

Hva betyr en gjennomføring av Kyoto-protokollen for det norske og nordiske kraftmarkedet?

Av Finn Aune, Torstein Bye og Tor Arnt Johnsen

I denne artikkelen skal vi se nærmere på noen mulige virkninger for kraftproduksjon, -handel, -priser og -etterspørsel i Norden i 2010 som kan følge hvis Kyotoprotokollen iverksettes. Vi bruker en nordisk kraftmarkedsmodell i samspill med den makroøkonomiske modellen MSG-6 til å studere dette. Dersom gjennomføringen av Kyotoprotokollen resulterer i en internasjonal kvotepris på CO₂-utslippsrettigheter på 200 kr/tonn CO₂, viser beregningene at produsentprisene på elektrisk kraft i Norden kan øke med 10-30 prosent i forhold til en situasjon med videreføring av dagens avgiftsregime og -nivåer. CO₂-utslippene fra kraftproduksjon i Norden i 2010 mer enn halveres. Verk med store CO₂-utslipp erstattes av ny vannkraft, biobasert kraftproduksjon og nye effektive gasskraftverk. Kraftprisveksten fører til lavere forbruk og dermed lavere kraftproduksjon samlet sett. Klimapolitikken øker omfanget av krafthandel til tross for at samlet forbruk og produksjon reduseres.

Innledning

For analyser av det nordiske kraftmarkedet er det i Statistisk sentralbyrå det siste året utviklet en elektrisitetsmarkedsmodell, NORMOD-T, som beskriver produksjon, etterspørsel, handel og priser i 12 perioder av året i det nordiske kraftmarkedet. I denne artikkelen vil vi bruke NORMOD-T i samspill med MSG-6, en langsiktig makroøkonomisk modell for norsk økonomi, til å studere noen konsekvenser for det norske og nordiske kraftmarkedet av en iverksetting av Kyotoprotokollen. Vi fokuserer hovedsakelig på mulige virkninger i 2010. Vi forutsetter at dette innebærer en internasjonal (og nordisk) avgift eller kvotepris på 200 1995-kroner per tonn CO₂, (se Bruvoll og Bye (1998) og Lindholt (1998) for en motivasjon av dette nivået).

I følge beregningene kan konsekvensene for kraftmarkedet i Norden av en gjennomføring av Kyotoprotokollen bli mange. For kraftprodusentene vil bruk av brensler som kull, gass og olje bli dyrere. Det vil øke de marginale produksjonskostnadene i termiske kraftverk. Kostnadene for vann-, vind- og kjernekraft samt produksjon av kraft ved bruk av biobrensler vil ikke bli direkte påvirket av en strammere klimapolitikk. Kraftetterspørselen faller som følge av lavere aktivitetsnivå i sektorer med produksjon som forårsaker klimautslipp. Endringene i produksjonskostnader og kraftetterspørsel vil påvirke kraftprisene, og handelsmønstret for elektrisk kraft vil bli endret. På utslippssiden blir virkningen i 2010 forskjellig avhengig av hvilket land vi

betrakter. I Norge gir vannkraftproduksjonen små klimagassutslipp, mens gasskraftproduksjon og utslipp fra denne vil bli redusert. I Sverige består kraftproduksjonen i hovedsak av vann- og kjernekraft supplert med en god del olje-, gass- og biobasert produksjon. Avhengig av hvordan en ratifisert Kyotoprotokoll implementeres i Norden, kan CO₂-utslippene fra kraftsektoren i Sverige reduseres kraftig. I Danmark og Finland, hvor kraftproduksjonen er dominert av termiske kraftverk med kull og gass som brensel, vil utslippene omtrent halveres.

Artikkelen starter med en oversikt over dagens nordiske kraftmarked. Deretter gir vi en beskrivelse av NORMOD-T og de forutsetninger den er basert på. Derneft benytter vi modellen til å beregne virkninger i kraftmarkedet av en strammere klimapolitikk i Norden. Vi sammenligner et regime med internasjonal kvotehandel med utslippsrettigheter med en referansebane der Kyotoprotokollen forutsettes å ikke bli ratifisert. Derneft lager vi et alternativ der kraftkrevende industri skjermes mot høyere kraftpriser, men ellers utsettes for den samme prisen på CO₂-utslipp som resten av økonomien.

Det nordiske kraftmarkedet i dag

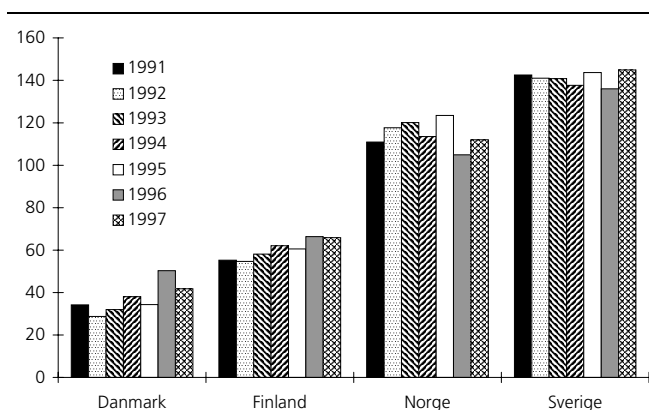
Variierende nedbørforhold fører til stor variasjon i produksjonspotensialet for vannkraft. Figur 1 viser samlet kraftproduksjon i hvert av de fire nordiske landene i perioden 1991-97. For Norges vedkommende ser vi at 1992, 1993 og spesielt 1995 var år med mye nedbør. I årene 1991, 1994 og 1997 var kraftproduksjonen nær normalårsproduksjon, mens 1996 var tørrere enn normalt med en produksjon 7 prosent lavere enn normalkapasiteten. I Sverige spiller også variasjon i kjernekraftproduksjonen inn, men tørråret 1996 fremkommer også tydelig i de svenske produksjonstallene. Produksjonen i Danmark og Finland berøres

Finn Roar Aune, konsulent ved Seksjon for ressurs- og miljøøkonomi. E-post: finn.roar.aune@ssb.no

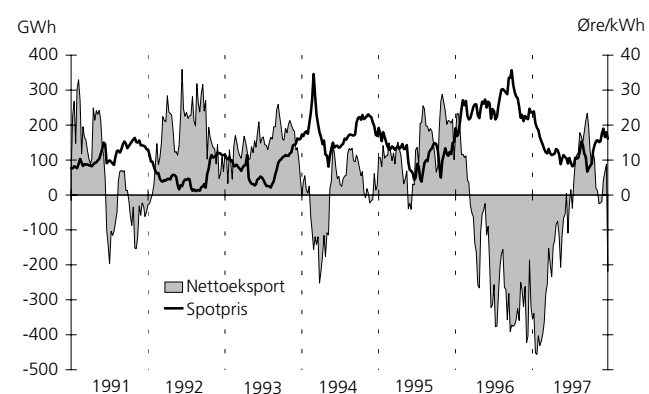
Torstein Bye, forskningssjef ved Seksjon for ressurs- og miljøøkonomi. E-post: torstein.bye@ssb.no

Tor Arnt Johnsen, forsker ved Seksjon for ressurs- og miljøøkonomi. E-post: tor.arnt.johnsen@ssb.no

Figur 1. Årlig kraftproduksjon i de nordiske landene i årene 1991-97. TWh



Figur 2. Ukentlig nettoeksport og spotpris i Norge i årene 1991-97. GWh og øre/kWh



av nedbørsforholdene i Norge og Sverige, og dansk og finsk kraftproduksjon nådde sine toppnivåer i 1996. I dette året ble varmekraftkapasiteten i disse landene utnyttet i større grad enn i normale og våte år på grunn av stor eksport til Norge og Sverige.

