrisitet i Sverige. I referansebanen produserte ikke Sverige gasskraft i det hele tatt. CO₂-avgiftene medfører at kullstøvproduksjon av elektrisitet er langt mindre enn i referansebanen, og i CO₂-1-40-alternativet blir det bare produsert en mindre mengde elektrisitet i slike kraftverk helt mot slutten av scenarioperioden. Ellers blir det mindre produksjon enn i referansebanen for de øvrige varmekraftverkene som er basert på kull og olje. Samlet produksjon av elektrisitet pr. år er mot slutten av scenarioperioden i forhold til referansebanen redusert med henholdsvis 83 TWh for CO₂-1-40-alternativet og med 130 TWh for CO₂-2-25-alternativet. Dette er et kraftig avvik med tanke på at i referansebanen var produksjonen av elektrisitet i 2030 274 TWh.

7.4.4 Virkning på produksjonsmønster i Danmark

Tabell 7.5 viser avvik fra referansebanen for Danmarks elektrisitetsproduksjon når økte CO₂-avgifter pålegges aktørene. Produksjonen av elektrisitet basert på kull i kondenskraftverk og kullstøvkraftverk blir redusert kraftig, og mer jo senere Sverige faser ut kjernekraften. Produksjonen av gasskraft basert på gass fra Trollfeltet blir mindre, noe som både skyldes økte CO₂-avgifter og at Sverige i alternativene med utfasing av kjernekraft etter 25 år kjøper en del av gassen fra Trollfeltet. I motsetning til i referansebanen produseres gasskraft basert på gass fra dansk sokkel. Dette skyldes at de økte CO₂-avgiftene har gjort slik elektrisitetsproduksjon mer lønnsom enn kullstøvkraft.

Figur 7.12 og figur 7.13 viser hvordan elektrisitetsproduksjonen utvikler seg sammenlignet med referansebanen i CO₂-1-40- og CO₂-2-25-alternativene.

I CO₂-1-40-alternativet er kondenskraftproduksjonen ulønnsom fra 1993 til 2006, mens den i resten av scenarioperioden er den samme som i referansebanen. I CO₂-2-25 varer perioden hvor kondenskraftproduksjonen er stilt i bero fram til 2020. Gasskraft basert på gass fra Trollfeltet kommer i CO₂-1-40-alternativet senere i produksjon, men i større omfang enn i referansebanen fra og med 2015. I CO₂-2-25-alternativet derimot, er produksjonen av gasskraft større i hele perioden. Kullstøvproduksjonen som i referansebanen kom i produksjon fra og med 2010, blir i CO₂-1-40-alternativet utbygd fra og med 2020, og i CO₂-2-25 fra og med 2025. Gasskraft basert på gass fra egen sokkel kommer i produksjon mot slutten av perioden for begge alternativene.

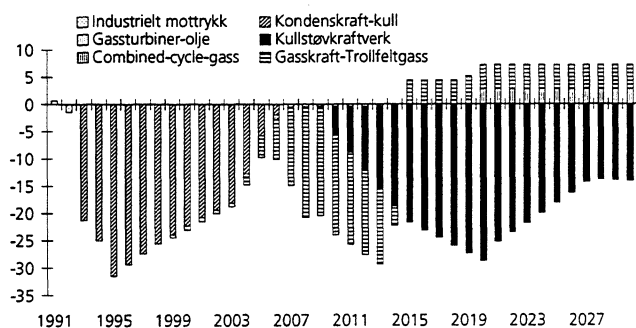
7.4.5 Virkning på produksjonsmønster i Finland

Tabell 7.6 viser avvik i produksjon i forhold til referansebanen når CO₂-utslipp fra elektrisitetsproduksjon og bruk av fyringsolje pålegges økte avgifter. Produksjon basert på fossile brenslere reduseres mer jo høyere CO₂-avgiften er, og mer desto senere Sverige faser ut kjernekraften. Ett unntak er elektrisitetsproduksjon i fjernvarmeanleggene som bruker olje. Der viser produksjonen en liten økning fra CO₂-1- til CO₂-2-alternativene. Produksjon i kraftvarmeanlegg basert på ved og torv blir lønnsomt et stykke ut i scenarioperioden på

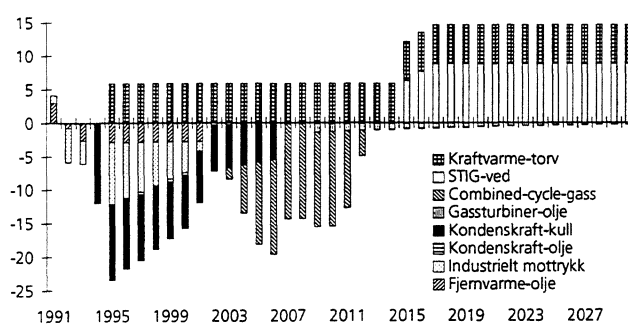
Tabell 7.5 Avvik i samlet produksjon av elektrisitet fra referansebanen for Danmark, i TWh

	Vannkraft	Vindkraft	Fjernv. kull	Industrielt mottrykk	Kondenskraft kull	Gassturbiner-olje	Kullstøvkraft	Combined cycle gass	Gasskraft Troll
CO ₂ -1-25	0,0	0,0	0,0	-0,8	-228,0	-11,5	-178,9	50,0	-158,4
CO ₂ -1-40	0,0	0,0	0,0	-0,8	-285,4	-11,5	-389,4	31,4	-65,7
CO ₂ -1-EV	0,0	0,0	0,0	-0,8	-285,4	-11,5	-501,5	22,2	-142,9
CO ₂ -2-25	0,0	0,0	0,0	-0,8	-458,6	-11,5	-537,8	27,8	-70,8
CO ₂ -2-40	0,0	0,0	0,0	-0,8	-458,6	-11,5	-537,8	27,8	-70,8
CO ₂ -2-EV	0,0	0,0	-6,8	-0,8	-479,4	-11,5	-571,2	8,5	-190,5

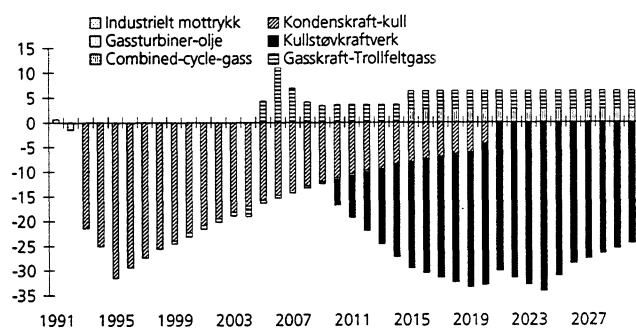
Figur 7.12 Elektrisitetsproduksjon i Danmark for CO₂-1-40-alternativet, avvik fra referansebanen i TWh



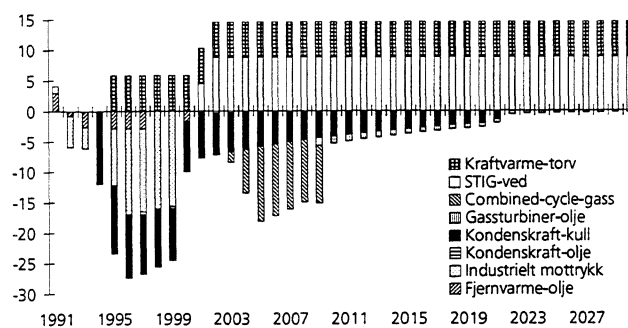
Figur 7.14 Elektrisitetsproduksjon i Finland for CO₂-1-40-alternativet, avvik fra referansebanen i TWh



Figur 7.13 Elektrisitetsproduksjon i Danmark for CO₂-2-25-alternativet, avvik fra referansebanen i TWh



Figur 7.15 Elektrisitetsproduksjon i Finland for CO₂-2-25-alternativet, avvik fra referansebanen i TWh



grunn av at de økte CO₂-avgiftene får likevektsprisene på elektrisitet til å bli høye nok. I referansebanen ble det ikke produsert elektrisitet i slike anlegg, mens det i CO₂-1- og CO₂-2-alternativene blir produsert så mye elektrisitet basert på torv og ved at samlet elektrisitetsproduksjon er høyere enn i referansebanen for noen av alternativene. I anleggene basert på torv er produksjonen den samme i alle avgiftsalternativene. Vedbasert elektrisitetsproduksjon derimot, øker med økende CO₂-avgift, og er mindre desto senere Sverige faser ut kjernekraften.

Figur 7.14 og figur 7.15 viser hvordan elektrisitetsproduksjonen i Finland avviker fra referansebanen gjennom scenarioperioden for CO₂-1-40- og CO₂-2-25-alternativene. Kraftvarme basert på torv blir produsert fra og med 1995 i begge alternativene. Vedbasert elektrisitetsproduksjon derimot, fases tidligere inn når kjerne-

kraften i Sverige utfases etter 25 år enn når den fases ut etter 40 år, men også den høyere CO₂-avgiften i CO₂-2-25 bidrar til dette. Kondenskraft basert på kull blir ulønnsom i begynnelsen av scenarioperioden for begge alternativene, men fases inn igjen mye tidligere for CO₂-1-40 enn for CO₂-2-25. Dette er på grunn av at med de høye CO₂-avgiftene kreves det en meget høy likevektspris i CO₂-2-25 for å starte opp igjen produksjonen i kondenskraftverkene, mens CO₂-avgiften ligger fast fra og med 1995 i CO₂-1-40. Oljebasert elektrisitetsproduksjon i fjernvarmeanlegg og i anlegg som bruker industrielt mottrykk reduseres i begynnelsen av perioden for begge alternativene sammenlignet med referansebanen, men fases raskt inn igjen da likevektsprisene for elektrisitet stiger som følge av økende aktivitet i modellandene. Gasskraftverkene basert på russisk naturgass fases noe senere inn enn i referansebanen for begge alternativene. I CO₂-2-25 fases de inn

Tabell 7.6 Avvik i samlet produksjon av elektrisitet fra referansebanen for Finland, i TWh

	Vannkraft	Kjerne-kraft	Fjernv. olje	Industrielt mottrykk	Kondens-kraft olje	Kondens-kraft kull	Gass-turbiner	Combined cycle	STIG ved	Kraftv. torv
CO ₂ -1-25	0,0	0,0	-14,8	-43,5	-4,2	-75,9	-14,9	-25,4	164,6	208,8
CO ₂ -1-40	0,0	0,0	-20,4	-50,8	-4,8	-107,0	-14,9	-107,3	136,6	208,8
CO ₂ -1-EV	0,0	0,0	-20,4	-50,8	-5,1	-107,0	-14,9	-113,6	117,6	208,8
CO ₂ -2-25	0,0	0,0	-10,8	-76,2	-5,1	-154,1	-14,9	-63,6	258,8	208,8
CO ₂ -2-40	0,0	0,0	-17,8	-214,5	-5,2	-158,0	-14,9	-160,2	245,6	208,8
CO ₂ -2-EV	0,0	0,0	-17,8	-214,5	-5,5	-166,7	-14,9	-227,4	245,6	208,8

noe tidligere enn i CO₂-1-40 som følge av at tidligere kjernekraftutfasing i Sverige får likevektsprisen for elektrisitet til å stige, og dette gjør produksjon av elektrisitet ved andre kraftverk mer lønnsomt.

