

Nr. 1/2000

**Norske gasskraftverks
innvirkning
på de nordiske
klimagassutslippene**

ISBN 82-7478-228-3

ISSN 0807-0946

Norges Naturvernforbund

Boks 342 Sentrum

0101 Oslo

Tlf. 22 40 24 00 Faks 22 40 24 10

www.naturvern.no

Forord

Debatten om bygging av gasskraftverk i Norge har blusset opp igjen. Som tidligere hevder tilhengerne av gasskraftutbygging at alternativet til gasskraftproduksjon i Norge er import av kullkraft som vil føre til en økning av de samlede nordiske og nord-europeiske klimagassutslippene. Bygging av gasskraftverk framstår dermed som et miljøargument.

Norges Naturvernforbund har i denne utredningen gransket denne påstanden. Utredningen er utført av medlemmer av Naturvernforbundets energi- og klimautvalg med faglig støtte fra medlemmer av Natur og Ungdom, Greenpeace Norden og Organitationen for Vedvarende Energi i Danmark.

Oslo 25.januar 2000

Jørund U. Soma
Generalsekretær

Norske gasskraftverks innvirkning på de nordiske klimagassutslippene

NR. 1/2000.....	1
1.BAKGRUNN	4
2. ENERGI OG - KRAFTBALANSE I DE NORDISKE LAND.....	6
2.1 ENERGI BRUK I NORGE.....	7
2.2 ENERGI BALANSE OG KRAFTPRODUKSJON I SVERIGE.....	12
2.2.1 KRAFTPRODUKSJON.....	13
2.3 ENERGI BALANSE OG KRAFTPRODUKSJON I DANMARK.....	13
2.3.1 KRAFTPRODUKSJON.....	13
2.4 FORVENTNINGER PÅ FREMTIDIGE CO ₂ UTSLIPP, OG FORPLIKTELSER TIL REDUSERTE UTSLIPP I NORDEN.....	14
3.KRAFTOMSETNING.....	18
3.1 ENERGI LOVEN - FRA FORVALTNING TIL FORRETNING	18
3.2 KRAFTOMSETNING I ENERGI MARKEDET.....	18
3.3 PRISDANNELSEN I KRAFTMARKEDET.....	20
3.4 HVORDAN KRAFTMARKEDET FUNGERER.....	22
3.5 KRAFTUTVEKSLING.....	23
3.6 NORSK EKSPORT OG IMPORT AV ELEKTRISK KRAFT FRA 1975-1999.....	25
3.7 FORHOLD SOM PÅVIRKER PRISENE.....	26
4. KYOTOPROTOKOLLEN.....	27
4.1 OM KVOTEHANDEL, FELLES GJENNOMFØRING OG "GRØNN UTVIKLINGSMEKANISME".....	28
4.1.2 INTERNASJONAL KVOTEHANDEL.....	29
4.1.3 GRØNN UTVIKLINGSMEKANISME.....	29
5 EL-REFORMEN I DANMARK OG EU'S SATSING PÅ NYE FORNYBARE ENERGIKILDER.....	31
5.1 EL-REFORMEN I DANMARK OG NY ENERGI FORSYNINGSLOV.....	31
5.2. EU'S SATSING PÅ NYE FORNYBARE ENERGIKILDER.....	33
6. DISKUSJON.....	34
6.1 SAMMENSETNINGEN AV KRAFTPRODUKSJONEN I ET DEREGULERT MARKED UTEN KYOTO-FORPLIKTELSER.....	34
6.2 REGULERING AV VANNKRAFTUTBYGGING OG KLIMAGASSUTSLIPP.....	35
7. KONKLUSJON.....	39

1. Bakgrunn

Et viktig argument for bygging av norske gasskraftverk har vært et påstått behov for import av kullkraft for å dekke opp forskjellen mellom gjennomsnittlig kraftproduksjon og forbruket. Denne rapporten vil se nærmere på noen av faktorene som påvirker de nordiske klimagassutslippene. Den mest sentrale problemstillingen er Kyotoavtalen, og hvordan norsk gasskraftproduksjon vil virke innenfor denne avtalen. Andre faktorer av betydning er hvordan kraftmarkedet og kraftutvekslingen fungerer, og sammensetningen av produksjonskapasiteten i våre naboland.

Det foreligger konkrete planer om bygging av gasskraftverk i Norge. Selskapet Naturkraft AS har fått konsesjon etter Energiloven til å bygge to gasskraftverk på Vestlandet, henholdsvis Kårstø og Øygarden, men de har samtidig fått en utslippstillatelse etter Forurensningsloven som fastsetter så strenge krav til utslippsreduksjon av klimagassen CO₂ (90 prosent rensing) før et kvotehandelsystem er på plass, at prosjektet ikke er aktuelt med den tiltenkte teknologi. Selskapet Industrikraft AS har søkt myndighetene om konsesjon til et gasskraftverk på Skogn i Trøndelag. I tillegg arbeides det med planer for ytterligere gasskraftverk. Prosessindustriens Landsforening (PIL) mener det er lønnsomt med 20-30 gasskraftverk i Norge.

Gasskraftverket på Skogn vil slippe ut 2 mill. tonn CO₂ pr. år, mens de to gasskraftverkene på Vestlandet vil slippe noe over 2 mill. tonn CO₂ pr. år. Til sammen tilsvarer dette omlag ti prosent av de norske CO₂-utslippene. Norge har gjennom Kyoto-protokollen forpliktet seg til å redusere de norske klimagassutslippene i forhold til 1999-utslippene med 7 millioner tonn. Dersom utslippene først skal øke med ti prosent mer enn de ellers ville gjort, blir oppgaven med å innfri forpliktelsene i Kyoto-protokollen enda vanskeligere.

Norge har hatt et deregulert elektrisitetsmarked siden 1991, og elektrisk kraft omsettes nå over den nordiske elektrisitetsbørsen. Det betyr at forholdet mellom produksjon og etterspørsel ikke lenger bestemmes av den fysiske produksjonen og det fysiske forbruket, men av prisene som framkommer i markedet. Siden det er bygd sjøkabler mellom Norge og Danmark og det er overføringsforbindelser til Sverige og Finland ligger det fysisk til rette for handel med elektrisitet mellom de nordiske landene. En eventuell utbygging av gasskraftverk og innvirkningen på de nordiske utslippene av CO₂ må derfor ses i et nordisk perspektiv.

Politikere innen Arbeiderpartiet, Høyre og Fremskrittspartiet går inn for å bygge gasskraftverk i Norge med teknologi som innebærer store CO₂-utslipp. En av begrunnelsene er at Norge trenger å øke kraftproduksjonen for å møte det sterkt økende forbruket av elektrisitet. Selv om Norge hadde nettoeksport av kraft i 1999, vil etterspørselen etter elektrisitet etter all sannsynlighet være større enn kraftproduksjonen i et normalår, dersom vi ikke klarer å dempe forbruksveksten eller å øke produksjonen. Det ligger utenfor denne studien å drøfte hvilken strategi

Norge bør velge for å løse dette problemet. Naturvernforbundet har her tidligere pekt på at en målbevisst satsing på energisparing og nye fornybare energikilder, samt unngå bruk av elektrisitet (høykvalitetsenergi) til varmemål (lavkvalitetsenergi) er den mest fornuftige veien å gå.

De viktigste problemstillingene som vil bli forsøkt belyst i denne rapporten er:

- Vil utslippene av klimagasser i Norden øke uten norsk gasskraftproduksjon?
- Hvilke konsekvenser har kraftutvekslingen mellom Norge og Danmark for utslippene av klimagasser i Norden?

Det hevdes med styrke i debatten fra dem som går inn for utbygging av gasskraftverk at gasskraft vil redusere utslippene av klimagasser. Det refereres til at forbrenning av gass gir omlag inntil halvparten så mye CO₂ som forbrenning av kull. Fordi Norge alternativt kunne tenkes å importere dansk kullkraft, skulle da de nordiske klimagassutslippene bli mindre til tross for at gasskraftverkene vil øke de norske CO₂-utslippene betydelig.

I Energiutredningen (Olje- og Energidepartementet, 1998) er det brukt et resonnement om at bygging av gasskraftverk i det nordiske eller nord-europeiske kraftmarkedet vil kunne bidra til en reduksjon i de totale CO₂-utslippene fra kraftproduksjon. Årsaken angis å være at gasskraftverk dels bygges til erstatning for eldre kullkraftverk, og at gasskraft grunnet lavere variable produksjonskostnader vil kunne utkonkurrere den mer forurensende kullkraften. En karbongradert avgift på kraftproduksjonen vil favorisere gasskraft framfor kullkraft.