Variasjonen i produksjonen i de nordiske landene viser et sterkt samspill i det nordiske kraftsystemet. Dette understreker viktigheten av å studere hele det nordiske kraftmarkedet når en skal analysere virkninger av klimapolitiske tiltak. Også på kortere sikt, over døgn, uke og sesong, er det sterke samspillseffekter i det nordiske kraftmarkedet. Varmekraftteknologiene oppnår lave kostnader ved jevn drift, mens produksjonen i vannkraftverkene innen visse grenser kan varieres nærmest kostnadsfritt. Siden forbruket varierer kraftig på kort sikt, benyttes vannkraften i størst grad når forbruket er høyt. Dette leder til betydelige variasjoner i handelen mellom land også gjennom døgn og uke.

Det er også betydelig variasjon i engrosprisen på kraft og handelen med kraft gjennom året. Dette illustreres i figur 2. Figuren viser spotprisen i Norge og nettoeksporten av kraft i perioden 1991-97. Den store variasjonen i spotpris og handel skyldes i stor grad variasjon i nedbør og etterspørselsforhold (temperatur). De svært lave spotprisene i Norge,

Krafttekniske begreper:

Noen typer termiske kraftverk:

- Et ekstraksjonskraftverk er et sentralt storskala kraftverk med både kraft- og varmelieferanser. Det relative forholdet mellom kraft- og varmelieferanser kan til en viss grad varieres. Brensler kan være naturgass, kull, olje og diverse biobrensler.
- Et kondenskraftverk produserer bare elektrisitet. Teknologien er i prinsippet den samme som i et ekstraksjonskraftverk, men kondenskraftverket har noe høyere elektrisitetsvirkningsgrad, da en ikke ønsker å utnytte varmen.
- Et 'combined cycle gas turbine' kraftverk (CCGT) produserer elektrisitet i en kombinert gass- og fordampingsprosess og har høyere elektrisitetsvirkningsgrad enn et kondenskraftverk. Brensler kan være naturgass, olje og forgasset kull.
- Desentrale småskala kraftverk er kombinerte varme- og elektrisitetsverk som produserer i en (mye) mindre skala enn ekstraksjonskraftverk, kondenskraftverk og CCGT. De produserer kraft og varme i et fast forhold. Brensler er som for ekstraksjonskraftverk.

Andre begreper:

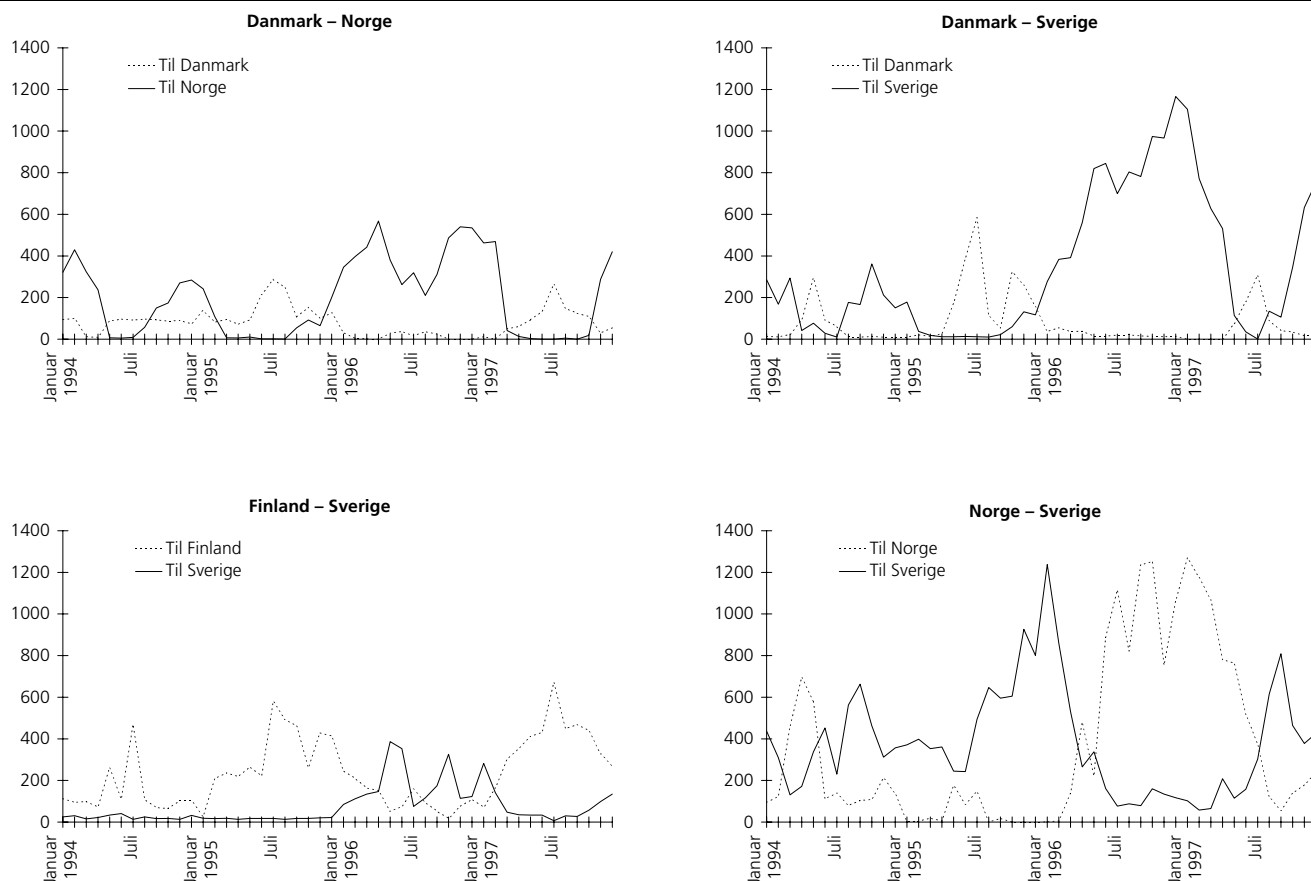
- Virkningsgraden angir hvor stor andel av innsatt energi som konverteres til salgbar energi, dvs. elektrisitet og eventuelt varmt vann (for industriell bruk eller som fjernvarme).
- Brukstiden er hvor mange timer et kraftverk, i gjennomsnitt i løpet av et typisk år, utnytter produksjonskapasiteten hundre prosent.
- Varighetskurven beskriver hvor mange timer i løpet av et år etterspørselen etter elektrisitet overstiger et visst nivå.