7.5 Virkninger på handelsmønster og investeringer i transmisjonslinjer

7.5.1 Virkninger på handelsmønster

Handelen med elektrisitet påvirkes av økte CO₂-avgifter på grunn av at landene har forskjellige produksjonsmuligheter når det gjelder elektrisitet. Land med stor kapasitet for varmekraftproduksjon basert på fossile brenslere vil produsere mindre når samlet forbruk og dermed produksjon av elektrisitet i Norden går ned som følge av høyere likevektspriser for elektrisitet. Land med muligheter til økt produksjon basert på ikke-fossile teknologier som vannkraft og varmekraft basert på faste brenslere som torv og ved, vil produsere mer. Dette gir som utslag at handelsmønsteret vis slik at land med stor varmekraftproduksjon øker nettoimporten, mens land med stor vannkraftproduksjon øker nettoeksporten.¹³

Tabell 7.7 viser hvor mye elektrisitet som er transportert over en hel scenarioperiode mellom alle land hvor transmisjon finner sted, for alle scenariealternativene. Summen for hele Norden for et CO₂-avgifts-alternativ er størst når svensk kjernekraft utfases etter 40 år, og som oftest er den lavere i scenariealternativer med ingen utfasing eller utfasing etter 25 år. Denne sammenhengen kommer av at for handelen mellom to land går virkningen av kjernekraftutfasing i to retninger: Handelen øker eller er konstant mellom Norge og Danmark, mellom Norge og Finland og mellom Sverige og Finland med senere kjernekraftutfasing. Mellom Sverige og Danmark avtar handelen eller er konstant med senere kjernekraftutfasing, mens virkningen på handelen mellom Norge og Sverige ikke er entydig. Total transmisjon for Norden når man sammenligner

ulike CO₂-avgifts-baner, er minst når CO₂-avgiften følger mellomalternativet med opptrapping til 350 norske kroner pr. tonn utsluppet CO₂ i 1995 og konstant deretter. Dette kan forklares med at en moderat CO₂-avgift begrenser handelen som følge av høyere likevektspriser, mens en høyere avgift utløser handel på grunn av ulikheter landene imellom når det gjelder produksjonsteknologiene for elektrisitet.

Figur 7.16 og figur 7.17 viser hvordan elektrisitetshandelen mellom de nordiske landene fordeler seg over scenarioperioden for CO₂-1-40- og CO₂-2-25-alternativet.

Handelen mellom Sverige og Finland påvirkes klart av kjernekraftutfasing i Sverige. Handelen vis slik at Finland begynner å eksportere til Sverige eller at Sveriges eksport til Finland bortfaller/redueres. Økte CO₂-avgifter har en tilsvarende virkning, og dette har særlig sammenheng med redusert svensk produksjon i kullstøvkraftverk i forhold til referansebanen mot slutten av scenarioperioden for begge alternativene.

Handelen mellom Norge og Finland er som i referansebanen for CO₂-1-40, mens den etter kjernekraftutfasingen bortfaller/redueres en rekke år for CO₂-2-25.

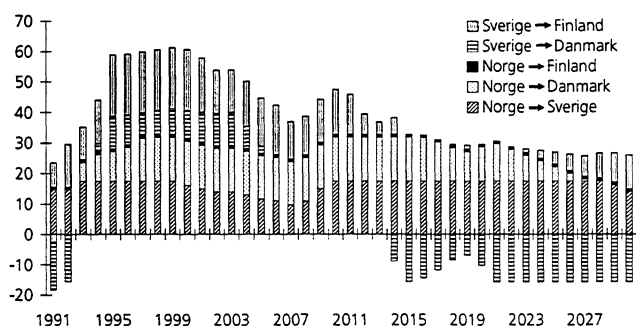
Mellom Sverige og Norge fører opptrappingen av CO₂-avgiften i begynnelsen av scenarioperioden til at eksporten til Sverige er større disse årene, og deler av denne eksporten er transitthandel gjennom Sverige til Finland. Så følger noen år på begynnelsen av 2000-tallet med mindre eksport til Sverige i begge alternativene enn i referansebanen, noe som skyldes at eksport til Danmark er mer lønnsomt fordi høyere CO₂-avgifter har redusert elektrisitetsproduksjonen i de kullbaserte kondenskraftverkene i Danmark. Særlig gjelder dette CO₂-1-40-alternativet, mens det i CO₂-2-25-alternativet kun er et lite utslag som følge av at tidlig svensk kjernekraftutfasing motvirker reduksjonen i eks-

Tabell 7.7 Total transmisjon av elektrisitet mellom de nordiske land gjennom scenarioperioden for de ulike alternativene, i TWh

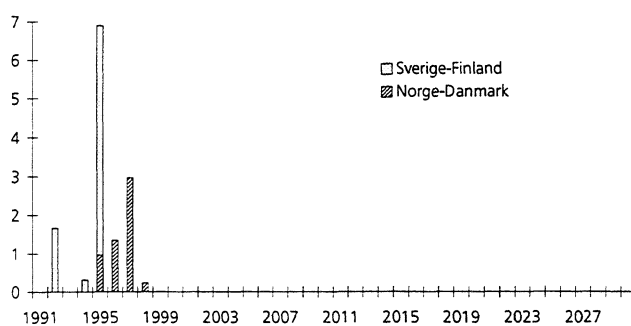
	REF-25	REF-40	REF-EV	CO ₂ -1-25	CO ₂ -1-40	CO ₂ -1-EV	CO ₂ -2-25	CO ₂ -2-40	CO ₂ -2-EV
Norge-Sverige	583,9	613,5	613,5	651,0	645,7	648,6	687,4	640,2	583,1
Norge-Danmark	79,6	100,2	100,2	358,8	412,2	459,4	511,2	576,9	606,4
Norge-Finland	35,2	35,2	35,2	30,1	35,2	35,2	24,9	33,9	35,2
Sverige-Danmark	537,9	438,4	438,4	427,5	360,9	197,4	429,5	373,0	177,2
Sverige-Finland	617,8	691,0	691,0	270,5	395,1	452,8	303,9	457,4	536,6
Norden	1854,4	1878,3	1878,3	1737,9	1849,1	1793,4	1956,9	2081,4	1938,5

13 I Amundsen, Bjørndalen og Rasmussen (1994) analyseres virkningen på norsk vannkrafteksport av å innføre et nord-europeisk elektrisitetsmarked med felles CO₂-avgifter. Nord-Europa er i deres modell definert som landene Norge, Sverige, Danmark, Finland, Tyskland (Vest-Tyskland), Nederland, Storbritannia og Frankrike. De analyserer virkningene på elektrisitetsmarkedene i år 2000 gitt en slik integrasjon. Deres hovedkonklusjon er at Norge vil øke sin transmisjonskapasitet mot Danmark og Tyskland sammenlignet med en regime uten integrering av elektrisitetsmarkedene. Norge vil eksportere 12 TWh til Danmark og 6 TWh til Tyskland i regimet med integrering. Uten integrering av elektrisitetsmarkedene vil Norge eksportere 6 TWh til Danmark, mens det blir ingen eksport til Tyskland. Norsk eksport av elektrisitet til Sverige og Finland påvirkes lite av integrering.

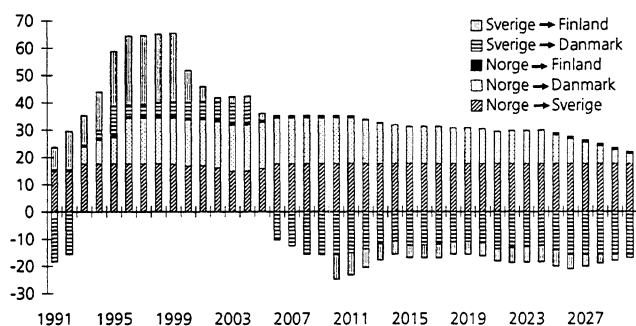
Figur 7.16 Handel med elektrisitet, CO₂-1-40-alternativet, i TWh



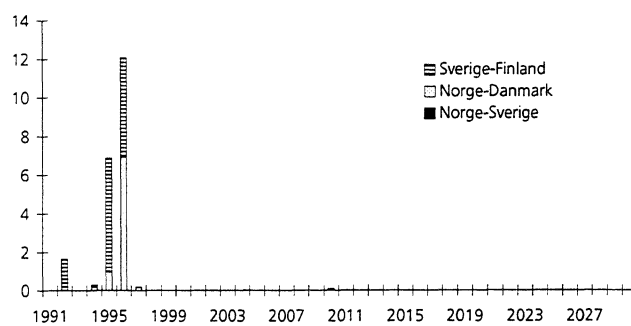
Figur 7.18 Samlede utvidelser av transmisjonslinjene, CO₂-1-40-alternativet, i TWh



Figur 7.17 Handel med elektrisitet, CO₂-2-25-alternativet, i TWh



Figur 7.19 Samlede utvidelser av transmisjonslinjene, CO₂-2-25-alternativet, i TWh



porten til Sverige gjennom økt etterspørsel etter elektrisitet fra de øvrige nordiske land. I resten av perioden er eksporten til Sverige så stor at all transmisjonskapasitet er utnyttet, med unntak av de to siste årene i CO₂-1-40-alternativet hvor den nedtrappes noe.

Eksporten fra Norge til Danmark blir klart påvirket av økte CO₂-avgifter. Mens det i referansebanen kun var eksport i årene 2000-2014, er det i CO₂-2-25-alternativet eksport til Danmark fra og med 1993 og ut perioden. I CO₂-1-40-alternativet er utviklingen tilsvarende med unntak av de tre siste årene hvor det er ingen handel.

Handelen mellom Sverige og Danmark påvirkes både av kjernekraftutfasing i Sverige og CO₂-avgiftens utvikling. Mens det i referansebanen bare var eksport fra Danmark til Sverige med unntak av noen perioder uten handel, får økte CO₂-avgifter som virkning at Sverige eksporterer elektrisitet til Danmark i en rekke år på grunn av at produksjonen i de danske kullkondenskraftverkene blir ulønnsom. Når Sverige trapper ned kjerne-

kraftproduksjonen stiger likevektsprisene for elektrisitet, og dette får som følge at handelsstrømmen etterhvert snur, og Danmark eksporterer til Sverige i begge alternativene i resten av scenarioperioden.