2. Energi og - kraftbalanse i de nordiske land

Omsetningen av kraft er blitt deregulert både innenfor og mellom de nordiske landene i de senere årene. Kraftmarkedet i de nordiske landene er gjennom dette blitt mer integrert. Omsetningen skjer i større grad ut fra markedsprinsipper, dvs. at kraften flyter dit den er best betalt. Samtidig er det planer om økt overføringskapasitet for kraft ved bygging av nye undersjøiske kabler og deregulering av kraftmarkedet innenfor EU. Dette i ferd med å gjøre Nord-Europa til et sterkere integrert marked, om enn fortsatt innenfor et rammeverk av lover som regulerer kraftomsetningen. Ulikheter i produksjonsstrukturen gjør at norsk vannkraft kan få økt verdi i dette markedet. Dette kan skje gjennom at norsk vannkraft produseres og selges for å dekke toppen i etterspørselen, mens varmekraft brukes som grunnlast.

Norge har siden 1991 hatt en markedsbasert omsetning av kraft. Det er likevel en rekke lovverk som er med på å regulere omsetningen. Disse er konsesjonsgiving innenfor de enkelte leddene i sektoren med hensyn på eierskap, bruk av naturressursene, distribusjonsnett, omsetning og handel med utlandet. Dereguleringen av kraftmarkedet har likevel kommet langt i Norge sammenlignet med andre land. De nordiske landene følger etter i denne dereguleringen. Sverige og Finland har gjennomført reformer, og Danmark planlegger lignende tiltak. I 1996 ble grenseavgiftene mellom Norge og Sverige opphevet og det ble opprettet en felles norsk svensk kraftbørs (Nordpool, 1999).

Det foreligger konkrete planer om å bygge to kraftkabler mellom Norge og Kontinentet, en til Nederland og en til Tyskland. Dette vil bedre mulighetene til å øke kraftutvekslingen med andre land, og vil bidra til at kraftprisene i Europa vil få en større innvirkning på kraftprisene i Norge og Norden. Stortinget begrunnet ønsket om økt kraftutveksling blant annet i antatte miljøgevinster med samkjøring av norsk vannkraft og varmekraft på kontinentet. Denne begrunnelsen vil ikke bli oppfylt hvis en økt kraftutveksling vil gi økte CO₂ utslipp i Norden. Det ligger utenfor denne utredningen å se nærmere på hvilke inngrep i norsk natur planene om den økte kraftutvekslingen vil føre til. En økt kraftutvekslingen vil føre til at presset på nye vannkraftutbygginger vil øke, økt effektkjøring av allerede regulerte vassdrag og 500 km nye kraftledninger i Sør-Norge.

En økt kraftutveksling vil gjøre Norge mindre sårbare for variasjoner i nedbørsmengde fra år til år.

Gjennom de allerede eksisterende nettforbindingene til Danmark og Sverige, har Norge mulighet for kraftutveksling med Tyskland, Polen, Finland, Russland og de baltiske landene. Overføringskapasiteten vil i de nærmeste år økes betraktelig. I disse landene er kraftproduksjonen i stor grad basert på varmekraftverk. Varmekraftverkene er lite fleksible og det vil være dyrt å dekke kortvarige forbrukstopper med økt produksjon. Norsk vannkraft derimot kan lett regulere produksjonen opp og ned både raskt og billig. En kraftutveksling med andre land vil derfor kunne benyttes til å møte forbrukstopper, og den norske vannkraften vil få en større verdi. Det vil også redusere behovet for kapasitetsutbygging i Norge og Norden.

2.1 Energibruk i Norge

Norge er fra naturens side uvanlig rikt på energi, både fossil energi og fornybar. Vi er en av verdens største oljeeksportører, og dekker en betydelig del av EU's gassforbruk. Samtidig har vi et kraftforsyningssystem som er 99 % basert på en fornybar ressurs, vannkraft. Den rike tilgangen på kraft har gitt lave priser i verdenssammenheng, og også et rekordhøyt forbruk. Vi har også et uvanlig høyt forbruk av elektrisk kraft til direkte oppvarming, i motsetning til andre industriland som bruker fossile brensel i større utstrekning. Likevel har vi også et svært høyt utslipp av klimagassen CO₂ per capita, på grunn av store utslipp i transportsektoren og oljesektoren.

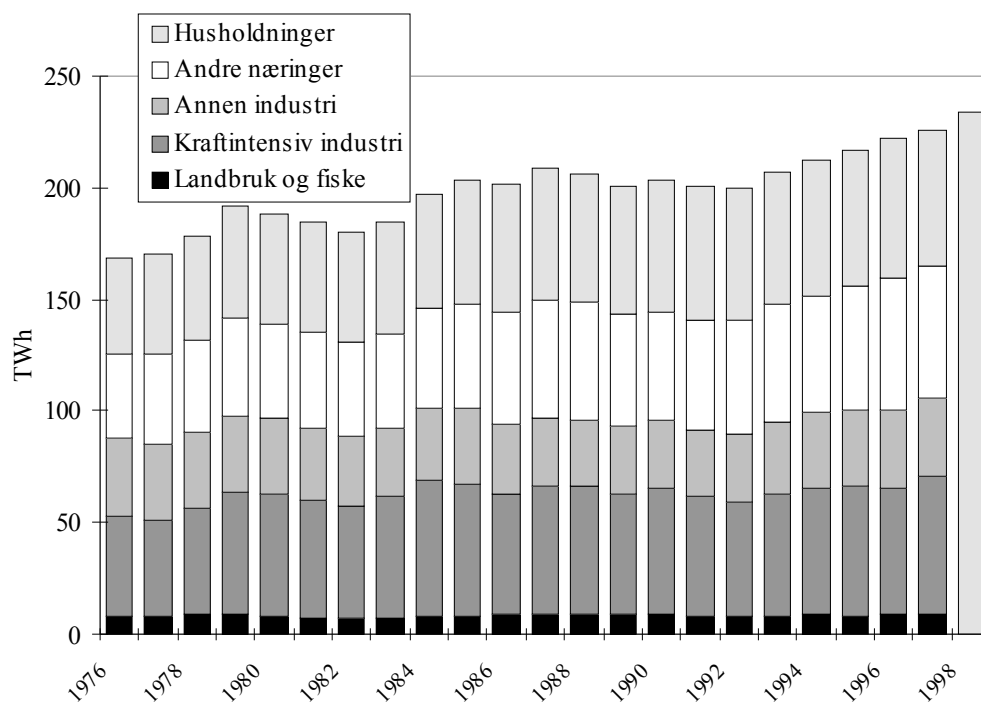
Norge har gode naturgitte forutsetninger for å få fatt i store mengder energi. Norge er for det første en stor olje- og gassnasjon, og vi eksporterer det meste av petroleumproduktene vi henter opp fra kontinentalsokkelen. Relativt store mengder nedbør og mye fjell sørger dessuten for at vi kan utnytte bevegelsesenergien i vannet som renner i sjøen til å produsere elektrisitet.

Norge skaffer omlag 99 prosent av all elektrisiteten vi produserer gjennom vannkraft (Olje- og Energidepartementet, 1998). Vi har imidlertid allerede bygd ut 63 prosent av det tilgjengelige vannkraftpotensialet i landet vårt (Statistisk sentralbyrå, 1999), og videre utbygging er derfor svært kontroversielt. Dessuten har de mest lønnsomme vassdragene allerede blitt bygd ut.

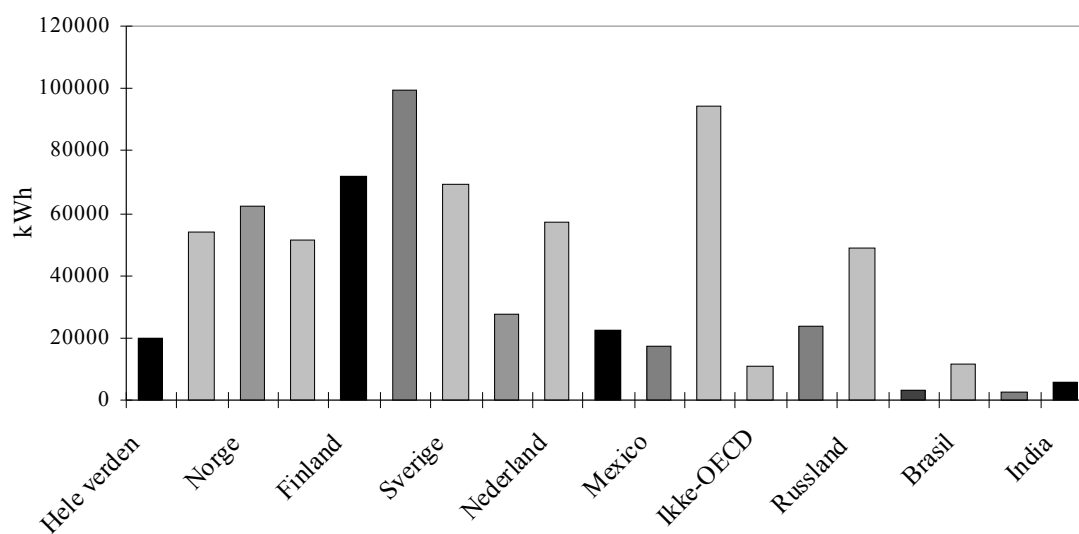
Det samlede norske energiforbruket var 288 TWh¹ i 1998 - utenriks sjøfart unntatt (Statistisk sentralbyrå, 1999). Energiforbruket i energisektorene, det vil si til vannkraftproduksjon, olje- og gassutvinning, oljeraffinerier og liknende, utgjorde 53 TWh eller 18 prosent av dette. Forbruket av energivarer utenom energisektorene og utenriks sjøfart var altså 235 TWh, som representerer en økning på 4 prosent fra 1997. Økningen i energiforbruket fra 1997 til 1998 var 9 TWh. Figur 1. viser utviklingen i det norske energiforbruket fra 1976 til 1998.