med tilhørende høy nettoeksport i enkelte sommersesonger, skyldes kraftig snøsmelting ofte kombinert med mye nedbør. Samlet gir dette høy vannføring, og elvekraftverkene som ikke kan lagre vann i særlig grad, produserer for fullt. I og med at dette inntreffer om sommeren når etterspørselen er på sitt laveste fører det ofte til sterkt prispress. Svært lave priser på høstparten skyldes ofte mye nedbør og etterhvert nær fulle vannmagasiner. Dette var tilfellet i oktober 1992 og 1995, da magasinene oppnådde en fyllingsgrad på over 95 prosent. Høye priser inntreffer i situasjoner med svært høy etterspørsel og/eller i tørre år. I februar 1994 og i januar 1996 var det kaldere enn normalt og kapasiteten var presset. Lenger ut i 1996 førte lav magasinifylling og unormalt lite sne i fjellene til høye priser, før kraftig høstregn etterhvert bedret magasinetsituasjonen betraktelig med lavere priser som resultat.

Så lenge varmekraftprodusentene i Norden ikke står overfor bindende skranker med hensyn til klimautslipp vil handelen mellom Norge og nabolandene snu mellom eksport og import avhengig av forholdet mellom de kortsiktige brenselkostnadene i varmekraftverkene og den norske spotprisen.

Figur 3 viser månedstall for krafthandelen for fire par av nordiske land. Tallene viser at det er betydelige svingninger i handelen over året og mellom år.

Figur 3. Månedlig krafthandel innen Norden i årene 1994-1997. GWh



Tørrårssituasjonen i 1996 medførte stor handel mellom Danmark og Norge, Danmark og Sverige og mellom Norge og Sverige. Handelen mellom Finland og Sverige skiftet fra en situasjon med Sverige som nettoeksportør i 1995 til en situasjon med nettoeksport fra Finland i 1996. For 1997 er handelen mellom Finland og Sverige snudd til nettoimport til Finland. Et annet interessant trekk er det kraftige oppsvinget i norsk krafteksport til Sverige på senhøsten i 1995. Dette skyldes overflomsituasjonen som oppsto i Norge i oktober 1995 med lave priser til følge. Innføringen av et felles norsk-svensk kraftmarked fra og med januar 1996 kan også ha bidratt til turbulens i markedet i denne perioden.

Det er et spesielt klart sesongmønster i handelen mellom Danmark og Norge og mellom Danmark og Sverige. Danmark importerer om sommeren og eksporterer om vinteren. Det skyldes vannsituasjonen i Norge og Sverige med rikelig vanntilgang og normalt lave priser i sommerhalvåret. Om vinteren har danske kraftvarmeverk bedre avsetning for sin varmeproduksjon enn om sommeren, og høy kombinert kraftvarmeproduksjon leder til et overskudd av kraft som kan eksporteres med lønnsomhet.

I årene som kommer vil muligheten for de nordiske landene til å handle kraft med landene sørover i Europa øke blant annet som følge av at to norske kraftkabler til Tyskland og en til Nederland kommer på plass over årtusensskiftet. I disse landene har kjerne-, kull- og gasskraft en

dominerende rolle, i motsetning til Norden hvor vannkraft har størst omfang. Liberaliseringen av kraftmarkedene sørøst i Europa har foreløpig ikke kommet så langt som i Norden, men i de nærmeste årene kan økt liberalisering i Europa bidra til å dempe en eventuell kraftprisvekst i Norden siden det finnes betydelig overkapasitet i disse landene i dag. Handelsmønsteret mellom Norden og disse landene vil trolig ligne på det som er mellom Norge/Sverige og Danmark i dagens nordiske kraftmarked.

NORMOD-T modellen

NORMOD-T er en elektrisitetsmarkedsmodell med fire regioner: Danmark, Finland, Norge og Sverige. Året er delt i tre sesonger, dvs. vinter, sommer og høst/vinter. Hver sesong er delt i fire lastavsnitt, dvs. modellen har 12 perioder. De tre lastavsnittene lavlast, mellomlast og høylast er av like lang varighet, og utgjør i overkant av 90 prosent av tiden i en sesong. Den resterende tiden i en sesong er topplast. Vinter topplast utgjør om lag 400 timer.

I NORMOD-T er det nordiske kraftmarkedet beskrevet som et frikonkurransemarked. Det vil si at kraftprisen på ethvert tidspunkt er lik kostnaden ved å øke kraftproduksjonen, gitt en rekke fysiske og institusjonelle skranker. For hver periode beskrives kraftetterspørselen til fem forbrukssektorer i hvert av de fire landene i modellen. Kjøperprisene på kraft, dvs. kraftpris pluss nettartiff og avgifter, og en indikator for aktivitetsnivå bestemmer hver sektors kraft-

Tabell 1. Priselasiteter for elektrisitet i de fire nordiske land

	Vinter				Sommer			
	Lavlast	Mellomlast	Høylast	Topplast	Lavlast	Mellomlast	Høylast	Topplast
Metallproduksjon	-0,2	-0,3	-0,3	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
Treforedling	-0,2	-0,3	-0,3	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
Annen industri	-0,2	-0,3	-0,3	-0,15	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
Servicesektor	-0,3	-0,4	-0,4	-0,3	-0,2	-0,3	-0,3	-0,3
Husholdninger*	-0,3	-0,4	-0,4	-0,3	-0,2	-0,3	-0,3	-0,3

* For danske husholdninger er priselasitetene halvert.

etterspørsel. Anslag for vekst i aktivitetsnivåer hentes normalt fra offisielle fremskrivninger som er utarbeidet i de enkelte land. For Norges vedkommende har vi valgt å benytte fremskrivningen for kraftetterspørselen basert på den nasjonale likevektsmodellen MSG-6. Prisutviklingen som bestemmes i NORMOD-T benyttes deretter som input i MSG-6 og vi utfører iterasjoner for å finne konsistente baner.

Tilbudet av kraft består av produksjon fra eksisterende verk og evt. nye kraftanlegg. I modellen vil produksjonskostnadene i varmekraftverk avhenge av brenselpriser og andre variable kostnader. I tillegg vil prisen på spillvarme, potensialet for salg av spillvarme, anslag for start- og stoppkostnader og eventuelle begrensninger i brenseltilgangen påvirke driftskostnadene. For vannkraft er det i modellen beskrevet en rekke fysiske begrensninger for driften av systemet. I tillegg er den samlede vanntilgangen over året og lagringskapasiteten for vann mellom sesonger begrenset.

For hver periode vil likevekt mellom etterspørsel og tilbud bestemme en kraftpris. Denne kraftprisen er forutsatt å være lik for alle sektorer i det samme landet. Forskjeller i kraftprisen mellom land vil i modellen skyldes transportkostnader. Dersom nettkapasiteten mellom to land er fullt utnyttet vil prisforskjellen kunne være større enn kostnaden ved tap i nettet og den resterende prisforskjellen representerer en skyggepris eller kapasitetsavgift på den aktuelle nettforbindelsen.