7.5.2 Virkninger på investeringer i transmisjonslinjer

Tabell 7.8 viser samlede utvidelser i transmisjonslinjer for elektrisitet mellom de nordiske landene. Innføring av økte CO₂-avgifter medfører at det ikke er lønnsomt med så store utvidelser av transmisjonslinjene mellom Sverige og Finland som i referansebanen. Det blir derimot lønnsomt med en utvidelse av kapasiteten mellom Norge og Danmark. I CO₂-2-40 blir det også lønnsomt med en utvidelse av kapasiteten mellom Sverige og Norge.

Figur 7.18 og figur 7.19 viser når utvidelsene av transmisjonsnettet i Norden skjer i CO₂-1-40- og CO₂-2-25-alternativene. Opptrappingen av CO₂-avgiftene fører til at transmisjonskapasiteten utvides i 1990-årene mellom Sverige og Finland og mellom Norge og

Tabell 7.8 Samlede utvidelser av transmisjonslinjene gjennom hele scenarioperioden, i TWh

	REF-25	REF-40	REF-EV	CO ₂ -1-25	CO ₂ -1-40	CO ₂ -1-EV	CO ₂ -2-25	CO ₂ -2-40	CO ₂ -2-EV
Norge-Sverige	0,06	0	0	0	0	0	0,1	5,64	0
Norge-Danmark	0	0	0	6,78	5,5	5,5	8,07	8,07	8,07
Sverige-Finland	25,23	25,23	25,23	7,89	7,89	7,89	13,04	13,04	13,04

Danmark. Utvidelsene er noe større i CO₂-2-25-alternativet enn i CO₂-1-40-alternativet. Mellom Norge og Sverige blir det lønnsomt med en liten utvidelse i CO₂-2-25-alternativet som kommer i 2010.

7.6 Virkninger på oljeforbruket

Når det pålegges økte CO₂-avgifter, får dette som konsekvens at prisen på olje til stasjonær bruk øker. Samtidig øker elektrisitetsprisen, noe som får etterspørselskurven for olje til å skifte utover for de sektorer med positiv krysspriselasitet mellom olje og elektrisitet. Dermed dempes den effekten som økt CO₂-avgift har på forbruket av olje. Tabell 7.9 viser hvordan samlet oljebruk over hele scenarioperioden endres i forhold til referansebanen for hver sektor. Et gjennomgripende trekk er at oljebruken påvirkes mer ved å gå fra en CO₂-avgiftsbane til en annen enn ved å skifte kjernekraftutfasingsalternativ for samme CO₂-avgiftsbane. For Norden som helhet ser man at oljebruken går ned med ca. 5 prosent i CO₂-1-banene og ca. 13 prosent i CO₂-2-banene i forhold til referansebanen. Men virkningen er ulik landene og sektorene imellom. Norges og Danmarks utvikling er omtrent som for Norden som helhet, mens Finland har en kraftigere reduksjon i forhold til referansebanen. Sverige skiller seg ut ved at sammenlignet med referansebanen, øker oljebruken i CO₂-1-banene, mens reduksjonen i CO₂-2-banene er

liten. Årsaken til Sveriges avvik er delvis at oljebruk er nesten like hardt beskattet i referansebanen som i CO₂-1-banene, og delvis innvirkning via relativt høye skalaelastisiteter og krysspriselasiteter olje-elektrisitet. Finlands store reduksjon kommer av lave vareavgifter i referansebanen og noe påvirkning via skalaelastisitetene. Treforedlingsindustrien i Sverige er den sektor hvor oljebruken prosentvis øker mest, mens treforedlingsindustrien i Finland har mest prosentvis tilbakegang i oljebruken. Disse ulikhetene kommer av forskjellig avgiftsbelastning i referansebanen, og av at Sveriges treforedlingsindustri har høy krysspriselasitet olje-elektrisitet, mens finsk treforedlingsindustri ikke øker oljebruken når elektrisitetsprisene øker. Ellers viser tabellen at husholdningssektoren er den sektor som har den største andelen i den reduserte oljebruken, noe som særlig skyldes at oljebruken minsker forholdsvis mye ved økende oljepriser.

Figur 7.20 viser hvordan oljebruken utvikler seg gjennom scenarioperioden for CO₂-1-40-alternativet i forhold til referansebanen. CO₂-avgiftenes harmonisering fram mot 1995 fører til økt svensk oljebruk, mens de andre landene reduserer oljebruken. Utviklingen i Sverige skyldes at de samlede svenske avgiftene på fyringsolje var høye også i referansebanen, mens de var lavere i de øvrige modellandene. Fram mot 2020 er

Tabell 7.9 Oljebruk over hele scenarioperiodene, avvik fra referansebanen i prosent og i TWh

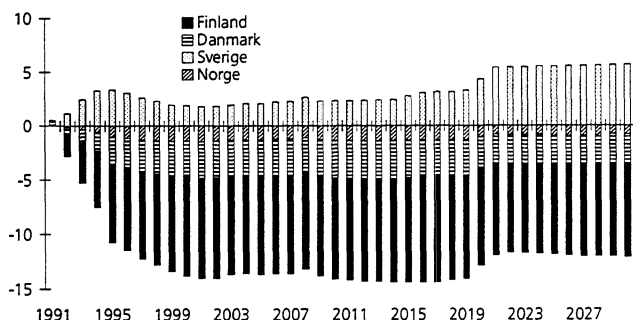
	CO ₂ -1-25		CO ₂ -1-40		CO ₂ -1-EV		CO ₂ -2-25		CO ₂ -2-40		CO ₂ -2-EV	
	Prosent	TWh	Prosent	TWh	Prosent	TWh	Prosent	TWh	Prosent	TWh	Prosent	TWh
Norge												
Metallindustri	-4,5	-2,0	-4,5	-2,0	-4,5	-2,0	-9,7	-4,2	-9,7	-4,2	-9,7	-4,2
Treforedling	-3,1	-1,1	-6,5	-2,4	-8,1	-2,9	-22,4	-8,1	-24,6	-8,9	-26,8	-9,7
Andre industrier	-3,5	-12,3	-3,9	-13,6	-4,1	-14,3	-10,2	-35,6	-10,5	-36,8	-11,0	-38,3
Servicenæringer	-2,5	-8,6	-2,8	-9,9	-3,0	-10,6	-8,2	-28,6	-8,5	-29,8	-9,1	-31,7
Husholdninger	-5,7	-13,8	-6,7	-16,2	-7,2	-17,5	-18,4	-44,5	-19,3	-46,5	-20,4	-49,3
Sum Norge	-3,7	-37,7	-4,3	-44,0	-4,6	-47,3	-11,9	-121,1	-12,4	-126,2	-13,1	-133,2
Sverige												
Metallindustri	-1,1	-1,3	-1,1	-1,3	-1,1	-1,3	-8,7	-10,3	-8,7	-10,3	-8,7	-10,3
Treforedling	22,4	29,1	19,3	25,1	17,8	23,1	13,5	17,5	10,9	14,2	8,0	10,5
Andre industrier	-0,8	-3,5	-0,8	-3,5	-0,8	-3,5	-7,5	-31,4	-7,5	-31,4	-7,5	-31,4
Servicenæringer	5,1	51,8	4,3	43,8	3,9	39,0	-3,9	-39,1	-4,6	-46,8	-5,7	-57,9
Husholdninger	9,5	76,7	8,0	64,9	7,1	57,9	-2,5	-20,6	-3,9	-31,8	-5,8	-47,2
Sum Sverige	6,2	152,8	5,2	129,0	4,6	115,2	-3,4	-83,8	-4,3	-106,1	-5,5	-136,2
Danmark												
Metallindustri	-8,4	-1,5	-8,4	-1,5	-8,4	-1,5	-13,2	-2,4	-13,2	-2,4	-13,2	-2,4
Næringsmiddelindustri	-8,6	-6,4	-8,6	-6,4	-8,6	-6,4	-14,1	-10,4	-14,1	-10,4	-14,1	-10,4
Andre industrier	-4,3	-17,7	-4,3	-17,7	-4,3	-17,7	-7,4	-30,1	-7,4	-30,1	-7,4	-30,1
Servicenæringer	-3,1	-13,7	-3,4	-14,9	-3,6	-15,7	-6,0	-26,7	-6,4	-28,2	-6,9	-30,6
Husholdninger	8,9	-69,9	-9,6	-75,6	-10,0	-79,0	-15,7	-123,2	-16,5	-129,6	-17,8	-139,8
Sum Danmark	-6,3	-108,8	-6,7	-115,9	-7,0	-120,1	-11,2	-192,9	-11,6	-200,6	-12,4	-213,3
Finland												
Metallindustri	-28,0	-19,9	-28,0	-19,9	-28,0	-19,9	-38,5	-27,3	-38,5	-27,3	-38,5	-27,3
Treforedling	-36,8	-13,1	-36,8	-13,1	-36,8	-13,1	-48,8	-17,3	-48,8	-17,3	-48,8	-17,3
Andre industrier	-7,8	-25,7	-7,8	-25,7	-7,8	-25,7	-12,4	-40,7	-12,4	-40,7	-12,4	-40,7
Servicenæringer	-10,1	-34,6	-10,6	-36,3	-10,9	-37,6	-16,4	-56,5	-17,0	-58,5	-17,8	-61,3
Husholdninger	-19,1	-222,2	-19,9	-232,6	-20,6	-239,9	-29,7	-346,2	-30,6	-356,9	-31,9	-371,5
Sum Finland	-16,2	-315,4	-16,8	-327,5	-17,3	-336,1	-25,1	-488,0	-25,7	-500,6	-26,6	-518,1
Sum Norden	-4,3	-309,2	-5,0	-358,6	-5,4	-388,3	-12,3	-885,7	-13,0	-933,6	-13,9	-1000,9

utviklingen ganske stabil, men etter 2020 kommer utslag som skyldes de høyere elektrisitetsprisene som kjernekraftnedtrappingen i årene 2012 til 2024 gir. I forhold til referansebanen øker svensk oljebruk i disse årene, mens de øvrige landenes oljebruk nærmer seg referansebanen noe.