Norges energiforbruk per innbygger er over tre ganger høyere enn verdensgjennomsnittet, og 15 prosent over gjennomsnittet for OECD-landene. Norges energiforbruk per innbygger er nesten seks ganger høyere enn for landene utenfor OECD. Dette illustreres i figur 2, som viser energiforbruk per person i en del land i verden.

¹ En TWh er det samme som en milliard kWh.



Figur 2.1 Norsk innenlands energiforbruk etter forbrukergruppe.. Kilde: (Statistisk sentralbyrå, 1999).



Figur 2.2 Årlig energiforbruk per person i verden og noen utvalgte land. Kilde: (Statistisk sentralbyrå, 1999).

Fra 1975 til 1998 steg det totale norske strømforbruket med 67 prosent. Dersom vi ser bort fra kraftintensiv industri finner vi at forbruket i samme periode steg med hele 113 prosent, det vil si godt over en dobling.

Særlig elektrisitetsforbruket i Norge er høyt, og i 1998 var bruttoforbruket (inkludert tap) 120,4 TWh -tidens høyeste og rundt 4 % høyere enn året før. Denne forbrukssveksten på 5

TWh tilsvarer elforbruket i ca. 200.000 boliger. Produksjonen av elektrisk kraft var i 1998 116,7 TWh, og gjennomsnittet i årene 1996 - 1998 var 111,0 TWh.

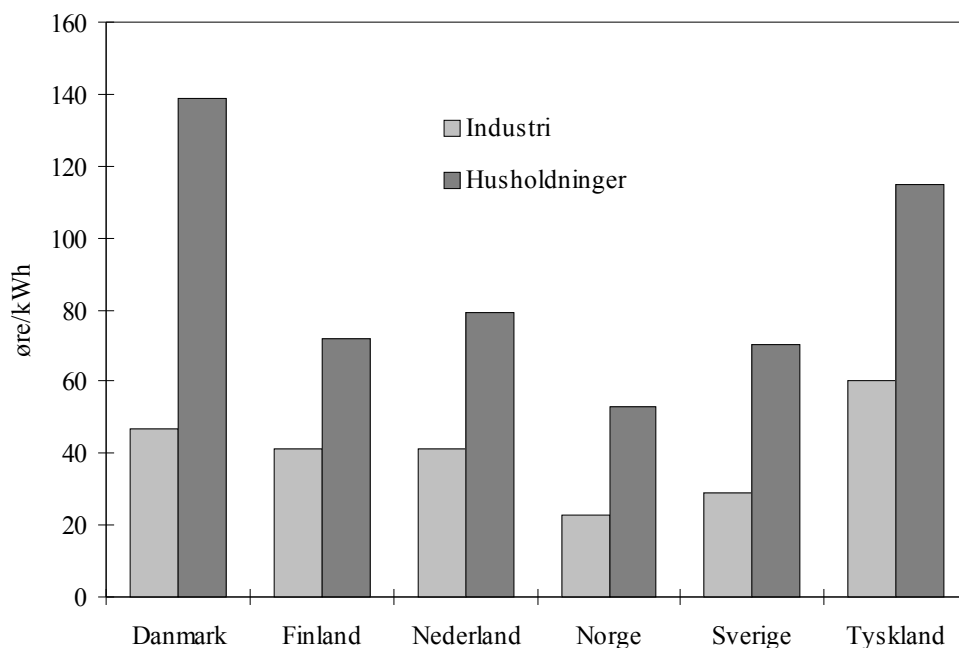
Norge har tilgang på store mengder elektrisitet til lav pris, og vi har derfor satset på kraftkrevende industri og dessuten har vi fått svært energikrevende vaner. Dette gjelder særlig strøm, men forbruket av petroleumsprodukter til oppvarming og transport er også høye. Prisen på elektrisk kraft i Norge ligger vesentlig lavere enn i andre land i Europa. Danmark hadde for eksempel en forbruksavgift på 53,5 øre/kWh på alminnelig el-forbruk i 1997 mens i Norge var den tilsvarende avgiften 5,6 øre/kWh (Finansdepartementet, 1999). I 1999 var avgiften 5,94 øre/kWh. I 2000 er avgiften hevet til 8,56 øre/kWh.

Se Tabell 1. for en sammenlikning av Norge og andre nordiske og europeiske land på energiforbruk og priser på elektrisitet. Det siste er også illustrert i Figur 4. Legg merke til den lave strømprisen og høye strømforbruket for Norges vedkommende, sammenliknet med andre land i Europa.

Tabell 2.1 Energiforbruk og elpriser i noen land i Europa. Tallene for energiforbruk er fra 1995, mens prisene på elektrisitet er fra 1996. Kilde: Olje- og Energidepartementet, 1998.

Land	Elforbruk (TWh)		Energiforbruk (TWh)	Elpriser (øre/kWh)	
	<i>I alt</i>	<i>Husholdninger</i>	<i>Husholdninger</i>	<i>Industri</i>	<i>Husholdninger</i>
Danmark	31	11	53	47	139
Finland	65	16	61	41	72
Nederland	83	18	129	41	79
Norge	104	36	47	23	53
Sverige	125	42	93	29	70
Tyskland	451	127	729	60	115

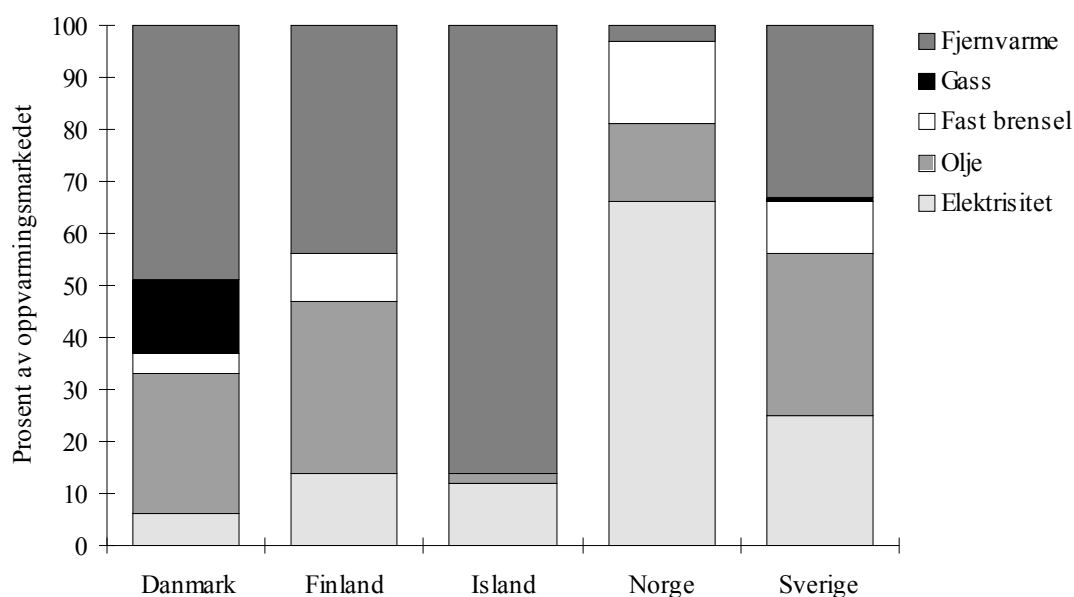
De angitte danske elpriser er inkludert avgifter og for husholdninger inkludert moms. Elpriser for dansk industri er steget siden 1996, og det er kun industri med Enøk avtaler som kan få avgiftsfritak, fritaket gjelder kun for den delen av elforbruket som er i industriprosesser (Den danske Organisasjon for Vedvarende Energi, pers.medd).