I NORMOD-T vil ikke ny produksjonskapasitet bli etablert før kraftprisen over året er høy nok til å gjøre nyinvestering lønnsomt. Utvidelser av nettkapasiteten mellom land foretas heller ikke før det er lønnsomt, det vil si når summen av kapasitetsavgifter over året overstiger årskostnaden for nye linjer. Hverken for produksjonsanlegg eller nettlinjler er det i modellen satt noen nedre grense for størrelsen av et prosjekt.

Viktige parameter- og variabelverdier i modellen er kraftetterspørsel, produksjonskostnader, brenseltilgang, depresiering av produksjonsanlegg og transmisjonskostnader. I det følgende gis en oversikt over dette.

Kraftetterspørsel

Vi har etablert varighetskurver for etterspørselen og kalibrert hver enkelt sektors etterspørsel på sesonger og lastav-

snitt ut fra tilgjengelige data. Det finnes ikke tidsserier for etterspørselen i de ulike sesonger og lastavsnitt, og økonometrisk tallfesting av pris- og inntekts-/skalaelasiteter er dermed ikke mulig. Av denne grunn er priselasitetene for elektrisitet i de ulike lastperiodene hentet fra andre studier, blant annet ved tillempling av elasiteter fra Amundsen og Tjøtta (1997) og Nesbakken og Strøm (1998). Årsetterspørselen for elektrisk kraft er bestemt fra MSG-6. Årsetterspørselen fordeles på bakgrunn av basisårsforbruket i de ulike lastavsnitt, og ut fra relative priser på elektrisitet i de enkelte lastavsnittene og elasitetene i tabell 1.

Elastisitetene er høyest om vinteren, i mellom- og høylastperiodene og i tjenesteytende sektorer og husholdningene. For Danmarks vedkommende er elasitetene i husholdningssektoren halvert i forhold til det som fremgår av tabell 1. Det skyldes at husholdningene i Danmark i utgangspunktet etterspør lite elektrisitet og vil ha mindre muligheter for substitusjon enn husholdningene i de andre landene som har et høyere elektrisitetsforbruk.

Produksjonskostnader

De variable kostnadene i termiske kraftverk består av brenselkostnader og andre driftsavhengige kostnader. Brenselpriser før klimaavgifter er antatt konstante i realverdi gjennom simuleringsperioden, jfr. tabell 2.

Naturkrafts to eventuelle gasskraftverk, hver på 350 MW, forutsettes å stå overfor en lavere gasspris enn hva som fremgår i tabell 2. Konesjonssøknaden inneholder ingen konkret gasspris, men i den offentlige debatten er en gasspris på 43 øre/Sm³ hyppigst referert, dvs. 3,8 øre/kWh. Danmark er forutsatt å stå overfor den laveste kullprisen som følge av kortere transportavstand og initial posisjon i kullmarkedet. Ved og torv er vanlige brenslere i finske kraftverk som følge av korte transportavstander for disse brenslene i Finland. Gass levert gjennom eksisterende rørledninger er billigst i Norge (nær Nordsjøen) og Finland (russisk gass), mens gass er dyrere i Danmark og Sverige. Naturgass fra Trollfeltet eller Haltenbanken er billigst i Norge. Transportomkostningene fører til prispåslag for de andre landenes vedkommende, se tabell 2.

Andre variable kostnader er vareinnsats og driftsavhengige vedlikeholds- og reparasjonskostnader, se tabell 3. I tillegg har vi innført startkostnader som en del av de driftsavhengige kostnadene. Startkostnader er kostnader til start av

Tabell 2. Brenselspriser, ekskl. klimaavgifter, inkl. andre avgifter, øre/kWh. Faste 1995-priser

	Danmark	Finland	Norge	Sverige
Kull*	4,3	4,7	4,7	4,7
Olje*	8,6	8,6	8,6	8,6
Gass eksist. rørledn.**	7,0	6,4	5,7	9,9
Trollfeltet gass**	6,5	8,8	5,7	7,4
Haltenbenken gass**		7,6	5,7	6,6
Ved***	13,0	5,6	10,4	10,4
Torv***		7,0		10,4

Kilder: * Nordel (1997), ** Bye og Johnsen (1995), *** Olsen og Munksgaard (1996) og Nutek (1995).

Tabell 3. Variable kostnader unntatt brenselskostnader, øre/kWh. Faste 1995-priser

Teknologi*	Lavlast	Mellomlast	Høylast	Topp-last
Ekstraksjonskraftverk – kull	4,2	6,7	9,2	19,2
Kondenskraftverk – kull	4,2	6,7	9,2	19,2
CCGT med varmeutnyttelse – gass	2,0	4,5	7,0	17,0
Gassturbiner				
CCGT – gass	2,0	4,5	7,0	17,0
Desentralt småskala kraftverk – gass	2,3	3,6	4,8	9,8
Desentralt småskala kraftverk – torv	1,5	2,8	4,0	9,0
Desentralt småskala kraftverk – ved	1,4	2,7	3,9	8,9

*Se boks for nærmere beskrivelse av ulike teknologier.

verk som ikke drives døgntkontinuerlig. Oppfyring etc. er en fast kostnad knyttet til start, men vi fordeler denne kostnaden på det tidsrom verket drives når det først er startet. Det medfører at denne kostnaden er forskjellig avhengig av om verket bare drives i topp-, høy- eller mellomlast.

Anslagene for startkostnadene er svært usikre. Vi har basert våre anslag på Larsen (1984) og Elsam (1991). For småskala kraftverk er det antatt lavere startkostnader. Gassturbiner er designet som toppplastteknologi og startkostnadene er lave.

I modellen investeres det ikke i nye produksjonsverk før de observerte markedsprisene overstiger samlede kostnader

Tabell 4. Faste kostnader og virkningsgrader for nye varmekraftteknologier. Faste 1995-priser

Teknologi	Brensel	Land	Kapitalkostnad			Virkningsgrad	
			Årlig kostn., 1000	5000 timer brukstid pr. år	7500 timer brukstid pr. år	Total	Elektrisitet
Ekstraksjonskraftverk – kull	Kull	Dan.,Fin.,Sve.	700	14,0	9,3	0,91	0,50
Kondenskraftverk – kull	Kull	Alle	700	14,0	9,3		0,50
CCGT med varmeutnyttelse – gass	Norsk gass	Dan.,Fin.,Sve.	480	9,6	6,4	0,91	0,60
Gassturbiner	Olje	Alle	410	8,2	5,5		0,35
CCGT – gass	Norsk gass	Alle	480	9,6	6,4		0,60
Desentralt småskala kraftverk – gass	Norsk gass	Alle	496	9,9	6,6	0,91	0,36
Desentralt småskala kraftverk – torv	Torv	Fin., Sve.	834	16,7	11,1	0,88	0,30
Desentralt småskala kraftverk – ved	Ved	Alle	772	15,4	10,3	0,88	0,25

for en produksjonsteknologi. Samlede kostnader inkluderer kapitalkostnader i tillegg til variable kostnader. Kapitalkostnadene er omregnet til årskostnad ved bruk av 7 prosents realrente og 25 års levetid. Kapitalkostnaden pr. kWh vil avhenge av verkenes brukstid, se tabell 4.