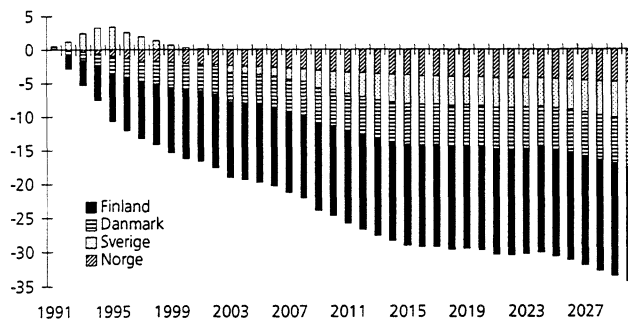
Utviklingen i CO₂-2-25-alternativet i forhold til referansebanen er beskrevet i Figur 7.21. Her øker CO₂-

avgiftene hele veien, og etterhvert blir oljebruken redusert i forhold til referansebanen i alle de nordiske landene. Kjernekraftnedtrappingen i årene 1997-2009 påvirker oljebruken litt i årene 2005-2009. Fra 2012 til 2025 er avvikene i forhold referansebanen ganske stabile. De siste årene fases elektrisitetsproduksjon i kullstøvkraftverk inn, og veksten i cif-prisene for elektrisitet blir lavere. Sammenlignet med referansebanen øker dermed avvikene i oljebruken noe på grunn av positive

Figur 7.20 Økning i oljebruk fra referansebanen for CO₂-1-40-alternativet, i TWh



Figur 7.21 Økning i oljebruk fra referansebanen for CO₂-2-25-alternativet, i TWh



Tabell 7.10 Allokering av norsk naturgass i de ulike alternativene

	Trollfjeldet Norge	Trollfjeldet Sverige	Trollfjeldet Danmark	Haltenbanken, Norge	Haltenbanken, Sverige
REF-25-alternativet, total utbygget kraftproduksjonskapasitet i TWh.	16,06	10,58	18,67	21,52	
REF-25-alternativet, sum TWh produsert i løpet av hele perioden.	482,86	277,55	527,17	274,16	
REF-25-alternativet, oppbyggingsperiode for gasskraftproduksjonskapasitet.	2000-04	2004-05	2002-05	2013-24	
REF-40-alternativet, total utbygget kraftproduksjonskapasitet i TWh.	22,71		22,61	21,52	
REF-40-alternativet, sum TWh produsert i løpet av hele perioden.	627,92		545,57	203,03	
REF-40-alternativet, oppbyggingsperiode for gasskraftproduksjonskapasitet.	2001-09		2004-09	2016-27	
Referansebanen, total utbygget kraftproduksjonskapasitet i TWh.	22,71		22,61	21,52	
Referansebanen, sum TWh produsert i løpet av hele perioden.	627,92		545,57	203,03	
Referansebanen, oppbyggingsperiode for gasskraftproduksjonskapasitet.	2001-09		2004-09	2016-27	
CO ₂ -1-25-alternativet, total utbygget kraftproduksjonskapasitet i TWh.	9,54	20,12	15,65		21,52
CO ₂ -1-25-alternativet, sum TWh produsert i løpet av hele perioden.	240,53	480,83	387,16		442,51
CO ₂ -1-25-alternativet, oppbyggingsperiode for gasskraftproduksjonskapasitet.	2004-08	2006-08	2005-09		2010-12
CO ₂ -1-40-alternativet, total utbygget kraftproduksjonskapasitet i TWh.	18,36		26,96		21,52
CO ₂ -1-40-alternativet, sum TWh produsert i løpet av hele perioden.	375,47		479,88		284,75
CO ₂ -1-40-alternativet, oppbyggingsperiode for gasskraftproduksjonskapasitet.	2008-15		2008-15		2017-19
CO ₂ -1-EV-alternativet, total utbygget kraftproduksjonskapasitet i TWh.	22,29		23,02	3,85	17,68
CO ₂ -1-EV-alternativet, sum TWh produsert i løpet av hele perioden.	434,67		402,7	35,26	167,4
CO ₂ -1-EV-alternativet, oppbyggingsperiode for gasskraftproduksjonskapasitet.	2008-17		2008-17	2021-22	2020-23
CO ₂ -2-25-alternativet, total utbygget kraftproduksjonskapasitet i TWh.	7,07	12,06	26,18		21,52
CO ₂ -2-25-alternativet, sum TWh produsert i løpet av hele perioden.	171,3	265,61	648,66		407,1
CO ₂ -2-25-alternativet, oppbyggingsperiode for gasskraftproduksjonskapasitet.	2005-09	2008-10	2005-10		2010-14
CO ₂ -2-40-alternativet, total utbygget kraftproduksjonskapasitet i TWh.	16,52		28,79		21,52
CO ₂ -2-40-alternativet, sum TWh produsert i løpet av hele perioden.	271,06		474,79		235,88
CO ₂ -2-40-alternativet, oppbyggingsperiode for gasskraftproduksjonskapasitet.	2013-17		2011-17		2019-21
CO ₂ -2-EV-alternativet, total utbygget kraftproduksjonskapasitet i TWh.	22,45		22,86	6,88	14,64
CO ₂ -2-EV-alternativet, sum TWh produsert i løpet av hele perioden.	317,38		355,07	34,53	79,24
CO ₂ -2-EV-alternativet, oppbyggingsperiode for gasskraftproduksjonskapasitet.	2014-21		2011-21	2025-27	2024-27

krysspriselastisiteter mellom olje og elektrisitet i mange sektorer.

7.7 Virkninger på bruk av norsk naturgass til kraftproduksjon

Tabell 7.10 gir en oversikt over hvordan norsk naturgass allokeres mellom de nordiske landene i de ulike scenariene. Innføring av økte CO₂-avgifter kombinert med svensk kjernekraftutfasning medfører at gass fra Haltenbanken i sin helhet brukes til gasskraftproduksjon i Sverige, mens i alternativene med økte CO₂-avgifter og ingen svensk kjernekraftutfasning blir en mindre del av naturgassen fra Haltenbanken brukt i Norge og resten i Sverige. Hvis Sverige faser ut kjernekraften reduseres norsk bruk av Trollfelt-gass med økende CO₂-avgift, mens uten kjernekraftutfasning påvirkes norsk bruk av Trollfelt-gass svært lite av CO₂-avgiftens størrelse.

Med kjernekraftutfasning etter 25 års drift øker svensk bruk av Trollgass fra REF-25- til CO₂-1-25-alternativet og avtar fra CO₂-1-25-alternativet til CO₂-2-25-alternativet, mens det motsatte er tilfelle for Danmark. Dette skyldes at i CO₂-1-25-alternativet er de danske produktjonskostnadene for de kullkondenskraftverkene som eksisterte før basisåret lavere enn totalkostnadene for nye gasskraftverk basert på gass fra Trollfeltet, mens det motsatte er tilfellet i CO₂-2-25-alternativet. Dermed etterspør Danmark i CO₂-2-25-alternativet Trollfelt-gass tidligere enn Sverige, mens i CO₂-1-25-alterna-

tivet begynner Danmark og Sverige å etterspørre Trollfeltgass omtrent samtidig.

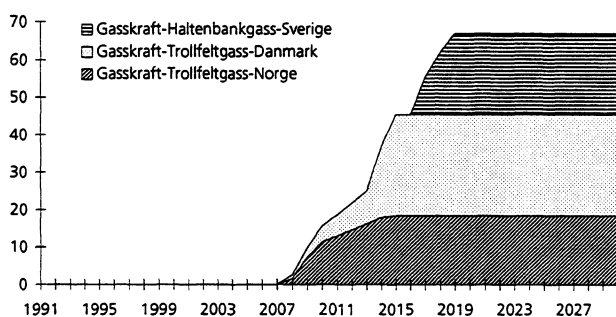
Økt CO₂-avgift for gitt kjernekraftutfasningsalternativ medfører at utbyggingen av kraftproduksjonskapasitet i Norden basert på naturgass fra Trollfeltet og Haltenbanken forskyves utover i scenarioperioden. Figur 7.22 viser hvordan norsk naturgass allokeres mellom de nordiske landene i CO₂-1-40-alternativet. Sammenlignet med referansebanen skjer utbyggingen noen år senere som følge av at økte CO₂-avgifter har medført høyere brenselkostnader på gasskraft. Kjernekraftutfasningen medfører at naturgassen fra Haltenbanken brukes i Sverige i stedet for i Norge.

Figur 7.23 viser allokeringen av norsk naturgass mellom de nordiske landene i CO₂-2-25-alternativet. Kombinasjonen av høye CO₂-avgifter og tidlig kjernekraftutfasning medfører at utbyggingen av gasskraft basert på norsk naturgass i de nordiske landene begynner noe senere enn i referansebanen og noe tidligere enn i CO₂-1-40-alternativet. Sammenlignet med gasskraftutbyggingen i referansebanen bygges det ut mye mindre i Norge, mye mer i Sverige og en del mer i Danmark.

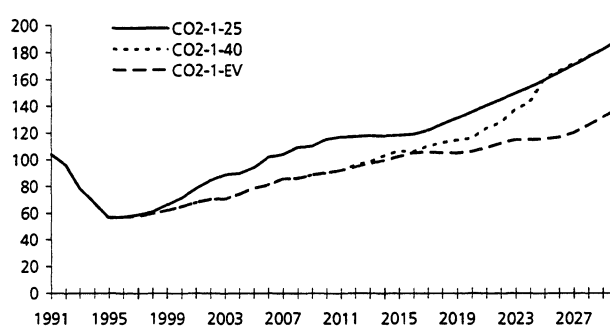
7.8 Virkninger på CO₂-utslipp

Figur 7.24 og figur 7.25 viser utviklingen i CO₂-utslippene for alternativene med forhøyet CO₂-avgift. Et hovedtrekk er at økte CO₂-avgifter demper CO₂-utslippene betraktelig. I de alternativene hvor svensk kjerne-

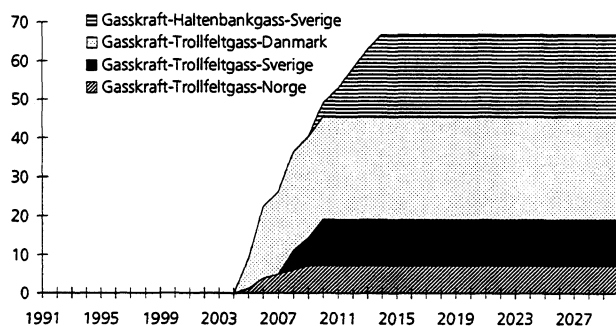
Figur 7.22 Allokering av gass fra norsk sokkel i TWh pr. år, CO₂-1-40-alternativet



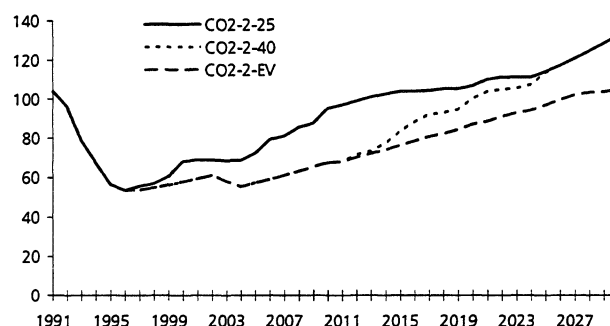
Figur 7.24 CO₂-utslipp i CO₂-1-alternativene, i millioner tonn



Figur 7.23 Allokering av gass fra norsk sokkel i TWh pr. år, CO₂-2-25-alternativet