Figur 2.3 Elpriser i noen land i Europa. Basert på Tabell 1.

Tabell 1. viser at elektrisitet står for en stor del av energiforbruket i norske husholdninger. I Nederland står elektrisitet for 14 prosent av energiforbruket i husholdningene, i Tyskland 17, i Danmark 20, i Finland 26 og i Sverige 45 prosent. For Norge er andelen hele 77 prosent.

Resultatet av den rikelige tilgangen på vannkraft og den norske prispolitikken er at vi i stor grad bruker elektrisitet direkte til oppvarming, og at vi i liten grad baserer oss på vannbåren varme. 68 prosent av varmebehovet i norske husholdninger dekkes ved elektrisitet direkte (Olje- og Energidepartementet, 1998). Dette innebærer en svært dårlig utnyttelse av elektrisitetens høyverdige energiinnhold.



Figur 2.4 Oppvarming i Norden. Prosentvis bruk av fjernvarme, gass, fast brensel, olje og elektrisitet til oppvarming i Norden. Kilde: Olje- og Energidepartementet, 1998.

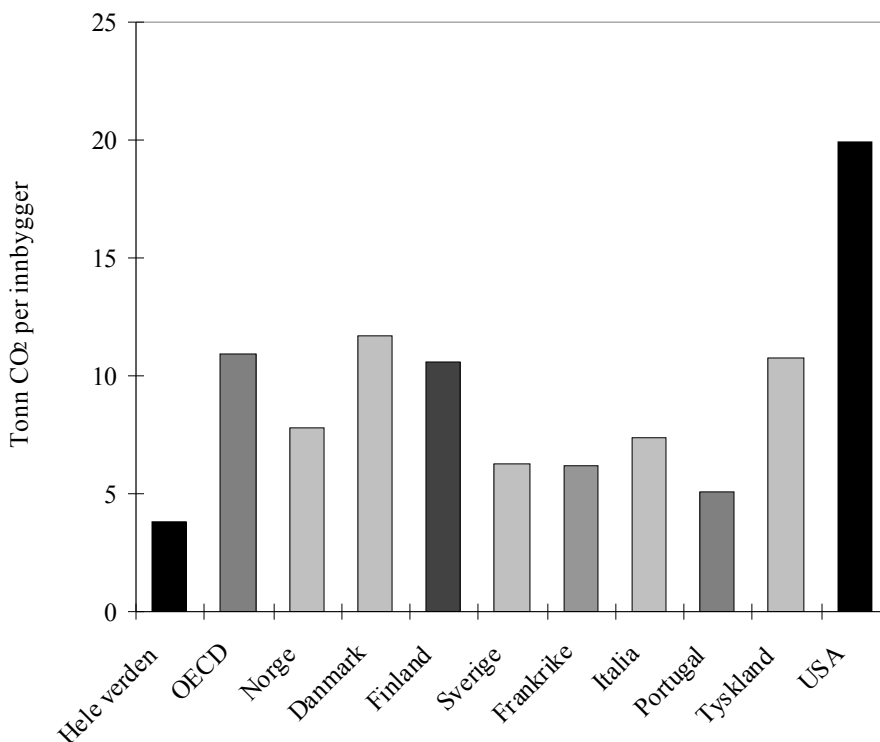
Tabell 2.2 Norsk elektrisitetsforbruk. Nettoforbruk av elektrisk kraft i Norge fordelt på virksomhet. Tall fra 1996, kilde: Statistisk sentralbyrå, 1998.

	I alt	Kraft-intensiv industri	Tre-foredling	Bergverk og annen industri	Husholdninger og jordbruk	Annet forbruk
Forbruk (GWh)	104.147	28.749	5.952	10.136	37.272	22.037
Forbruk (prosent)	100 %	28 %	6 %	10 %	36 %	21 %

Det totale salget av petroleumsprodukter i Norge var i 1997 på 9.631 millioner liter (Statistisk sentralbyrå, 1998). Dette tilsvarer en energimengde på omlag 96 TWh². Norges totalforbruk av olje utenom energisektorene og utenriks sjøfart gikk ned med om lag 9 prosent fra 1976 til 1998. I samme periode økte imidlertid forbruket av olje til transport med 56 prosent, slik at nå utgjør dette forbruket 81 prosent av det totale oljeforbruket (Statistisk sentralbyrå, 1999). Norges utbyggingsmønster, transportbehov og høye grad av energiintensive transportformer forklarer til en stor grad det høye forbruket av fossile brensel.

Til tross for at vi har svært god tilgang på vannkraft, sørger energiforbruket til hver nordmann for mer enn dobbelt så mye CO₂ som verdensgjennomsnittet. I 1995 bidro nordmenn i gjennomsnitt med 7,8 tonn. Se figur 6 for en oversikt over CO₂-utslipp i noen land.

² Det teoretiske energiinnholdet i petroleum er omlag 36 GJ/m³ = 10 kWh/l. Tallene varierer noe mellom de ulike petroleumsproduktene. Virkningsgraden avgjøres av bruken.



Figur 2.5 Utslipp av CO₂ fra energibruk per innbygger i noen land i 1995.
Kilde: Statistisk sentralbyrå, 1999.

2.2 Energibalanse og kraftproduksjon i Sverige

Sverige har en strømproduksjon som består av omtrent 45 % atomkraft og 45 % vannkraft. Etter vedtaket om utfasing av atomkraften er det satset sterkt på bruk av bioenergi til oppvarming, og produksjonen er nå 95 TWh, atskillig mer enn atomkraftens 65 TWh. Atomkraften produserer jevnt over døgnet og året, mens vannkraften varierer fra år til år etter nedbøren, som i Norge. Overskudd eller underskudd på eksport/import-balansen for strøm mellom Norge og Sverige vil derfor avhenge av vannkraftsituasjonen. I våte år vil begge land som regel ha overskudd, og i tørre år mindre til eksport³.

I Perioden fra 1970 - 1996 økte elforbruket i Sverige med mer enn 100 %. Veksten i elforbruket var særlig sterk i første del av 1980 årene, da flere store atomkraftverk startet opp og elektrisitet ble mer utbredt som oppvarming. fra midten av 1980 gikk veksten i forbruket av elektrisk kraft ned. Den viktigste årsaken til dette var en massiv satsing på bioenergi og varmepumper til oppvarmingsformål. Elektrisk kraft utgjør nå 40 % av samlet stasjonært energiforbruk. I Sverige som i Norge er andelen av elektrisitet av samlet stasjonært energiforbruk og forbruksnivå høyt. Dette skyldes både høyt elforbruk til oppvarmingsformål og et stort innslag av kraftkrevende industri. Samlet netto forbruk av elektrisk kraft var i 1996 var 131 TWh, hvor husholdningene sto for i overkant av 30 % av forbruket, mens industriens andel var 40 %.

³ Avsnittet er hentet fra NOU 11:1998

2.2.1 Kraftproduksjon

Kraftproduksjonen i Sverige er på omlag 140 TWh per år. Kraftproduksjonen kan variere fra år til år, og er avhengig av nedbørsforhold og tilsig av vann til elver og kraftmagasiner og revisjoner i atomkraftverk. Atomkraft og vannkraft er de to viktigste formene for kraftproduksjon med til sammen omlag 90 % av den totale kraftproduksjon.

2.3 Energibalanse og kraftproduksjon i Danmark

Danmark er unikt i nordisk sammenheng ved at landet har klart å redusere sitt stasjonære energiforbruk mellom 1970 og 1996. Satsing på kombinerte kraftvarmeanlegg har økt energieffektiviteten. Samtidig har en satsing på vindkraft, slik at 10 % av kraftproduksjonen i dag kommer derfra. Danmark har et lavt forbruk av strøm i husholdningene sammenliknet med nabolandene. Det meste av kraftproduksjonen kommer fra kullkraft. Økning i kraftproduksjonen for å dekke norsk underskudd i tørre år som i 1996 har kommet fra gamle, og svært forurensende kullkraftverk⁴.

Samlet stasjonært energiforbruk i Danmark var i 1996 lavere enn i 1970. Forbruket av kraft har derimot økt betraktelig i samme periode og utgjorde i 1995 ca. halvparten av det totale energiforbruket. Elforbruket i husholdningene var såvidt i overkant av 10 TWh, mens varmeforbruket var i overkant av 16 TWh. Satsingen på kombinerte kraftvarmeanlegg har bidratt til økt energieffektivitet. En fjerdedel av det totale stasjonære energiforbruket dekkes av elektrisitet. Elforbruket er omtrent likt fordelt mellom sektorene husholdninger, tjenesteyting og industri. Sammenlignet med Norge og Sverige har Danmark et relativt lavt elforbruk i husholdningene. Høye avgifter på elforbruk i husholdninger, aktivt arbeid for fjernvarme basert på kraftvarmeanlegg, og forbud mot nyinstallering av elvarme kan forklare at elektrisitet i liten grad brukes til oppvarming.