Anslagene for kapitalkostnader gjelder ved en full nyetablering av kraftverk. For enkelte nye kraftverk kan det være aktuelt med oppbygging av nytt verk på tomten til et nedlagt verk. Slik replassering kan redusere kostnadene da en del infrastrukturinvesteringer allerede er gjennomført.

Vi har lagt prosjektene i Samlet Plans kategori I og II til grunn for kostnadene knyttet til ny vannkraft i Norge, jfr. NVE (1997).

Kraftverk med kombinert varme- og elproduksjon

Kraftvarmeproduksjon er viktig i Danmark, og får økende betydning i Finland og Sverige gjennom beregningsperioden fram til 2010. I referansebanen er varmeprisene til produsent antatt å være som vist i tabell 5 nedenfor.

Dagens varmepriser gjenspeiler et gjennomregulert system. Likeledes publiseres bare kjøperprisene. Hvor stor andel av kjøperprisen som tilfaller produsenten varierer. Ofte er produsenten også eier av distribusjonsnettet for varmtvannet. Vi forventer at varmeprisene i fremtiden vil variere over døgnet, uke og sesong slik at de er lavest når etterspørselen er lavest. Topplastprisen på varmtvann i vintersesongen svarer til 15 øre pr. kWh levert varme. For et moderne gasskraftverk blir det produsert en halv enhet varme for hver enhet elektrisitet. Det vil si at varmfordelen for slike verk utgjør fra 0,25 til 7,5 øre pr. kWh elektrisitet produsert, se tabell 5.

Kraftvarmeproduksjonen vil være begrenset av etterspørselen etter varme og eksistensen av fjernvarmenett. For å ta hensyn til dette har vi forenklet innført begrensninger i samlet produksjon i kraftvarmeteknologier i hvert land. Det er antatt økende potensialer for kraftvarmeproduksjon fram mot 2010.

Tabell 5. Antatt markedspris til produsent på oppvarmet vann levert til fjernvarme eller industrielle formål i 2010 i referansebanen, øre/kWh. Faste 1995-priser

	Lavlast	Mellomlast	Høylast	Topplast
Vinter	3,8	7,5	15,0	15,0
Sommer	0,5	3,8	7,5	7,5

Tabell 6. Restriksjoner på brenselforbruket for varmekraftverk (brutto tall, dvs. før omformingstap), TWh

	Danmark	Finland	Norge	Sverige
Gass i eksist. rør.	5,8	29,5		4,7
Ved	6,0	20,0	10,0	20,0
Torv		15,0		15,0
Trollfeltet, gass	Total for alle fire land:		94,4	
Haltenbanken, gass	Total for Fin., Sve. og Nor.:		44,8	

Kilde: Bye og Johnsen (1995)

Brenseltilgang

Mens det normalt finnes et velutbygget system for distribusjon for oljeprodukter, er tilgangen av naturgass begrenset av rørkapasiteter og resterende gassmengde på de benyttede gassfeltene. Videre er det antatt å eksistere nasjonale restriksjoner i tilgangen på ved og torv. For disse brenslene vil høye transportkostnader være et hinder for handel med brenslene mellom land. Tabell 6 viser hvilke restriksjoner som er lagt på tilgangen av brenslene.

Skrankene for naturgass er nasjonale når det gjelder allerede utbygde gassrørledninger, mens skrankene gjelder samlet for alle landene som er tilknyttet rørledningen når det gjelder gass fra Trollfeltet og Haltenbanken.

Depresiering av eldre produksjonsanlegg

Etter årtusenskiftet reduseres kapasiteten i eksisterende varmekraftverk med 7 prosent årlig. Dette svarer til en levetid på 30 år og en gjennomsnittlig alder på om lag 15 år for eksisterende anlegg ved årtusenskiftet. Kjernekraft depresieres ikke bortsett fra de to kjernekraftblokkene i Barsebäck i Sverige som antas fjernet av politiske grunner i perioden 1999-2002. Vann- og vindkraftanlegg forutsettes intakt til og med 2010.

Transmisjonskostnader

Transmisjonskostnadene mellom land svarer til variable omkostninger så lenge kapasiteten er fullt utnyttet. Anslagene vist i tabell 7 er hentet fra Nordel (1997). Årskostnaden for nye linjer er anslag basert på Vognild (1993).

NORMOD-T omfatter bare de nordiske landene. Aktører i Russland, Nederland, Polen og spesielt Tyskland ventes etter hvert å bli av økende viktighet for handelen i det nordiske området og ut av og inn i Norden. Tabell 8 viser hvil-

Tabell 7. Transmisjonskostnader og årskostnad for nye linjer, øre/kWh og 1000 kr/MW. Faste 1995-priser

	Variabel kostnad øre/kWh	Årskostnad nye inv. 1000 kr/MW
Danmark - Norge	0,7	170
Danmark - Sverige	0,5	120
Finland - Norge	1,0	200
Finland - Sverige	0,4	110
Norge - Sverige	0,3	110

Kilder: Nordel (1997) og Vognild (1993)

Tabell 8. Krafthandel ut av Norden i 2010, eksport (+), import (-). MW

	Lavlast	Mellomlast	Høylast	Topplast
Danmark		500	1000	1000
Finland	-1000	-1000	-700	-700
Norge*	-1850	400	1550	1600
Sverige	-1200	200	1200	500

* Tallene refererer seg til tidsrommet etter at de vedtatte kablene til Tyskland og Nederland har kommet i drift.

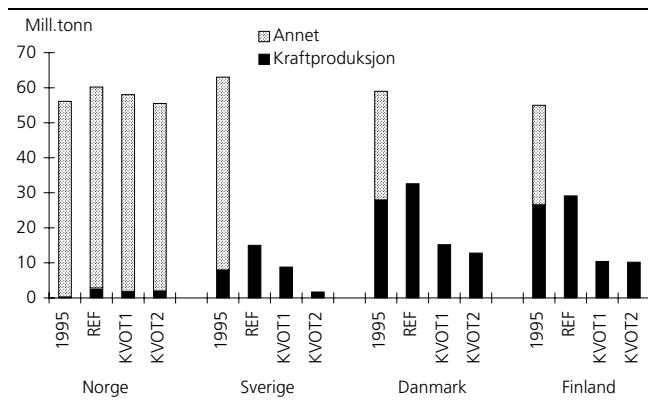
ken krafthandel som forutsettes med landene utenfor Norden i 2010.