Figur 7.25 CO₂-utslipp i CO₂-2-alternativene, i millioner tonn



kraft utfases før 2030, blir utslippene av CO₂ i 2030 redusert med henholdsvis 92 millioner tonn CO₂ for CO₂-1-alternativene og 148 millioner tonn for CO₂-2-alternativene sammenlignet med tilsvarende alternativer med CO₂-avgift som i 1991. Selv om reduksjonen er kraftig i forhold til referansebanen, oppnås det ikke å stabilisere CO₂-utslippene. Selv i scenarioet CO₂-2-EV hvor svensk kjernekraft ikke utfases, og CO₂-avgiftene i slutten av scenarioperioden øker til 1050 norske kroner pr. tonn utslippet CO₂, er det en liten stigning i CO₂-utslippene i 2030 i forhold til startåret 1991. Nedgangen i utslippene som skjer i begynnelsen av scenarioperioden skyldes særlig den kraftige opptrappingen av CO₂-avgiften som skjer til å begynne med, men også at depresieringen av kapasiteten for kullkondenskraft i Danmark og Finland er størst i begynnelsen av scenarioperiodene. Ellers ser man at utslippene av CO₂ blir de samme mot slutten av perioden i de alternativene hvor CO₂-avgiften er den samme og svensk kjernekraft utfases. Dette skyldes at forskjeller i kjernekraftutfasing ikke har endret produksjonsstrukturen på en slik måte at CO₂-utslippene for Norden som helhet har blitt påvirket etter at utfasingen er ferdig, selv om fordelingen av utslippene landene imellom er endret. Mot slutten av scenarioperioden er økningen i CO₂-utslippene omtrent de samme hvert år for hvert alternativ med unntak av CO₂-2-EV. Dette skyldes at produksjonen i «backstoppteknologien» kullstøvkraft er begynt i Danmark og Sverige i alle scenarier med unntak av CO₂-2-EV-alternativet.

Figur 7.26 og figur 7.27 viser utviklingen i CO₂-utslippene for CO₂-1-40- og CO₂-2-25-alternativene. Som figurene viser, er det nedgangen i utslippene i Finland og Danmark som får utslippene for Norden til å bli klart lavere i begynnelsen av scenarioperioden. Utviklingen i Danmark og Finland skyldes hovedsakelig redusert kullkondenskraftproduksjon. Utslippene i Norge er omtrent stabile, mens utslippene i Sverige øker i tilsvarende periode. Etter dette kommer en periode hvor utslippene i Norden er omtrent stabile. Så blir gasskraft basert på naturgass fra Nordsjøen og Russland utbygd, og utslippene øker kraftig. Når all tilgjengelig gass blir brukt til elektrisitetsproduksjon følger for CO₂-2-25-alternativet en periode med omtrent stabile utslipp. Deretter avsluttes perioden med økende utslipp som følge av utbygging av kullstøvkraft i Sverige og Danmark. For CO₂-1-40 avsluttes scenarioperioden tilsvarende med unntak av at det ikke er en pause mellom avslutningen av gasskraftutbyggingen og begynnelsen av kullstøvkraftverktbyggingen. Utslippene fra sluttbruk av olje øker for begge alternativene etter 1995. Økningen er klart størst for CO₂-1-40-alternativet, og på tross av de høye CO₂-avgiftene i CO₂-2-25-alternativet stabiliseres ikke den delen av CO₂-utslippene som stammer fra sluttbruk av olje.

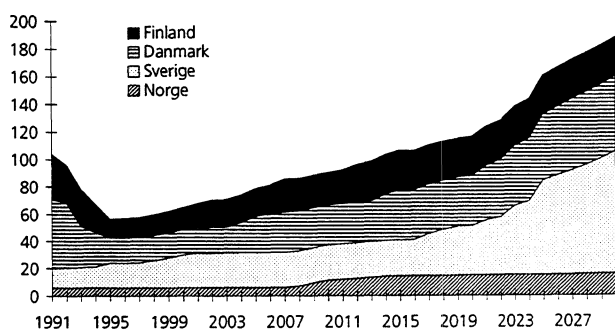
7.9 Velferdsvirkninger

Når CO₂-avgiftene øker, er velferdsvirkningene summen av endringer i innkomne CO₂-avgifter, konsumentoverskudd og produsentoverskudd.

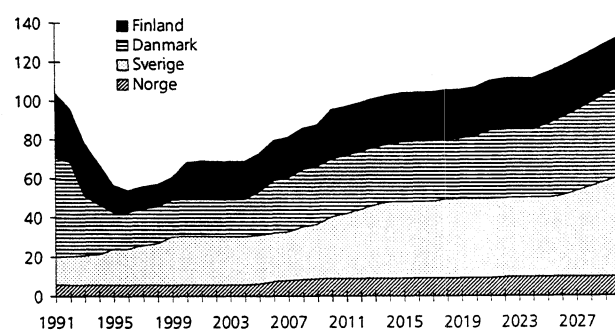
Tabell 7.11 viser diskonterte velferdsvirkninger sammenlignet med referansebanen for alternativene med økt CO₂-avgift. For Norden samlet sett øker samfunnsmessig overskudd når man øker CO₂-avgiftene. Dette er stikk i strid med hva økonomisk teori sier skal skje når en stykkavgift innføres, men det er en enkel forklaring. Siden CO₂-avgiften øker prisen på fyringsolje fører dette til at etterspørselen etter elektrisitet øker som følge av positiv krysspriselastisitet mellom olje og elektrisitet for noen sektorer. Dermed blir anslagene på konsumentoverskuddene så mye større at anslaget på samfunnsmessig virkning av CO₂-avgifter får galt fortegn. Men når det gjelder virkningen av kjernekraftutfasing, er den slik at tidligere kjernekraftutfasing reduserer samfunnsmessig overskudd. Selv om tallene for Norden samlet er noe tvilsomme, er virkningen for de enkelte landene mer til å stole på når det gjelder hvem som relativt sett taper og vinner i forhold til referansebanen.

Norge tjener kraftig på innføring av CO₂-avgifter fordi dette får verdien av landets vannkraftproduksjon til å stige så kraftig som følge av økt elektrisitetspris og økt produksjon av vannkraft at det mer enn oppveier tapet for konsumentene som høyere elektrisitetspris fører til. Virkningene av svensk kjernekraftutfasing er mye mindre enn virkningene av CO₂-avgiftene, men jo tidligere Sverige faser ut sin kjernekraft jo gunstigere er det for Norge.

Figur 7.26 CO₂-utslipp i millioner tonn for de nordiske land i CO₂-1-40-alternativet



Figur 7.27 CO₂-utslipp i millioner tonn for de nordiske land i CO₂-2-25-alternativet



Tabell 7.11 Velferdsvirkninger elektrisitetsmarkedet i forhold til referansebanen, diskonterte tall i milliarder norske 1995-kroner (7 prosent diskonteringsrente)

	CO ₂ -1-25	CO ₂ -1-40	CO ₂ -1-EV	CO ₂ -2-25	CO ₂ -2-40	CO ₂ -2-EV
Norge	93,4	88,9	89,5	161,3	158,4	154,0
Sverige	-176,3	-63,4	-24,6	-180,7	-29,3	47,5
Danmark	-24,7	-39,3	-46,1	-52,4	-76,4	-90,2
Finland	27,1	16,8	16,8	33,8	-0,4	-6,1
Norden	-80,7	3,1	35,7	-38,0	52,4	105,2

Tabell 7.12 Velferdsvirkninger i forhold til referansebanen for CO₂-1-40, diskonterte tall i milliarder norske 1995-kroner (7 prosent diskonteringsrente)

	Norge	Sverige	Danmark	Finland	Norden
Metallindustri	-43,1	-14,6	-1,9	-7,3	-66,8
Treforedlingsindustri	-2,1	-38,1	-10,3	-30,8	-81,5
Andre industrier	-31,1	-68,2	-14,7	-27,3	-141,5
Service næringer	-78,7	-159,2	-42,8	-22,7	-303,3
Husholdninger	-55,8	-105,8	-21,3	-6,3	-189,1
Sum konsumentoverskudd	-211,0	-385,8	-91,1	-94,4	-782,2
Produsentoverskudd	287,9	265,8	-44,8	44,8	553,7
Sum konsument- og produsentoverskudd	76,9	-120,0	-135,9	-49,5	-228,5
CO ₂ -avgifter	12,1	56,7	96,5	66,4	231,7
Sum elmarkedet	88,9	-63,4	-39,3	16,8	3,1

Tabell 7.13 Velferdsvirkninger i forhold til referansebanen for CO₂-2-25, diskonterte tall i milliarder norske 1995-kroner (7 prosent diskonteringsrente)

	Norge	Sverige	Danmark	Finland	Norden
Metallindustri	-72,8	-24,4	-3,0	-11,7	-111,9
Treforedlingsindustri	-3,1	-47,8	-17,0	-48,0	-115,9
Andre industrier	-56,1	-123,2	-25,3	-48,4	-252,9
Service næringer	-148,0	-263,8	-78,5	-56,0	-546,4
Husholdninger	-96,5	-159,0	-41,1	-29,0	-325,6
Sum konsumentoverskudd	-376,6	-618,4	-164,9	-193,0	-1352,7
Produsentoverskudd	523,7	316,5	-39,0	119,9	921,1
Sum konsument- og produsentoverskudd	147,2	-301,9	-203,8	-73,1	-431,7
CO ₂ -avgifter	14,3	121,2	151,3	106,9	393,7
Sum elmarkedet	161,3	-180,7	-52,4	33,8	-38,0

Sverige taper på innføring av CO₂-avgifter i forhold til referansebanen med unntak av CO₂-2-EV hvor effekten av positiv krysspriselasitet elektrisitet-olje overstiger det «dødviktstapet» som ville kommet om det kun var endringer i elektrisitetsprisen. Ved å fase ut kjernekraften tidligere taper Sverige mye, men ikke så mye som enkelte i den svenske debatten har hevdet. Ved å fase ut etter 25 år istedenfor etter 40 år, taper Sverige 112,9 milliarder norske kroner med CO₂-avgift som i CO₂-1-alternativene og 151,4 milliarder med CO₂-avgift som i CO₂-2-alternativene. Med CO₂-avgifter som i referansebanen så tapte Sverige 77,4 milliarder

som vist i kapittel 6. Konklusjonen blir at gitt de forutsetninger som er gjort i modellen, er de anslag på 270 milliarder svenske kroner som tre fagforeningsledere fra tunge industriforbund i Sverige har brukt i den svenske debatten overdrevet. Overdrivelsen skyldes blant annet at de har brukt nominelle tall. De nominelle tall som modellen gir for tapet med utfasing etter 25 år isteden for etter 40 år, er 200,3 milliarder norske kroner for CO₂-avgift som i REF-alternativene, 286,6 milliarder for CO₂-avgift som i CO₂-1-alternativene og 397,1 milliarder for CO₂-avgift som CO₂-2-alternativene.