2.3.1 Kraftproduksjon

Den danske kraftproduksjon er i all hovedsak basert på fossile brensel, særlig kull. Inntil 1985 var nær 100 % av det primære energiforbruket basert på fossile energikilder, men en systematisk satsing på alternative energikilder, særlig vindkraft, har redusert andelen fossile brensel til omlag 85 %. Nye store kraftverk har i første rekke vært kombibrenselverk, med kull som primær brensel og olje som reserve. I den senere tid har også naturgass kommet inn som et alternativ i store kraftverk.

I 1996 utgjorde kullkraft omlag 80 % av kraftproduksjonen. Oljekraft utgjorde 11 %, mens kraft basert på naturgass, biobrensel og vind samlet sto for 9 % av kraftproduksjonen. I dag er situasjonen at kull og koks representerer ca. 56 %, naturgass ca. 20 %, olje ca. 12 %, avfall ca. 2 %, biogass 0,5 %, biomasse 1 %, vind ca. 7 % (kapasitet 10 %) og andre 0,2 % (Energistyrelsen, 2000).

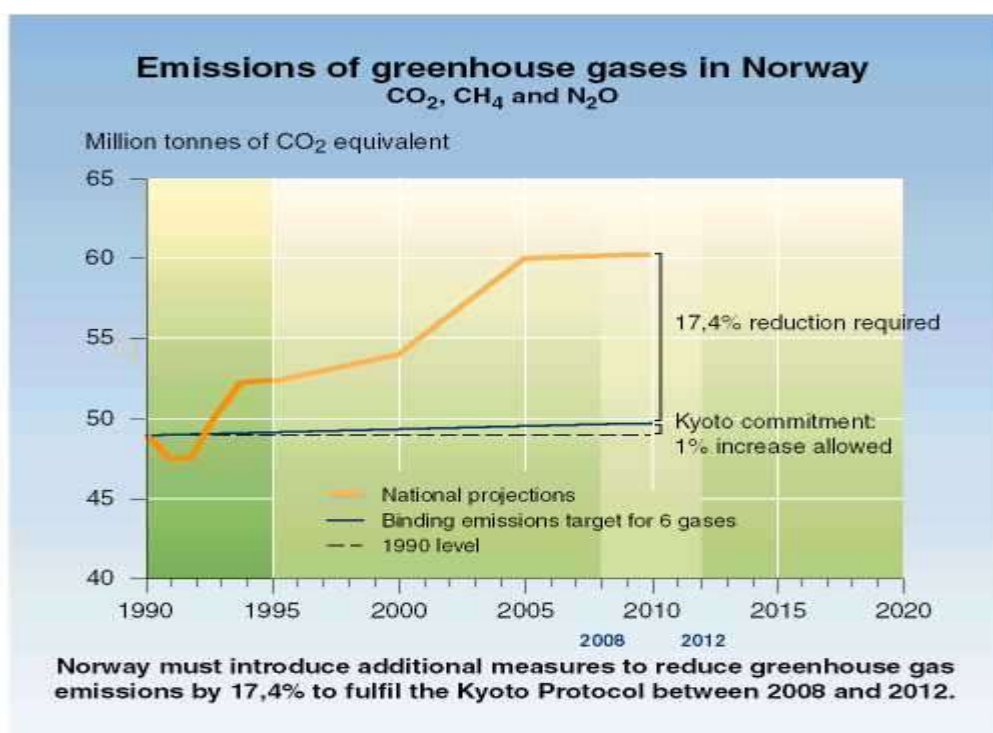
Desentraliserte kraftvarmeverk utgjør omlag 10 % av den samlede produksjonskapasiteten. Disse verkene fyres med innenlandske brensel som naturgass, biomasse og avfall. Siden 1996 er vindkraftandelen økt til over 10 % av elforbruket parallelt med at produksjonen av biomassebasert el er økt. De observerte svingningene i den danske kullkraft produksjonen de senere år kan relateres til produksjonsnivået i det norsk-svenske vannkraftsystemet. I årene 1994 og 1996 med relativt lav produksjon av vannkraft var den danske kullkraft produksjonen

høy. I 1996 hadde Danmark en nettoeksport til Norge på nesten 5 TWh og en nettoeksport til Sverige på nesten 9 TWh.

Den høye danske kraftproduksjonen i 1996 innebar at gamle kraftverk med lav virkningsgrad og liten rensing av utslipp til luft måtte tas i bruk. Flere av disse gamle kullkraftverkene er nå stengt av. Dette førte til en økning av de danske utslippene av CO₂ med hele 23 % sammenlignet med året før.

2.4 Forventninger på fremtidige CO₂ utslipp, og forpliktelser til reduserte utslipp i Norden.

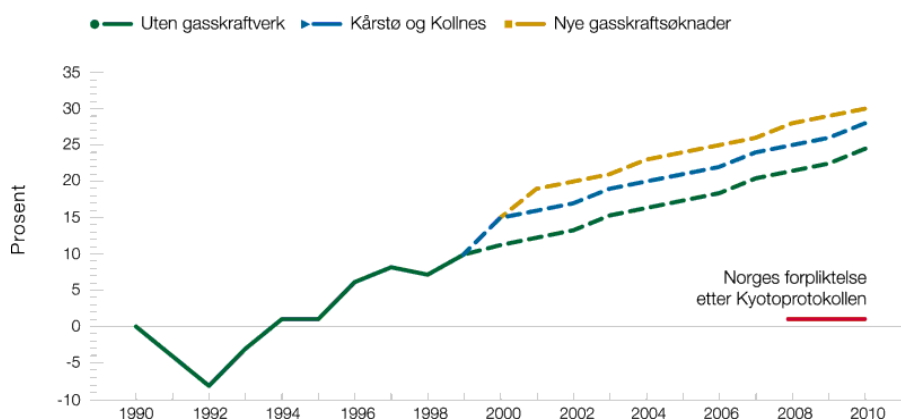
Klimagassutslippene i både Norge, Sverige og Danmark forventes å øke, dersom det ikke settes i verk klimagassreduserende tiltak. Norge vil få problemer med å møte sine utslippsforpliktelser, selv uten bygging av gasskraftverk. Sverige vil også få problemer. Danmark har i utgangspunktet større reduksjonsforpliktelser, men en gradvis omlegging av energibruken vil redusere utslippene og gjør at utslippskurven peker i riktig retning.



Figur 2.6 Utslipp av klimagasser i Norge og forpliktelser fra Kyotoprotokollen.
Kilde: Grid Arendal

De samlede norske utslippene av klimagasser vil øke med rundt 20 prosent fra 1990 til 2010. Utslippene av karbondioksid (CO₂) kan øke med nesten 40 prosent i den samme perioden, dersom det ikke settes iverk nye utslippsreduserende tiltak. Det viser tallene i regjeringens stortingsmelding om miljøtilstanden i Norge, som ble lagt fram i høst. I disse tallene er det lagt til grunn at det ikke bygges gasskraftverk (Miljøverndepartementet, 1999).

Figur 1 viser historiske utslipp av klimagasser i Norge fra 1990 og framskrevet utslipp fra 1998 til 2010. Utslippene har økt med 7,5 prosent fra 1990 til 1997. I 1997 sto CO₂ for ca. 75 prosent av det totale utslippet av klimagasser, en økning fra 67 prosent i 1990. De viste utslippene fra gasskraftverkene i figur 1 er basert på konsesjonssøknadene. Utslippene omfatter de seks gassene i Kyotoprotokollen: Karbondioksid (CO₂), metan (CH₄), lystgass (N₂O), svovelheksafluorid (SF₆), perfluorkarboner (PFK) og hydrofluorkarboner (HFK).



Figur 2.7: Utslipp av klimagasser i Norge. Historisk utvikling 1990-1997
Kilde: Miljøverndepartementet, 1999.