Finland, Norge og Sverige antas å begrense vannkraftproduksjonen i lavlast og i stedet netto importere kraft fra varmekraftverk i Russland, Nederland, Tyskland, og Polen. I høy- og topplastperiodene er det antatt at alle de nordiske landene unntatt Finland, har nettoeksport av kraft til de samme landene. Dansk eksport er i stor grad videresalg av kraft kjøpt i Norge eller Sverige.

Kraftbalanse, -priser og -handel i Norden etter iverksettingen av Kyotoprotokollen

Vi har benyttet NORMOD-T og MSG-6 til å studere virkningene av klimapolitikken. Vi har etablert en referansebane (REF) hvor Kyotoprotokollen ikke ratifiseres og dagens energiavgifter videreføres. Den makroøkonomiske utviklingen er i samsvar med Energiutvalgets referansebane, se NOU (1998). Referansebanen sammenlignes med to baner der norske aktører tillates å handle i et internasjonalt marked for utslippsrettigheter. Norsk kraftintensiv industri og treforedling er i referansebanen forutsatt skjermet mot store kraftprisøkninger gjennom langsiktige, gunstige kraftkontrakter. I de andre nordiske landene er det også forutsatt en viss skjerming av disse industriene, dvs. at forbruksutviklingen i kraftintensiv industri og treforedling i de nordiske landene er om lag den samme. I det første klimaalternativet (KVOT1) opprettholdes denne fordelsbehandlingen i kraftmarkedet, mens den fjernes i det andre klimaalternativet (KVOT2). Det vil si at kraftintensiv industri og treforedling blir stilt overfor den samme prisen på elektrisk kraft som andre brukere. Norsk Hydro har allerede inngått en markedsbasert avtale med Statskraft. Tilsvarende har Elkem inngått en markedsbasert avtale med Vattenfall. Vi har ikke beregnet noe alternativ der kraftintensiv industri

Figur 4. Totale utslipp av klimagasser i Norge og CO₂-utslipp fra kraftproduksjon i Norden i 1995 og beregnet for 2010, mill. tonn CO₂*



*Utslippene i Norge er regnet i CO₂-ekvivalenter og omfatter seks klimagasser. For de andre nordiske landene har vi benyttet CO₂-utslipp fra kraftsektoren i 2010. I 1995 inngår også CO₂-utslipp fra andre sektorer. Kilder: SSB, SCB i Sverige, Statistics Finland og Energistyrelsen i Danmark.

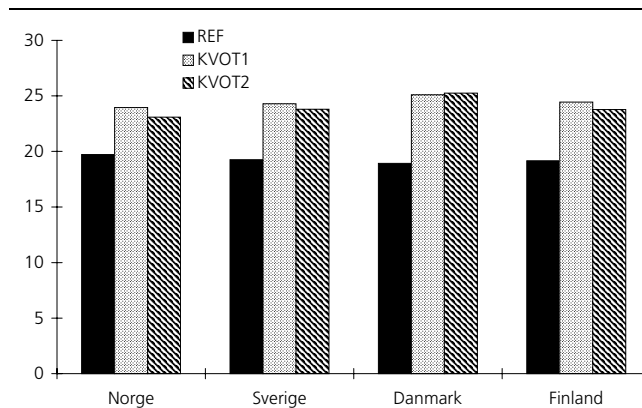
står overfor markedspriser på kraft, men får unntak for CO₂-avgiften. Et slikt alternativ vil imidlertid ikke bli veldig forskjellig fra KVOT1-alternativet.

I begge KVOT-alternativene forutsetter vi at omsetningsprisen på CO₂-kvoter i 2010 er 200 kr/tonn CO₂. Avgiften gjelder for alle sektorer, og den erstatter eksisterende CO₂-avgifter. Figur 4 angir utslipp av CO₂ i 2010 i de tre banene.

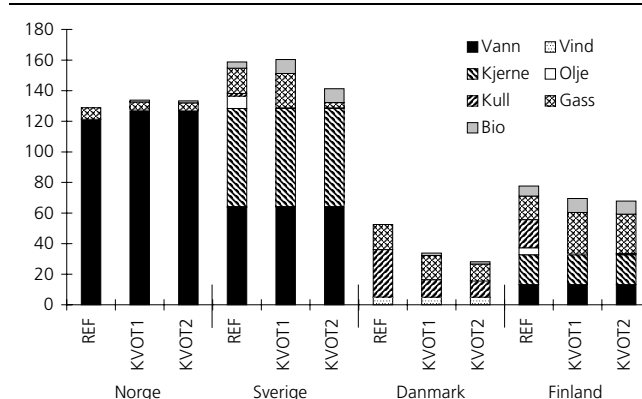
Økt pris på CO₂-utslipp fører til kraftig reduksjon i utslippene fra kraftsektoren i alle de fire landene. For Norge, Danmark og Finland er det liten forskjell på utslippene fra kraftproduksjon i KVOT1 og KVOT2, mens virkningen i Sverige er langt sterkere da tungindustrien i Norge og Sverige avgir kraft, noe som i betydelig grad reduserer forurensende gasskraftproduksjon i Sverige. Samlet kraftproduksjon, valg av brensler og virkninger via etterspørselen etter kraft er de viktigste forklaringene bak utslippsendringene.

Kraftprisutviklingen spiller en viktig rolle for nivået på samlet kraftproduksjon og -forbruk. Figur 5 viser gjennomsnittlig årspris på elektrisk kraft i de nordiske landene. Årsprisen er kvantumsveide periodepriser. Årsprisene øker som følge av CO₂-avgifter med 4-6 øre/kWh. Siden Norden er beskrevet som et frikonkurransemarked ville en vente den samme prisvekst i alle land. Heterogeniteten i produksjonssystemene og begrensninger i overføringskapasiteten mellom landene vil imidlertid føre til forskjeller i prisveksten. I tillegg er kraftetterspørselen ulikt fordelt over sesonger og lastperioder i de nordiske landene, slik at periodeprisene veies sammen med ulike vektore når årspriser beregnes. Prisveksten er sterkest i Danmark som i utgangspunktet har en stor kullbasert produksjon, og minst i Norge som i høy grad er vannkraftbasert. I KVOT2 fører markedsbaserte kraftpriser til at tungindustrien avgir kraft og årsprisen faller i Norge, Sverige og Finland. Årsaken til at årsprisen øker i Danmark er at den danske produksjonen i større grad enn i de andre landene er grunnlastproduksjon. Lavere etterspørsel og økt nettoimport gir lavere kapasite-

Figur 5. Årsgjennomsnitt for engrosprisen på kraft i de nordiske landene i 2010, øre/kWh. Faste 1995-priser



Figur 6. Kraftproduksjon i de nordiske landene fordelt på energibærere, 2010. TWh

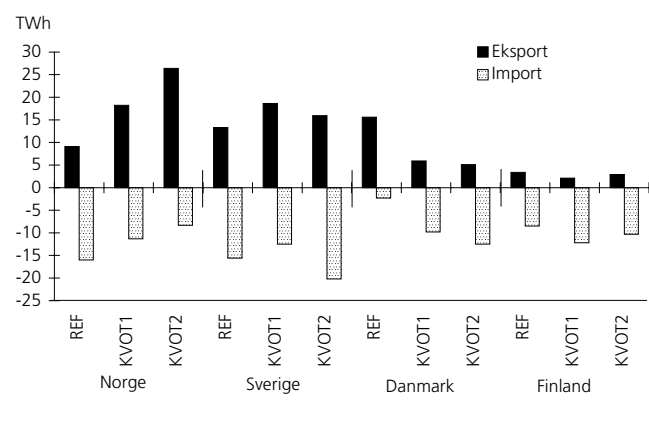


ter i Danmark. Dette medfører at danske kraftprodusenter får bedre betalt for produksjonen i perioder av året hvor den danske importkapasiteten er fullt utnyttet.