Danmark taper i alle alternativer når økt CO₂-avgift innføres, og dette skyldes at produsentene i motsetning til i resten av Norden nesten utelukkende bruker fossile brenslere til å produsere elektrisitet. I referansebanen tjente eierne av de kraftverkene som fantes i Danmark før startåret på at likevektsprisen økte utover i scenariorperioden. Med økte CO₂-avgifter blir eierne av denne kapasiteten en rekke år marginalprodusenter som får svært små overskudd. Over hele scenariorperioden blir dette et tap i forhold til referansebanen. Konsumenten taper også i forhold til referansebanen på grunn av høyere likevektspriser. Den danske statens inntekter av CO₂-avgiften er ikke stor nok til å oppveie tapet i produsent- og konsumentoverskudd. De danske tapene blir større jo senere Sverige faser ut kjernekraften. Dette skyldes at likevektsprisene er lavere i en del år, og dermed får noen danske elektrisitetsprodusenter lavere produsentoverskudd. Desto høyere CO₂-avgiften er, jo større er tapet for Danmark totalt sett. Dette kommer av at konsumentene taper på økte elektrisitetspriser, mens produsentene omtrent kommer uendret ut fordi de må betale høyere CO₂-avgifter.

I forhold til referansebanen tjener Finland på at CO₂-avgiftene heves til nivået i CO₂-1-alternativene. Virkningen av en heving av CO₂-avgiften til nivået for CO₂-2-alternativene avhenger av når Sverige utfaser kjernekraften; utfasing etter 25 år gir en positiv nettoeffekt for Finland i forhold til referansebanen, mens senere utfasing gir et lite tap. Desto senere Sverige faser ut kjernekraften, jo mindre gunstig er det for Finland. Dette skyldes mindre gevinster for produsentene som følge av lavere likevektspriser for elektrisitet i del år.

Når elektrisitetsproduksjonen pålegges økte CO₂-avgifter blir likevektsprisene på elektrisitet betydelig høy-

ere. Dette vil påvirke tilpasningen på de øvrige produkt- og faktormarkedene i de nordiske landene. Dette er ikke modellert i modellen, og velferdsvirkningene i tabell 7.11 er dermed beheftet med betydelig usikkerhet. I energiintensive sektorer som metallindustri og treforedling vil antagelig produksjonen bli langt mindre enn det som blir utfallet i modellen. Selv om virkningene på produksjonsnivåene ikke blir så kraftige i andre sektorer som i de energiintensive, er det trolig at også disse sektorene vil bli betydelig påvirket av høyere likevektspriser for elektrisitet.

Virkingen på norsk petroleumsformue av økte nordiske CO₂-avgifter for gitt kjernekraftutfasingsalternativ er negativ. Dette skyldes at økte CO₂-avgifter medfører at prisen på norsk naturgass levert til elektrisitetsproduksjon blir høyere, og dermed blir en del av de norske naturgassreservene blir utvunnet senere. Dette reduserer nåverdien av de norske naturgass-reservene, jmfør avsnitt 6.9. Tilsvarende medfører tidligere kjernekraftutfasning for gitt CO₂-avgift at en del av de norske naturgassreservene utvinnes tidligere, og nåverdien av de norske naturgassreservene blir større. Økt CO₂-avgift medfører lavere oljeforbruk i de nordiske landene, og ved hjelp av et tilsvarende resonnement som i avsnitt 6.9 betyr dette en reduksjon i den norske oljeformuen. Effekten på oljeformuen er imidlertid marginal sammenlignet med effekten på gassformuen.

Tabell 7.12 og tabell 7.13 viser hvilke sektorer i de ulike landene som tjener og taper i forhold til referansebanen i CO₂-1-40- og CO₂-2-25-alternativene. I begge alternativene taper alle sektorer som etterspør elektrisitet sammenlignet med referansebanen, noe som skyldes høyere likevektspriser for elektrisitet, mens produsentene av elektrisitet i alle land unntatt Danmark tjener på innføring av høyere CO₂-avgifter. Årsaken til at produsentene i Danmark taper, er forklart tidligere i kapittel 7.8. Svenske produsenter tjener også, noe som skyldes at det vannkraftprodusentene tjener mer på de høyere likevektsprisene i forhold til referansebanen mer enn oppveier kjernekraftprodusentenes tap som følge av tidligere kjernekraftutfasning. For alle land utenom Norge, er det et tap i forhold til referansebanen før innkomne CO₂-avgifter medregnes. Summen av innkomne CO₂-avgifter er så betydelige for Norden samlet at de omtrent oppveier det som konsumentene og produsentene samlet taper. I begge alternativene er innkomne CO₂-avgifter i Norge moderate i forhold til de øvrige landene, noe som naturligvis skyldes at fossilbasert produksjon av elektrisitet over scenarioperioden er beskjedent i Norge i forhold til de øvrige landene. De elektrisitetskonsumerende sektorer som taper mest i absolutte tall, er for alle land servicenæringene.

8. Oppsummering

Svensk kjernekraftutfasing påvirker ifølge modellanalysene energimarkedene i Norden på flere måter.

Hvis kjernekraften fases ut, vil likevektsprisene på elektrisitet i Sverige gå opp. Siden det er fri handel med elektrisitet mellom de nordiske landene, øker elektrisitetsprisene også i Norge, Danmark og Finland. De økede likevektsprisene medfører at produksjonen av elektrisitet i alle land med unntak av Sverige øker. I Sverige øker produksjonen fra andre produksjonsteknologier enn kjernekraften. På grunn av at høyere priser på elektrisitet medfører lavere forbruk, går samlet produksjon av elektrisitet i Norden ned ved en svensk kjernekraftutfasing, siden samlet forbruk av elektrisitet per definisjon er lik samlet produksjon av elektrisitet. Med høyere produksjon og lavere forbruk av elektrisitet i Norge, Danmark og Finland, medfører kjernekraftutfasingen at Sverige reduserer eksporten til og/eller øker importen fra de øvrige modellandene.

I alternativene med høyere CO₂-avgifter enn i referansebanen, blir det bygget ut kraftverk i Sverige og Finland som bruker ved og torv som brensel, uansett om Sverige faser ut kjernekraften eller ikke.

Fordelingen av norsk naturgass til bruk i elektrisitetsproduksjon i de nordiske landene påvirkes klart av svensk kjernekraftutfasing. I referansebanen brukte ikke Sverige norsk naturgass i det hele tatt. Hvis Sverige faser ut kjernekraften etter 25 år, bygges det ut, avhengig av CO₂-avgiftens størrelse, gasskraftverk i Sverige basert på gass fra Trollfeltet i et omfang på 10-20 TWh. Produksjon i gasskraftverk i Norge og Danmark reduseres tilsvarende. All gass fra Haltenbanken ble brukt til gasskraftproduksjon i Norge i de alternativene hvor CO₂-avgiftene var på 1991-nivå gjennom hele scenarioperioden. I alternativene med økt CO₂-avgift og svensk kjernekraftutfasing derimot, ble all naturgass fra Haltenbanken brukt til gasskraftproduksjon i Sverige.

Markedene for sluttbruk av olje i Norden påvirkes indirekte av svensk kjernekraftutfasing ved at prisstigning på elektrisitet får etterspørselen etter olje til å stige i en rekke sektorer hvor det er substitusjonsmuligheter

mellom elektrisitet og olje. Virkningen er imidlertid beskjeden. Avhengig av CO₂-avgiftens størrelse, øker oljeforbruket målt over hele scenarioperioden med mellom 0,2 prosent og 0,7 prosent hvis man sammenligner utfasing etter 25 års drift med utfasing etter 40 års drift. I modellanalysene medførte høyere CO₂-avgifter at virkningen på oljeforbruket av svensk kjernekraftutfasing ble større.

De akkumulerte CO₂-utslippene over hele scenarioperioden blir høyere i Norden desto tidligere Sverige faser ut kjernekraften. Dette skyldes økt elektrisitetsproduksjon basert på fossile brensler og økt bruk av fyringsolje som følge av høyere elektrisitetspriser. Ved å øke CO₂-avgiftene til nivået i de to avgiftsalternativene i modellanalysen, reduseres CO₂-utslippene mer enn den økningen i utslippene som følger av kjernekraftutfasingen.

Velferdsvirkningene for Norden som helhet ved en tidligere kjernekraftutfasing i Sverige er entydig negative. Avhengig av nivået på CO₂-avgiftene, ligger det samlede neddiskonterte nordiske velferdstapet på mellom 75 og 90 milliarder norske 1995-kroner ved at Sverige framskynder nedleggelsen av kjernekraften på en slik måte at produksjonen i hver reaktor blir stoppet etter 25 års drift i stedet for etter 40 års drift. Tapet øker med økende CO₂-avgift. Av de nordiske landene, er det Sverige som er taperen. Med CO₂-avgifter som i referansebanen, er svenskenes tap omtrent som reduksjonen i Nordens samfunnsmessige overskudd, mens for de øvrige modellandene oppveies reduksjonen i konsumentoverskuddene av tilsvarende økning i produsentoverskuddene. Med høyere CO₂-avgifter enn i referansebanen, taper Sverige enda mer enn totalvirkningen for hele Norden, Norge er omtrent uberørt, mens Finland og Danmark får en samlet gevinst som øker med økende CO₂-avgift.

Analysene av virkningene av svensk kjernekraftutfasing på nordiske energimarkedene har gitt en del interessante resultater.

Men analysene har tatt utgangspunkt i en partiell likevektsmodell hvor substitusjon mellom energi og andre

innsatsfaktorer ikke er mulig. Videre er veksttakten i de nordiske økonomiene fastslått eksogent. Dermed ses det bort fra de virkningene som økende elektrisitetspriser kan ha på disse faktorene. En utvidelse av modellen med makroøkonomiske moduler for hvert land, vil gjøre det mulig å studere virkningene av svensk kjernekraftutfasing i en mer generell modell.

En annen begrensning ved modellen, er at periodelengden er et helt år. Dermed ses det bort fra at etterspørselen etter elektrisitet viser døgn-, uke- og sesongvariasjoner. Utvidelse av modellen slik at den tar hensyn til dette kan gi interessante resultater. Blant annet vil kort-siktig kraftutveksling legge beslag på en del av transmisjonskapasiteten mellom modellandene. I modellanalysene kunne transmisjonskapasiteten i sin helhet brukes til eksport/import av fastkraft. Å utvide modellen slik at den tar hensyn til stokastikken i nedbør og temperatur vil gjøre modellen mer realistisk, siden både vannkraftproduksjonen og etterspørselen etter energivarer avhenger av disse faktorene.