CO₂-avgiften viktig

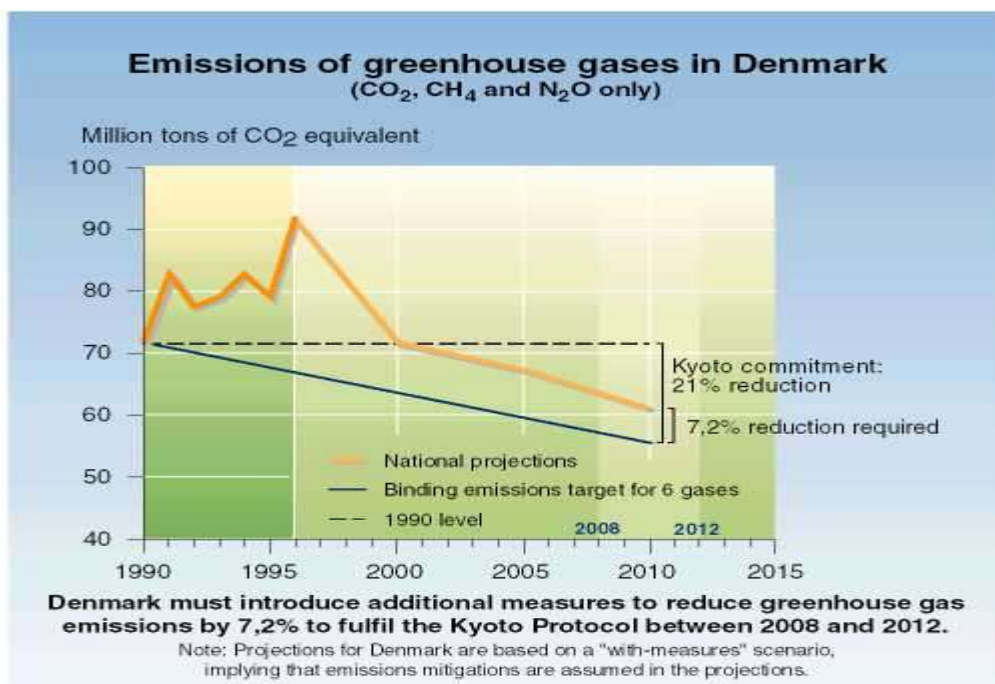
Sentrumsregjeringen skriver i stortingsmeldingen om Norges miljøtilstand (Stortingsmelding nr. 8, 1998-99) at CO₂-avgiften som ble innført i 1991 er det viktigste virkemiddelet i klimapolitikken. Rundt 64 prosent av de norske CO₂-utslippene er ilagt avgift etter utvidelsen i forbindelse med statsbudsjettet for 1999 (Miljøverndepartementet, 1999).

Petroleums- og transportsektoren vil stå for en betydelig del av den forventete utslippsveksten fram til 2010. Likevel foreslo regjeringen i statsbudsjettet for 2000 en generell reduksjon av satsen for CO₂-avgiften på sokkelen. Stortingsmeldingen gir ikke noe svar på om regjeringen tror dette vil føre til økte utslipp eller ei.

Regjeringen skriver at de ønsker å videreføre CO₂-avgiften inntil den eventuelt avløses av et nasjonalt kvotesystem. Et offentlig utvalg leverte en innstilling om dette på slutten av 1999. Sentrumsregjeringen er dessuten fortsatt imot bygging av gasskraftverk som ikke baserer seg på en teknologi som gir minimale utslipp.

Mer klimaforskning

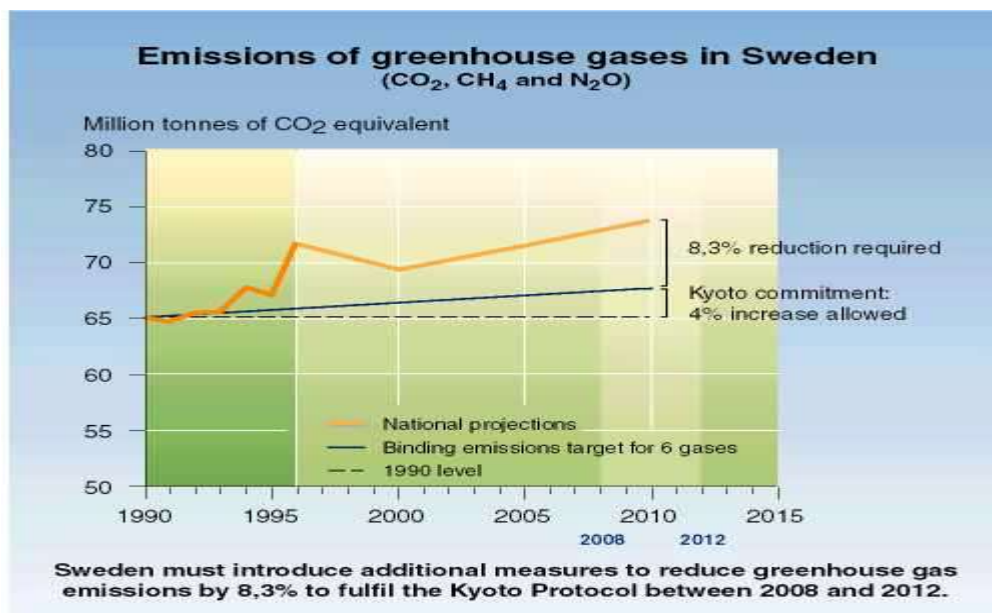
Regjeringen sier de vil satse bredt på klimaforskning og økt bruk av informasjon og kunnskapsutvikling. De ser også at det er sterkt behov for å ta i bruk Kyotomekanismene (kvotehandling, felles gjennomføring og den grønne utviklingsmekanismen) for at Norge skal kunne oppnå forpliktelsen i Kyotoprotokollen. Den forpliktelsen sier at de norske utslippene av klimagasser i perioden 2008-2012 ikke skal være mer enn 1 prosent høyere enn i 1990.



Figur 2.8 Utslipp av klimagasser i Danmark og forpliktelser fra Kyotoprotokollen.

Kilde: Grid Arendal

I Danmark er reduksjonsforpliktelsene i utgangspunktet større enn i Norge, men en gradvis omlegging av energiproduksjon fra fossil til fornybar energi gjør at utslippskurven peker i riktig retning. En nærmere beskrivelse av Danmark sin el-reform og ny energiforsyningslov er gitt i kapittel 5.



Figur 2.9 Utslipp av klimagasser i Sverige og forpliktelser fra Kyotoprotokollen.

Kilde: Grid Arendal

I Sverige fikk de forhandlet seg fram til en løsning om en 4 % økning av CO2 utslipp i forhold til 1990 nivå.

Figurene som viser forventede CO2 utslipp, viser at det er et gap mellom de forpliktelse landene har vedtatt å gjennomføre og kommende CO2 utslipp.

3.Kraftomsetning

3.1 Energiloven - fra forvaltning til forretning

Energiloven som ble innført i 1991 endret rammene for kraftomsetning fra forvaltning til forretning. Elektrisitetsforsyningen gikk fra å være en del av infrastrukturen på linje med veier, skoler og helsevesen til å bli et forretningsområde. Målet med virksomheten ble endret fra å forsyne landet med en infrastruktur til å være et profitorientert businessområde på lik linje med mange andre. Fra å være et system med sterke elementer av planøkonomi, hvor en fordelte kraft ut fra sosiale, distriktspolitiske og andre politiske hensyn er omsetningen i mye høyere grad blitt markedsorientert. Det er ikke bare lov å tjene penger på kraftomsetningen, målet er å tjene mest mulig.

Rammebetingelsene er blitt drastisk endret etter at den nye Energiloven trådte i kraft 1. januar 1991. Fra de første konsesjonslovene ble vedtatt på begynnelsen av 1900-tallet fram mot 1990, var offentlig eierskap og nasjonal kontroll over vannkrafta et viktig element i norsk energipolitikk, og staten, fylkeskommunene og kommunene er dominerende på eiersiden. Oppdekningsplikt, langsiktighet og statens enerett på eksport og import av kraft var andre sentrale elementer i denne politikken. Elektrisk kraft ble med andre ord ikke vurdert som en hvilken som helst vare, men som viktig del av infrastrukturen, som skulle sikre næringsutvikling, en spredt bosetting og nødvendig velferd for befolkningen. Dette kraftregimet ga forutsigbarhet, stabilitet og sikker strømforsyning. Ulempen ved systemet var store prisvariasjoner og mulighet for lite kostnadsbevisst disponering av ressursene.

Energiloven av 1990 gir rammene for organiseringen av kraftforsyningen i Norge. Loven legger til rette for konkurranse innen kraftproduksjon og omsetning, og regulerer bygging og drift av anlegg, overføringstariiffene og adgangen til overførings- og fordelingsnett. Norge var det andre landet i Europa som la til rette for mer markedsbaserte prinsipper for kraftomsetning, etter England og Wales i 1989. Et viktig resultat av energiloven er at forbrukerne i større grad enn tidligere kan velge leverandør av kraft. Fra og med 1997 er det ikke lenger kostnader knyttet til å bytte leverandør. Energiloven har og ført til store restrukturering av eierskapet til energiforsyningen i Norge. Denne restruktureringen har bestått i oppkjøp, fusjoner og nye allianser for å kunne møte et marked som stadig blir mer modent med hensyn til både kunders og leverandørers opptreden.