Figur 6 viser krafttilgangen i Norden fordelt på ulike brensler. Økte CO₂-avgifter rammer olje- og kullbasert kraftproduksjon i størst grad, og samlet produksjon faller i Danmark og Finland fra REF- til KVOT1-alternativet. I Sverige mer enn kompenseres utfallet av kull- og oljebasert kraft med økt gass- og biokraftproduksjon. I Norge faller det ut noe gasskraft, men her bidrar økt vann- og biokraftproduksjon til at samlet produksjon øker. Fra KVOT1- til KVOT2-alternativet reduseres industriens etterspørsel, mens andre sektorer øker sin etterspørsel. I alt viser det seg at samlet produksjon i Norden faller. Det er kraftvarme basert på gass i Sverige og Danmark som viser seg å være på marginen. Endringene i produksjonen av kraft har store virkninger på krafthandelen i de ulike landene. Figur 7 viser bruttoeksport og -import i 2010.

For Norge øker nettoeksporten fra REF til KVOT1 og ytterligere i KVOT2. Dette skyldes at produksjonen øker og forbruket faller. Norge er nettoimportør i 2010 i REF og netto-

Figur 7. Brutto krafthandel i Norden i 2010. TWh



eksportør i de andre to banene. Sverige er nettoimportør i REF og KVOT2 og nettoeksportør i KVOT1. I sistnevnte alternativ bygges det opp en stor gasskraftsektor i Sverige samtidig med at tungindustrien nær opprettholder sitt forbruk. Klimaavgiftene øker kostnaden for kull- og oljebasert kraft mer enn produksjonskostnadene for gasskraft som har et lavere CO₂-innhold pr. energienhet og høyere brensel-effektivitet. Samtidig har gasskraftproduksjonen i de andre nordiske landene en varmemfordel som mer enn oppveier transportkostnaden for gass fra Norge, jfr. tabell 2 og 5 ovenfor. Dette er årsaken til at gasskraftproduksjonen faller i Norge og øker i de andre nordiske landene når vi går fra REF til KVOT1. I KVOT2 frigjøres industrikraften og gasskraften i Sverige blir nær overflødig fordi det blir billigere å importere kraft fra Norge. I REF har Danmark en stor nettoeksport basert på drift av kullkraftverk og nye gasskraftverk. Klimapolitikken rammer kullkraften hardt og Danmark er nettoimportør i KVOT1 og KVOT2. Det skjer ikke store endringer i Finlands handel. En årsak er at Finland er det av de nordiske landene som har den laveste transmisjonskapasiteten til nabolandene i Norden. Samtidig har Finland tilgang til russisk gass gjennom eksisterende rørledninger og billig biobrensel sammenlignet med de andre nordiske landene. Det fører til at bortfallet av kullkraft i Finland i stor grad kompenseres med gass- og biokraft i stedet for økt import/reduert eksport.

Tabell 9 viser kraftbalansen i Norge i de tre alternativene. I referansealternativet bidrar den kraftige forbruksveksten til en økning i innenlandsk kraftanvendelse på over 21 TWh i perioden 1995-2010. Oppdekningen skjer ved økt vannkraftutbygging, gasskraft og økt import, som hver bidrar med 7-8 TWh i økt krafttilgang. Forbruksveksten er sterk i annen industri (gassbehandlingsanlegget på Kollsnes), tjenesteyting og i husholdningssektoren.

CO₂-utslippsfrie teknologier som vannkraft og biokraft foretrekkes i begge de to KVOT-alternativene, og av gasskraft i Norge er bare Naturkrafts to gasskraftverk lønnsomme på grunn av den lave gassprisen disse er forutsatt å betale. CO₂-avgiftene fører til at norsk gasskraft uten varmemfordel taper relativt til gasskraft i utlandet som med klimaavgifter utkonkurrerer eksisterende kullkraftverk. Det er vide-

Tabell 9. Elektrisitetsbalansen i Norge i de tre alternativene, TWh

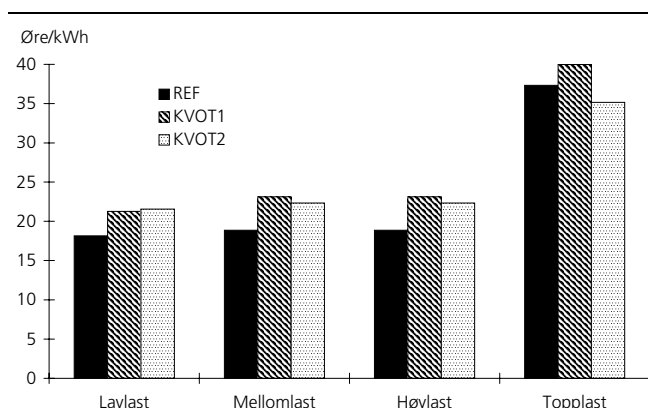
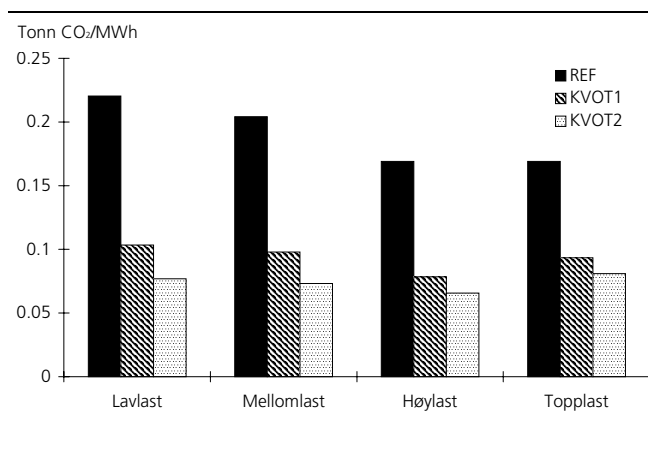
	1995	REF	2010 KVOT1	KVOT2
Vannkraft, normal- årskapasitet	112,7	120,8	126,8	126,3
Faktisk vannkraft- produksjon (netto*)	120,5	120,8	126,8	126,3
Gasskraft		7,6	5,3	5,3
Bio- og avfallsbasert kraftproduksjon	0,5	0,5	1,7	1,7
Import	2,3	16,0	11,3	8,3
Samlet tilgang	123,3	144,9	145,1	141,6
Eksport	9,0	9,1	18,2	26,4
Innenlands anvendelse	114,3	135,8	126,9	115,2
Nett-tap	9,4	7,8	7,6	7,7
Kraftintensiv industri	29,0	30,0	25,9	14,0
Treforedling	6,8	7,0	6,4	5,6
Annen industri	10,3	16,7	15,8	16,1
Tjenesteyting	24,1	29,2	27,9	28,2
Husholdninger	34,8	45,0	43,3	43,4

* Produksjon fratrukket forbruk i kraftstasjonene og pumpekraftforbruk

re interessant å se den sterke virkningen av markedsbaserte kraftpriser til kraftkrevende industri og treforedling. Disse industriene avgir kraft som erstatter produksjon i Norden. Når all kraft som frigjøres i Norge i KVOT2 eksporteres. Endringene i kapasitetsforhold og etterspørsel har også betydelige virkninger på prisstrukturen. Figur 8 viser lastspesifikke priser i vintersesongen i Norge i 2010.