I de kommende år vil transmisjonskapasiteten mellom Norden og de nord-europeiske landene utvides betraktelig. Dette vil føre til en utjevning av elektrisitetsprisene mellom disse regionene. Å utvide modellen slik at den hensyn til dette, kan gjøres på flere måter. Å koble modellen opp mot SSBs SEEM-modell som er en modell for energietterspørsel i Europa vil være én mulighet. Andre utvidelser av modellen kan være å studere utslipp av andre forurensende gasser enn CO₂, for eksempel SO₂ og NO_x. Utslipp av slike gasser vil øke ved en svensk kjernekraftutfasing på grunn av økt produksjon av elektrisitet i kraftverk som bruker fossile brensler. En interessant innfallsvinkel kan være å korrigere eksterne effekter som følge av SO₂- og NO_x-utslipp ved hjelp av SO₂- og NO_x-avgifter.

Referanser

- Amundsen, E. S., J. Bjørndalen og H. Rasmussen (1994): Export of Norwegian hydropower under a common European regime of environmental taxes, *Energy economics* **16**, 271-280.
- Aune, F. R., T. Bye og T. A. Johnsen (1995): Kostnader ved nedleggelse av svenske atomkraftverk, *Økonomiske analyser* 1995, 7, Statistisk sentralbyrå, 3-10.
- Barsebäck Kraft AB (1993): Årsredovisning 1993, Löddeköpinge: Barsebäck Kraft AB.
- Bergman, L. og K.-L. Mäler (1983): *I stället för kärnkraft, Energi efter år 2010, Kärnkraftsavveckling och energipolitiska strategier, en samhällsekonomisk analys*, Rapport til 1981 års energikomité, DSI 1983:19, Stockholm: Industridepartementet.
- Bergman, L., T. Hartman, L.Hjalmarsson og S. Lundgren (1994): *Den nye elmarknaden*, Stockholm: SNS Forlag.
- Bjorvatn, K. og S.Tjøtta (1993): Deregulation and common carriage in the nordic power system, *Energy journal* **14**, 57-74.
- Brooke, A., D. Kendrick og A. Meeraus (1992): *GAMS: A user's guide - Release 2.25*, San Francisco: The Scientific Press.
- Bye, T., E. Gjelsvik, T. A. Johnsen, S. Kverndokk og H. T. Mysen (1994): *CO₂-utslipp og det nordiske elektrisitetsmarkedet, en modellanalyse*, TemaNord rapport 1995:539, København: Nordisk Ministerråd.
- Bye, T., T. A. Johnsen og H. T. Mysen (1995): Naturgass i et nordisk kraftmarked, *Sosialøkonomen* **49**, 2, 18-27.
- Ethier, W. J. (1988): *Modern international economics, second edition*, New York: W.W. Norton & Company.
- Forsmarks kraftgrupp (1993): Årsredovisning 1993, Östhammar: Forsmarks kraftgrupp Aktiebolag.
- Förhandlinger Nationalekonomiska föreningen (1986): Ekonomi- og miljøkonsekvenser av kärnkrafts-avveckling, Förhandlinger Nationalekonomiska föreningen 1986-10-29, *Ekonomisk debatt* **15**, 69-86.
- Gjelsvik, E. (1993): Kraftmarkedene i Norden, Dokumentasjonsnotat for Nordisk energimarkedsmodell, Statistisk sentralbyrå.
- Hultkrantz, L. (1992): «Energikonsumtionens sociala kostnad, en förstudie» i *Biobränslen för framtiden, bilagdel*, Svenska offentlige utredningar 1992:91, Stockholm: Allmänna Förlaget.
- Johnsen, T. A. og H. T. Mysen (1994): Et felles norsk-svensk kraftmarked, *Økonomiske analyser* 1994, 7, Statistisk sentralbyrå, 12-19.
- Jones-Lee, M. W. (1989): *The economics of safety and physical risk*, Oxford: Basil Blackwell.
- Kristoferson, L., B. Kjellström og P. J. Svenningsson (1986): *Katastrofrisker i energisystemet, Statens Energiverk*, 1986:R18, Stockholm: Allmänna Förlaget.
- Källstrand, Å. (1992): Försäkringspremier för svenska kjernekraftverk, Umeå Economic studies, 1992:304, Umeå: Umeå universitet.
- Lundgren, N. og B. Södersten (1990): «Utveckling, kärnkraft og internationellt beroende» i Södersten (red) : *Framtid med kärnkraft*, Stockholm: SNS Forlag.
- Lundgren, S. (1985): *Model integration and the economics of nuclear power*, Stockholm: The Economic Research Institute, Stockholm School of Economics.
- Löfstedt, R. (1993): *Dilemma of swedish energy policy*, Aldershot: Avebury Studies in Green Research.
- Mysen, H. T. (1994): Brukerveiledning for Nordisk energimarkedsmodell med modellfil, datafil og utskriftsfil, Statistisk sentralbyrå.

Nordel (1986-1993): Årsberetninger 1986-1993, København: Nordel.

Norges vassdrags- og energiverk (1993): *Kostnader i kraftverksprosjekter pr. 01.01.92*, Publikasjon 1993:20, Oslo: Norges vassdrags- og energiverk.

OKG Aktiebolag (1993): Årsredovisning 1993, Figeholm: OKG Aktiebolag.

Ringhals (1993): Verksamhetsredovisning 1993, Väröbacka: Vattenfall Ringhals.

Scott Rogers, J. og J. G. Rowse (1989): Canadian inter-regional electricity trade, analysing the gains from system integration during 1990-2020, *Energy economics* **11**, 105-118.

SKB (1993): Verksamheten 1993, Stockholm: Svensk Kärnbränslehandtering AB.

SOU (1994a): *Säkrare finansiering av fremtidiga kärnavfallskostnader*, Svenska offentlige utredningar 1994:107, Stockholm: Allmänna Förlaget.

SOU (1994b): *Säkrare finansiering av fremtidiga kärnavfallskostnader - Underlagsrapporter*, Svenska offentlige utredningar 1994:108, Stockholm: Allmänna Förlaget.

SOU (1995): *Ny Elmarknad, Delbetänkande av Energi-kommissionen og underlagsbilaga*, Svenska offentlige utredningar 1995:14, Stockholm: Allmänna Förlaget.

Sydkraft (1994): Kärnkraft, faktahefte fra Sydkraft, Malmö: Sydkraft Information.

Vedlegg 1:

Definisjon av ligninger og indekser i modellen

Definisjon av ligningene i modellen

- (1) $S_{k,i} \leq kap_{i,k}$ for alle land i som disponerer teknologi k .
- (2)
$$\sum_i S_{Trollgass,i} \leq rskr_{Trollgass} \cdot fkc_{Trollgass}$$
- (3)
$$\sum S_{Haltenbankgass,i} \leq rskr_{Haltenbankgass} \cdot fkc_{Haltenbankgass} \quad i \neq \text{Danmark}$$
- (4)
$$DS_{e,i} = \sum_j D_{e,i,j}$$
- (5)
$$SS_i = \sum_k S_{k,i} - avgang_{el.,i}$$
- (6)
$$\sum_{ii} X_{i,ii} + \sum_{ii} XNY_{ii,i} \leq SS_i$$
- (7)
$$\sum_{ii} X_{ii,i} + \sum_{ii} XNY_{ii,i} = DS_{el.,i}$$
- (8a)
$$\left\{ \begin{array}{l} D_{el.,i,j} = AK_{el.,i,j} \cdot PK_{el.,i,j}^{ep_{el.,i,j}} \\ \cdot PK_{olje,i,j}^{epx_{el.,i,j}} \cdot Y_{ij}^{ey_{el.,i,j}} \end{array} \right\}$$
- (8b)
$$D_{olje,i,j} = AK_{olje,i,j} \cdot PK_{olje,i,j}^{ep_{olje,i,j}} \cdot PK_{el.,i,j}^{epx_{olje,i,j}} \cdot Y_{ij}^{ey_{olje,i,j}}$$
- (9)
$$PK_{e,i,j} = [PC_{e,i} + marg_{e,i,j} + tv_{e,i,j} + (uskoff_e \cdot CO_2TAX_i)] \cdot (1 + mva_{e,i,j})$$
- (10)
$$\left\{ \begin{array}{l} POV_i = AVGANG_{el.,i} \cdot makspris_{el.} \\ + \sum_{ii} (X_{i,ii} \cdot (PC_{el.,ii} - TC_{i,ii})) + \sum_{ii} (XNY_{ii,i} \cdot (PC_{el.,ii} - NYTC_{ii} - TC_{i,ii})) \\ - \sum_{gk} UC_{gk,i} \cdot S_{gk,i} - \sum_{nk} UC_{nk,i} \cdot SNY_{nk,i} - \sum_{nk} var\ kost_{nk,i} \cdot SGAMMEL_{nk,i} \end{array} \right\}$$
- (11)
$$UC_{k,i} = A_{k,i} + PRIS_{r,i} / fkc_{k,i} + CO_2TAX_i \cdot uCO_2k_{k,i}$$
- (12)
$$var\ kost_{nk,i} = PRIS_{r,i} / fkc_{nk,i} + CO_2TAX_i \cdot uCO_2k_{nk,i}$$
- (13)
$$\left\{ \begin{array}{l} OPT = \sum_i POV_i + \sum_{ij} (AK_{el.,i,j} \cdot PK_{olje,i,j}^{epx_{el.,i,j}} \cdot Y_{ij}^{ey_{el.,i,j}} \\ \cdot (1/(ep_{el.,i,j} + 1)) \cdot (makspris_{el.}^{(ep_{el.,i,j} + 1)} - PK_{el.}^{(ep_{el.,i,j} + 1)})) \end{array} \right\}$$

$$(14) \quad XR_{r,i} = \sum_k S_{k,i} / f_{koff_{k,i}} \quad \text{for de teknologier som bruker råvare } r \text{ i land } i.$$

$$(15) \quad UCO_2 S_i = \sum_j D_{olje,i,j}$$

$$(16) \quad UCO_2 P_{i,r} = ukoff_r \cdot XR_{r,i}$$

$$(17) \quad UCO_2 S_i + \sum_r UCO_2 P_{i,r} \leq CO_2 TAK_i$$

$$(18) \quad \sum_i UCO_2 S_i + \sum_{i,r} UCO_2 P_{i,r} \leq CO_2 TAKNORDEN$$

$$(19) \quad X_{i,ii} \leq KAPTC_{i,ii} + XNYKAP_{i,ii}$$

$$(20) \quad SNY_{nk,i} + SGAMMEL_{nk,i} = S_{nk,i}$$

$$(21) \quad SGAMMEL_{nk,i} \leq INVKAP_{nk,i}$$

Indekser i modellen

- (i) er land: Norge, Sverige, Danmark og Finland.
- (j) er sektorer: Metallindustri, treforedlingsindustri, andre industrier, servicenæringer og husholdninger.
- (e) er energibærere: Olje og elektrisitet (el.).
- (r) er råvarer i produksjon av elektrisitet: Vann, vind, kull, olje, naturgass, atombrensel, torv og ved.
- (k) er teknologier for produksjon av elektrisitet: Vannkraft, vindkraft, kjernekraft, fjernvarme_kull, fjernvarme_olje, industrielt mottrykk, kondenskraft_olje, kondenskraft_kull, gass turbiner_olje, kraftvarme_kull, kullstøvkraft, kullgasskraft, fluid_bed_kull, kraftvarme_olje, mottrykk, nye_gas turbiner_olje, combined_cycle_gass, gasskraft_Trollfeltet, gasskraft_Haltenbanken, STIG_ved, kraftvarme_torv og kraftvarme_ved.
- (gk) er gamle teknologier: Vannkraft, vindkraft, kjernekraft, fjernvarme_kull, fjernvarme_olje, industrielt mottrykk, kondenskraft_olje, kondenskraft_kull og gassturbiner_olje.
- (nk) er nye teknologier: Kraftvarme_kull, kullstøvkraft, kullgasskraft, fluid_bed_kull, kraftvarme_olje, mottrykk, nye_gas turbiner_olje, combined_cycle_gass, gasskraft_Troll, gasskraft_Haltenbanken, STIG_ved, kraftvarme_torv og kraftvarme_ved.