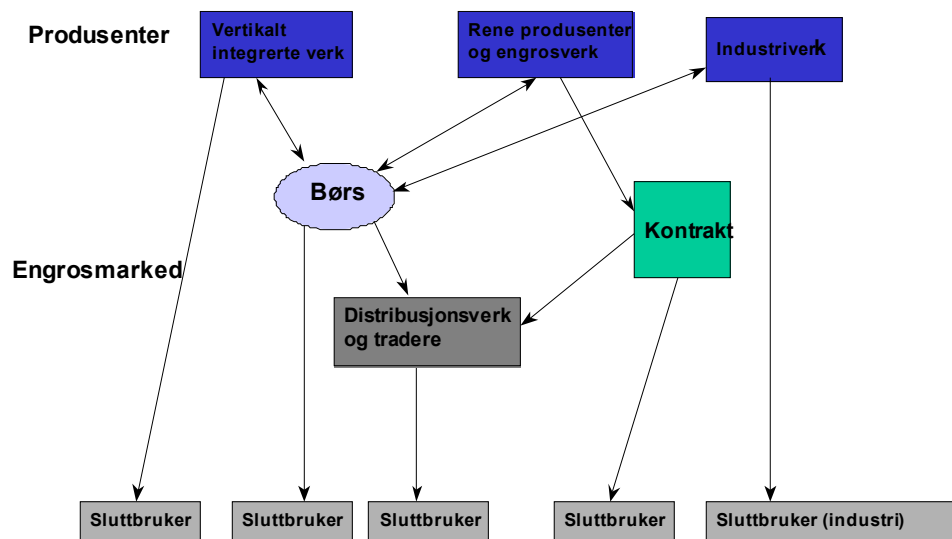
3.2 Kraftomsetning i energimarkedet

Kraftomsetningen er blitt omorganisert kraftig både internt i Norge og forhold til Sverige⁴. Før 1991 drev Samkjøringen i hovedsak med fysisk koordinering pluss en forholdsvis liten markedsomsetning av tilfeldig kraft. Salg av kraft skjedde på langsiktige, bilaterale kontrakter. Etter 1991 har en fått en kraftbørs som omsetter kraft ut fra en rekke ulike kontraktstyper. Fra og med 1996 har Norge og Sverige en felles kraftbørs, som kalles Nordpool. Kraftomsetningen skjer i økende grad gjennom omsettelige kontrakter, og handelen med disse kontraktene har allerede et volum som er tre ganger større enn de fysiske kraftmengdene som

⁴ Avsnittet er i hovedsak hentet fra NOU 1998:11

omsettes. Omsetningen får med andre ord mer og mer karakter av en råvarebørs, slik en finner det for olje, korn og andre råvarer.

Det nordiske kraftmarkedet inkluderer i dag Norge, Sverige, Finland og Vest-Danmark (Jylland og Fyn). Dette markedet administreres av Nordpool og er et område for fri handel med elektrisk kraft. Aktørene i markedet er i hovedsak kraftprodusenter, distributører, industribedrifter, meglere og tradere. Overføringsnettet i dette handelsområdet betegnes som et naturlig monopol. Overføringssystemet legger begrensninger på den frie handelen.



Figur 3.1 Handel med elektrisitet

Kilde: Olje- og Energidepartementet, 1998

Fra 1971 fram til 1993 ble koordineringen av kraftproduksjonen mellom produsentene i de ulike områdene av landet organisert som et marked, med ukentlig prisfastsetting for det enkelte døgn eller deler av døgnet. Dette skjedde i regi av Samkjøringen av kraftverkene i Norge. Disse prisene ble også lagt til grunn for utvekslingen av kraft med de øvrige nordiske landene. Etter innføringen av energiloven skjedde det viktige endringer i organiseringen av kraftomsetningen i Norge. Samkjøringen, som inntil 1993 hadde ansvaret for det organiserte markedet, ble slått sammen med Statnett SF og organisert som et heleid datterselskap av foretaket, Statnett Marked AS. Alle forbrukere fikk tilgang til denne handelsplassen. I forbindelse med omorganiseringen av krafthandelen mellom Sverige og Norge, ervervet Svenska Kraftnät i 1996 en eierandel i Statnett Marked AS på 50 prosent. I forbindelse med endringen i eierskapet, endret kraftbørsen navn til Nord Pool ASA - Den nordiske elbørsen. Utenlandske aktører handler nå på kraftbørsen til samme regler som norske aktører.

Omsetningen på Nord Pool foregår i dag i tilknytning til to hovedmarkeder: Elspot- og eltermenmarkedet. På elspotmarkedet handler aktørene kraft (fysisk) for hver enkelt time kommende døgn. På eltermenmarkedet kan kraft kjøpes på ukes-, måneds- og sesongbasis. Disse kontraktene må følges opp med anmeldelser i det fysiske elspotmarkedet dersom leveranser ønskes kjøpt eller solgt. I eltermenmarkedet skilles det mellom såkalte

futureskontrakter, hvor kontraktene avregnes mot elspotprisen fram til leveringsperioden, og forwardkontrakter, hvor det ikke foretas noen avregning av kontraktsverdien før i leveringsperioden. De standardiserte kontraktene kan selges og kjøpes. Aktørene kan dermed justere sine kontraktsporteføljer i samsvar med vurderinger av markedet, og deres økonomiske disposisjoner for øvrig. Elterminmarkedet kan benyttes av aktørene til å sikre seg langsiktige og faste priser på kraftsalg eller -kjøp. Foreløpige tall viser at omsetningen i 1997 i elspotmarkedet var 43,6 TWh, mens omsetningen i elterminmarkedet var 52,8 TWh. Per 1. januar 1998 var det 199 aktører på børsen, inklusiv såkalte clearingkunder. Clearingkunder handler gjennom en megler, samtidig som det økonomiske oppgjøret foretas direkte mellom kunden og børsen. Nord Pool påtar seg den økonomiske risikoen for at oppgjøret finner sted. Handelen har fått økende betydning for kraftselskapenes, og de store kraftbrukernes håndtering av økonomisk risiko.

Tidligere var kraftmarkedet preget av at en stor del av omsetningen var direkte, bilaterale forhandlinger mellom kjøper og selger, med kontrakter som ble utformet spesielt for det enkelte tilfelle. Slike kontrakter var normalt ikke omsettelige, og ga liten mulighet til å tilpasse seg fremtidige endringer i markedet i kontraktsperioden. Den bilaterale handelen dominerer fortsatt som omsetningsform i kraftmarkedet, til tross for økende omsetning over den nordiske elbørsen. Hoveddelen av den bilaterale omsetningen består i dag av finansielle forwardkontrakter. Kontraktene er for en stor del standardiserte, men spesielt tilpassede kontrakter tilbys av enkelte aktører. Enkelte kraftmeglere formidler også bilaterale opsjoner i kraftmarkedet. En kjøpsopsjon på kraft er en kontrakt mellom kjøper og selger som gir kjøper av kontrakten en rett, men ikke plikt, til å kjøpe eller selge kraft på et bestemt fremtidig tidspunkt til en på forhånd avtalt pris. Selgeren er forpliktet til å innfri kontrakten etter kjøpers ønske.

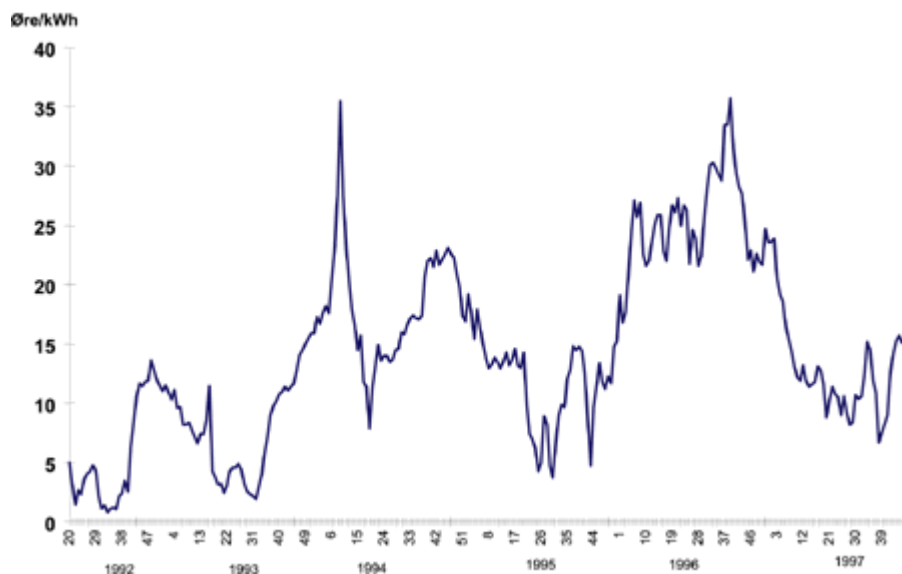
Utviklingen på den nordiske el-børsen NordPool har gått fra fysisk krafthandel til en markeds plass for finansielle kontrakter. Hittil har handelen på Nordpool vært dominert av aktører som tradisjonelt har handlet med elektrisk kraft. Utviklingen de siste årene er at en mye større del av omsetningen på NordPool foregår i terminmarkedet med finansielle instrumenter. Den finansielle handelen kommer i framtiden til å bli flere ganger større enn den fysiske krafthandelen. Dette er en utvikling som tyder på at kraftbørsen begynner å få status som en råvarebørs etter samme mønster som råvarebørsene for olje og gass. På råvarebørsene er den finansielle delen av handelen 10-15 ganger større enn handelen med råvarene. Den delen av den finansielle handelen som i framtiden vil lokke mest er den del av handelen som tar for spekulasjoner om framtidige priser "tradingen" som ikke har noe med de fysiske kraftleveransene å gjøre.