I alle banene støtter vannkraftsystemet på en skranke med hensyn til hvor mye produksjonen kan variere mellom lav- og topplast. Uten effektive skranke ville en vente den samme pris (vannverdi eller skyggepris på vanntilgangen) i Norge i alle perioder, siden vannkraftprodusentene vil utnytte arbitrasjemuligheter som følger av prisulikheter mellom ulike perioder. Det er imidlertid forutsatt at det eksisterer visse grenser for i hvor stor grad vannkraftproduksjonen kan kjøres opp og ned. Denne grensen nås, og lavlastprisen faller under vannverdien mens topplastprisen inkluderer en egen kapasitetspremie eller en skyggepris på topplastkapasitet. Forskjellen mellom lav- og topplastpris faller imidlertid med fallende etterspørsel og økende innenlandsk produksjon. Det forklarer fallet i prisvariasjon mellom lav og topplast fra REF til KVOT-alternativene. Prisene i mellom- og høylast inneholder ikke andre elementer enn skyggeprisen på økt vanntilgang. Vannverdien er i stor grad bestemt ut fra verdien av kraft i det nordiske markedet og varierer med balansen i totalmarkedet. Således er vannverdien høyest i KVOT1-banen.

Figur 9 viser CO₂-intensiteter for de ulike lastperiodene for Norden samlet i de tre banene. Varmekraften kjøres med jevn produksjon, mens gassturbiner og vannkraft utnyttes til å dekke forbrukstoppene. CO₂-intensiteten blir da lavere i høy- og topplast enn i lav- og mellomlast. Unntaket er KVOT2-alternativet der CO₂-intensiteten er høyest i topplast. Dette skyldes to forhold. For det første er nivået på intensitetene langt lavere i KVOT-alternativene enn i REF-banen, slik at innslag av gassturbiner basert på olje i høy-

Figur 8. Engrospriser på elektrisk kraft i Norge i vinter-sesongen i 2010, øre/kWh. Faste 1995-priser**Figur 9. CO₂-intensiteter i kraftproduksjon etter lastperiode i 2010. Norden**

og topplast får sterkere effekt på intensiteten. For det andre er det i KVOT-alternativene romsligere med kapasitet siden en del eldre kullkraftverk er utkonkurrert, men ikke nedlagt (depresieringen er eksogent fastsatt i modellen). I modellen faller det billigere å benytte noe av denne kapasiteten i høy- og topplast enn å investere i ny kapasitet.

Oppsummering

Dersom en gjennomføring av Kyotoprotokollen resulterer i en internasjonal kvotepris på CO₂-utslippsrettigheter på 200 kr/tonn CO₂, vil produsentprisene på elektrisk kraft i Norden øke med 10-30 prosent i forhold til en situasjon med videreføring av dagens avgiftsregime og -nivåer. I følge våre beregninger vil dette lede til mer enn en halvering av CO₂-utslippene fra kraftproduksjon i Norden. Det er hovedsakelig en raskere utfasing av kull- og oljebaserte kraftverk som bidrar til utslippsreduksjonen. Verk med store CO₂-utslipp erstattes av ny vannkraft, biobasert kraftproduksjon og nye effektive gasskraftverk. Kraftprisveksten fører til lavere forbruk og dermed lavere kraftproduksjon samlet sett. En ytterligere utslippsreduksjon realiseres dersom kraftintensiv industri og treforedling stilles overfor markedspriser på kraft. Redusert forbruk i disse sektorene

erstatte forurensende kraftproduksjon i utlandet. Klimapolitikken øker omfanget av krafthandel til tross for at samlet forbruk og produksjon reduseres. Det skyldes at landene i ulik grad har tilgang til produksjonsressurser som forårsaker små eller ingen utslipp. Likeledes varierer omfanget av tungindustri mellom landene, og dermed varierer volumene av kraft som frigjøres for markedet når disse industriene stilles overfor markedsbaserte kraftpriser.

Referanser

Amundsen, E.S. og S. Tjøtta (1997): Trade and Price Variation in an Integrated European Power Market, *Applied Economics* **29**, 745-757.

Bye, T. og T.A. Johnsen (1995): Prospects for a common deregulated Nordic electricity market, Discussion Papers 144, Statistisk sentralbyrå.

Bruvoll A. og T. Bye (1998): Utslipp av metan og kvotepriser på klimagasser, *Økonomiske analyser* 7/98, Statistisk sentralbyrå.

Elsam (1991): Sammenfattende synspunkter vedrørende handlingsplanen i Energi 2000, Elsam, Planleggingsavdelingen, Fredericia, Danmark.

Larsen, H.V. (1984): *Simulachron. A simulation model for a combined heat and power production system*, Risø National Laboratory, Roskilde, Danmark.

Lindholt, L. (1998): Kyotoprotokollen, prisen på CO₂-kvoter og konsekvenser for norsk petroleumssektor, *Økonomiske analyser* 7/98, Statistisk sentralbyrå.

Nesbakken, R. og S. Strøm (1998): The Choice of Space heating System and Energy Consumption in Norwegian Households, kommer i serien Discussion Papers, Statistisk sentralbyrå.

Nordel (1997): *Kraftbalans for Nordelsystemet 2005. Slutt-rapport fra Produksjonsgruppen til Nordel's systemkomite. Juni 1997*, Imatran Voima, Helsingfors, Finland.

NOU (1998): *Energi- og kraftbalansen mot 2020*, Norges offentlige utredninger 1998:11.

NUTEK (1995): *Energirapport 1995*, R1995:49.

NVE (1997): *Kostnader ved kraftverksprosjekter pr. 01.01.96*, Publikasjon Nr 05 1997, Norges vassdrags- og energiverk.

Olsen O.J. og J. Munksgaard (1996): *Cogeneration and taxation in a liberalised Nordic Power Market*, Nordvarme, Nordic District Heating Association.

Vognild, I.H. (1993): *Effektutveksling med utlandet*, Publikasjon Nr 28 1993, Norges vassdrags- og energiverk.