Forklaringer til ligningene i modellen

- (1): Produksjon med teknologi k , land i , for land som disponerer teknologien, er mindre eller lik kapasiteten for gamle teknologier, og ikke større enn tillatt kapasitet for nye teknologier.
- (2) og (3): Produksjon av gasskraft i de nordiske land basert på naturgass fra Haltenbanken og Trollfeltet skal ikke være større enn anslått tilgjengelig gassmengde.
- (4): Etterspørsel etter energi e , land i , er summen av etterspørselen i de ulike sektorene.
- (5): Tilgang av elektrisitet til det nordiske markedet fra land i er lik innenlandsk produksjon av elektrisitet i land i minus eksogen eksport av elektrisitet ut av Norden fra land i .
- (6): Tilgang av elektrisitet fra land i fordeles på innenlands forbruk og eksport.
- (7): Import av elektrisitet til land i pluss produksjon av elektrisitet i land i som brukes innenlands skal være lik innenlandsk etterspørsel etter elektrisitet.
- (8): Etterspørsel etter energivarer sektor j , land i , er avhengig av prisen på energivaren, av prisen på den alternative energivaren og av inntekts/produksjonsnivå.
- (9): Pris til konsument i sektor j , land i , av energivarer e , er lik cif-pris pluss distribusjonsmargin pluss vareavgifter pluss CO₂-avgifter.

(10): Produsentoverskuddet land i er lik salgsverdi inkludert eksport minus transmisjonskostnader minus variable kostnader på utnyttet tilgjengelig produksjonskapasitet minus totale kostnader på nyinvestert produksjonskapasitet.

(11): Totale kostnader for en produksjonsteknologi er lik faste kostnader pluss brenselkostnader pluss CO₂-avgifter.

(12): Variable kostnader for en produksjonsteknologi er lik brenselkostnader pluss CO₂-avgifter.

(13): Optimand er lik summen av konsument- og produsentoverskudd i de nordiske land.

(14): Bruk av energiråvare r til produksjon av elektrisitet i land i , er lik tilbudt mengde elektrisitet basert på råvaren dividert på fyringskoeffisienten.

(15) og (16): Utslipp av CO₂ fra sluttbruk av olje og produksjon av elektrisitet i land i .

(17) og (18): Eventuelle skranker på CO₂-utslipp i det enkelte land og i Norden som helhet.

(19): Transport av elektrisitet fra land i til land ii er mindre eller lik transmisjonskapasiteten ved inngangen til året pluss installert kapasitet i løpet av året.

(20): Produksjon av elektrisitet i nye teknologier overstiger ikke installert kapasitet fra tidligere perioder pluss inninstallert kapasitet i inneværende periode.

(21): Produksjon av elektrisitet i nye teknologier basert på kapasitet installert før inneværende år er mindre eller lik installert kapasitet fra tidligere perioder

Tidligere utgitt på emneområdet *Previously issued on the subject*

Discussion Papers (DP)

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

Rapporter (RAPP)

91/12 Tor Arnt Johnsen: Modell for kraftsektoren.

91/13 Torstein Bye og Tor Arnt Johnsen: Effektivisering av kraftmarkedet

92/20 Tor Arnt Johnsen: Ressursbruk og produksjon i kraftsektoren.

95/18 Torstein Bye, Tor Arnt Johnsen og Mona Irene Hansen: Tilbud og etterspørsel av elektrisk kraft til 2020. Nasjonale og regionale frem-skrivninger.

95/24 Leif Brubakk, Morten Aaserud, Wilma Pellekaas and Fritz von Ostvoorn: SEEM – an Energy Demand Model for Western Europe.

95/33 Tor Arnt Johnsen og Bodil M. Larsen: Kraftmarkedsmodell med energi- og effektdimensjon

Økonomiske analyser (ØA)

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

95/7 Finn Roar Aune, Torstein Bye og Tor Arnt Johnsen: Kostnader ved nedleggelse av svenske atomkraftverk.

Economic Survey (ES)

95/2 Torstein Bye og Tor Arnt Johnsen: Norway – the Nordic Power House.

De sist utgitte publikasjonene i serien Rapporter

Recent publications in the series Reports

- 95/9 Taran Fæhn, Leo Andreas Grünfeld, Erling Holmøy, Torbjørn Hægeland og Birger Strøm: Sammensetningen av den effektive støtten til norske næringer i 1989 og 1991. 1995-106s. 110 kr ISBN 82-537-4137-5
- 95/10 Ole Tom Djupskås og Runa Nesbakken: Energibruk i husholdningene 1993 Data fra forbruksundersøkelsen. 1995-46s. 80 kr ISBN 82-537-4138-3
- 95/11 Liv Grøtvedt og Liv Belsby: Barns helse. Helseundersøkelsene. 1995-53s. 95 kr ISBN 82-537-4140-5
- 95/12 Kristin Rypdal: Anthropogenic Emissions of SO₂, NO_x, NMVOC and NH₃ in Norway. 1995-56s. 95 kr ISBN 82-537-4145-6
- 95/13 Odd Frank Vaage: Feriereiser 1993/94. 1995-48s. 80 kr ISBN 82-537-4149-9
- 95/14 Bodil Merethe Larsen og Runa Nesbakken: Norske CO₂-utslipp 1987-1993 En studie av CO₂-avgiftens effekt. 1995-40s. 80 kr ISBN 82-537-4158-8
- 95/15 Odd Frank Vaage: Kultur- og mediebruk 1994. 1995-68s. 95 kr ISBN 82-537-4159-6
- 95/16 Toril Austbø: Kommunale avløp Økonomi. 1995-39s. 80 kr ISBN 82-537-4162-6
- 95/17 Jan-Erik Lystad: Camping i Norge 1984-1994. 1995-80s. 95 kr ISBN 82-537-4170-7
- 95/18 Torstein Bye, Tor Arnt Johnsen og Mona Irene Hansen: Tilbud og etterspørsel av elektrisk kraft til 2020 Nasjonale og regionale framskrivinger. 1995-37s. 80 kr ISBN 82-537-4171-5
- 95/19 Marie W. Arneberg, Hanne A. Gravningsmyhr, Kirsten Hansen, Nina Langbraaten, Bård Lian og Thor Olav Thoresen: LOTTE – en mikrosimuleringsmodell for beregning av skatter og trygder. 1995-66s. 95 kr ISBN 82-537-4173-1
- 95/20 Ragni Hege Kitterød: Tid nok, - men hva så? Tidsbruk og tidsopplevelse blant langtidsarbeidsledige. 1995-123s. 110 kr ISBN 82-537-4177-4
- 95/21 Nico Keilman and Helge Brunborg: Household Projections for Norway, 1990-2020 Part I: Macrosimulations. 1995-82s. 95 kr ISBN 82-537-4178-2
- 95/22 Ragni Hege Kitterød: Tidsbruk og arbeidsdeling blant norske og svenske foreldre. 1995-100s. 110 kr ISBN 82-537-4179-0
- 95/23 Hilde Rudlang: Bruk av edb i skolen 1995. 1995-77s. 95 kr ISBN 82-537-4181-2
- 95/24 Leif Brubakk, Morten Aaserud, Wilma Pellekaan and Fritz von Ostvoorn: SEEM - An Energy Demand Model for Western Europe. 1995-66s. 95 kr ISBN 82-537-4185-5
- 95/25 Hilde Lurås: Framskrivning av miljøindikatorer. 1995-30s. 80 kr ISBN 82-537-4186-3
- 95/26 Geir Frengen, Frank Foyen and Richard Ragnarsøn: Innovation in Norwegian Manufacturing and Oil Extraction in 1992. 1995-93s. 95 kr ISBN 82-537-4189-8
- 95/27 Knut H. Alfsen, Bodil M. Larsen og Haakon Vennemo: Bærekraftig økonomi? Noen alternative modellscenarier for Norge mot år 2030. 1995-62s. 95 kr ISBN 82-537-4190-1
- 95/28 Lasse Sigbjørn Stambøl: Flytting og arbeidsstyrken Flyttetilbøyelighet og flyttemønster hos arbeidsledige og sysselsatte i perioden 1988-1993. 1995-66s. 95 kr ISBN 82-537-4193-6
- 95/30 Terje Skjerpen: Seasonal Adjustment of First Time Registered New Passenger Cars in Norway by Structural Time Series Analysis. 1995-35s. 80 kr ISBN 82-537-4200-2
- 95/31 Annegrete Bruvoll og Karin Ibenholt: Norske avfallsmengder etter årtusenskiftet. 1995-41s. 80 kr ISBN 82-537-4208-8
- 95/33 Tor Arnt Johnsen og Bodil M. Larsen: Kraftmarkedsmodell med energi- og effekt-dimensjon. 1995-54s. 95 kr ISBN 82-537-4212-6
- 95/34 Finn Roar Aune: Virkninger på de nordiske energimarkedene av en svensk kjernekraftutfasing. 1995-58s. 95 kr ISBN 82-537-4213-4
- 95/35 Magne Sten Bjerkseth: Engroshandelen i Norge 1985-1992. 1995-43s. 95 kr ISBN 82-537-4214-2 ISSN 0806-2056



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

מנהל המשרד הלאומי לסקר

1998

משרד המסחר והתעשייה, מנהל המשרד הלאומי לסקר, מנהל המשרד הלאומי לסטטיסטיקה, מנהל המשרד הלאומי לסקר, מנהל המשרד הלאומי לסקר, מנהל המשרד הלאומי לסקר

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 82-537-4213-4
ISSN 0806-2056

Pris kr 95,00



Statistisk sentralbyrå
Statistics Norway