3.3 PRISDANNELSEN I KRAFTMARKEDET

Utviklingen i den nordiske kraftprisen avhenger av tilbud og etterspørselsforholdene i de ulike landene. Fordi en stor andel av den samlede kraftproduksjonen i Norden består av vannkraft, vil nedbørmengde og tilsigsforhold være viktig for prisdannelsen på kort sikt. På etterspørselsiden vil temperaturer og generelt aktivitetsnivå i økonomien være av betydning. Spotprisen på den nordiske elbørsen - Nord Pool - fungerer i stor grad som en referanse for markedsprisen på kraft i Norge⁵.

Figur 3.2 viser utviklingen i spotprisen de siste seks årene. Som figuren viser, varierer spotprisen betydelig over sesonger og år.

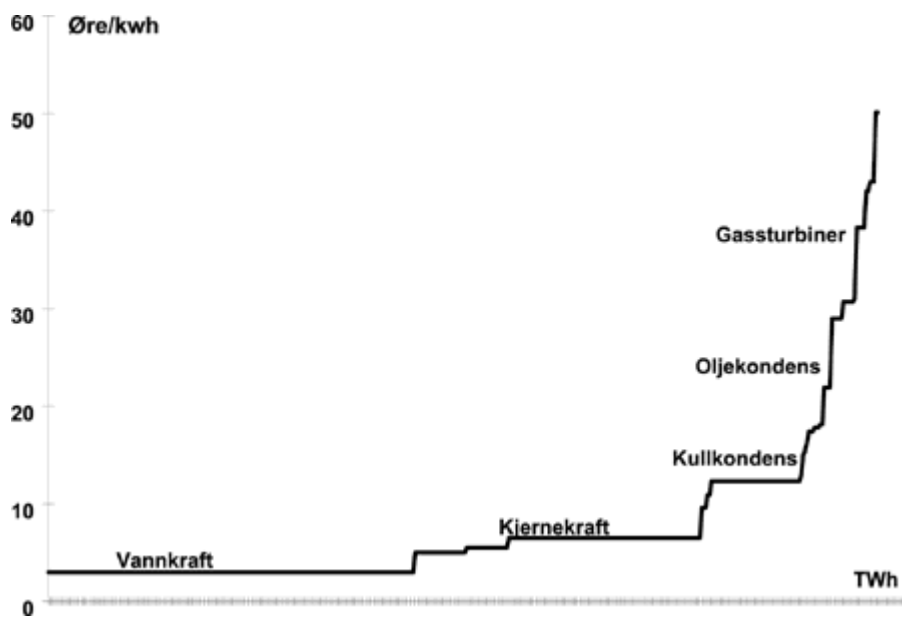
⁵ Avsnittet er i hovedsak hentet fra NOU 1998:11



Figur 3.2 Utviklingen i spotprisen 1992 til 1997

Kilde: NordPool ASA

Siden de nordiske landene er bundet sammen i et overføringsnett, vil produksjonskostnader for kraft i våre naboland spille en viktig rolle for kraftprisene i Norge. Figur 6.4 viser produksjonskostnader ved forskjellig kraftproduksjon i Norden. Kapitalintensive enheter som vannkraft og kjernekraft vil ha de laveste kostnadene under drift. Ettersom prisen stiger vil det være mer lønnsomt å ta i bruk anlegg med høyere produksjonskostnader. Lettoljebaserte gasturbiner og andre oljebaserte kraftverk, har de høyeste variable produksjonskostnadene. Til gjengjeld har de lave investeringskostnader, og kan fungere som reserve i spesielle situasjoner, for eksempel i år med mindre nedbør når den tilgjengelige vannkraften er mindre. Kullkraftprisen i Danmark er viktig for prisdannelsen i et normalår. I år med større tilsig enn normalt, vil det være kapasitet med lavere kostnader som setter prisen. I år med lavere tilsig, vil kapasitet med høyere produksjonskostnader være prissettende.



Figur 3.3 Marginalkostnader i Norden

Kilde: Olje- og Energidepartementet, 1998

Kraftforbruket varierer over døgnet. Ettersom forskjellige kapasiteter kan være prissettende, kan det være prisforskjeller mellom dag og natt. Det vil normalt være mindre prisforskjeller mellom dag og natt i et vannkraftsystem enn i et varmekraftsystem. Med større tilknytning til varmekraftland kan det oppstå større prisforskjeller mellom natt og dag også i Norge. Kraftprisene på lang sikt vil avhenge av utviklingen i forbruket. En strammere kraftbalanse i Norden kan gi høyere priser dersom dyrere produksjonskapasitet må tas i bruk for å dekke forbruket.

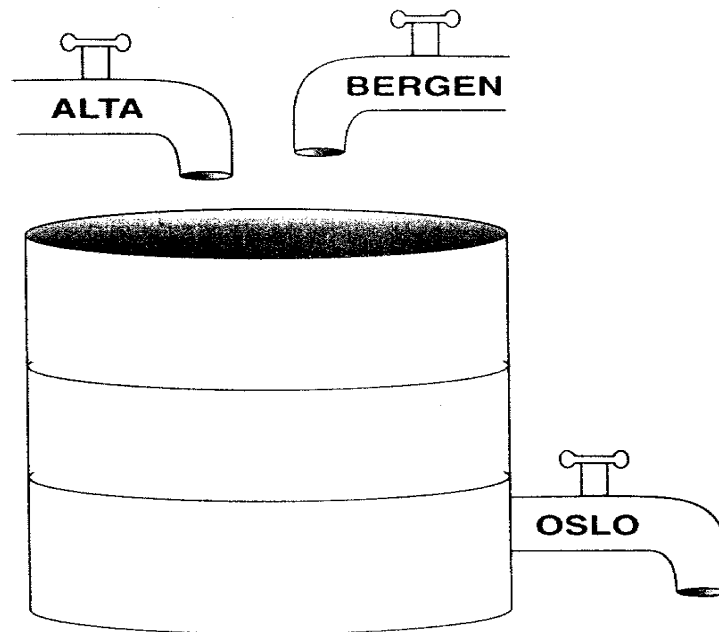
For ny kraftkapasitet vil de politiske rammevilkårene være viktig i tillegg til forventninger om framtidig pris og forbruksutvikling. I et nordisk kraftmarked med omfattende handel med nord-europeiske land, vil vurderinger av bygging av ny kraftkapasitet innenlands også vurderes opp mot muligheten for import. Kostnadene for kraftproduksjon i Europa vil derfor få økende betydning for prisdannelsen i Norden.

3.4 Hvordan kraftmarkedet fungerer

Kraftmarkedet anonymiserer strømmen som leveres til kundene. Fordi varen er homogen, vil ikke kunden vite hvor strømmen kommer fra. Dette minsker kundens mulighet til å påvirke miljøkonsekvensene av produksjonen gjennom valget av kraftleverandør, for eksempel vindkraft framfor kullkraft.

Kraftmarkedet kan sammenlignes med en tønne med vann, der vannet er et bilde på kraft (jf. ill. nedenfor). Tønne illustrerer overføringsnettene som transporterer kraft. Alle produsenter og forbrukere i Norden er tilknyttet det samme overføringsnettene. Kranene ovenfor tønne er et bilde av strømleverandørene. I Norden vil det være en miks av elektrisitet fra ulike energibærere som kommer fra strømleverandørene. Denne miksen kan bestå av norsk vannkraft, atomkraft eller vannkraft fra Sverige og kull- eller vindkraft fra Danmark. Utløpet av tønne illustrerer forbrukerne. Som vi ser av figuren spiller det ikke noe rolle for kunden i

Oslo om vannet fylles på i Danmark eller Vestlandet. Kunden i Oslo kan fritt velge om han vil inngå kontrakt om å kjøpe vann fra Alta eller Bergen. Hvor vannet han bruker kommer fra vet han ikke.



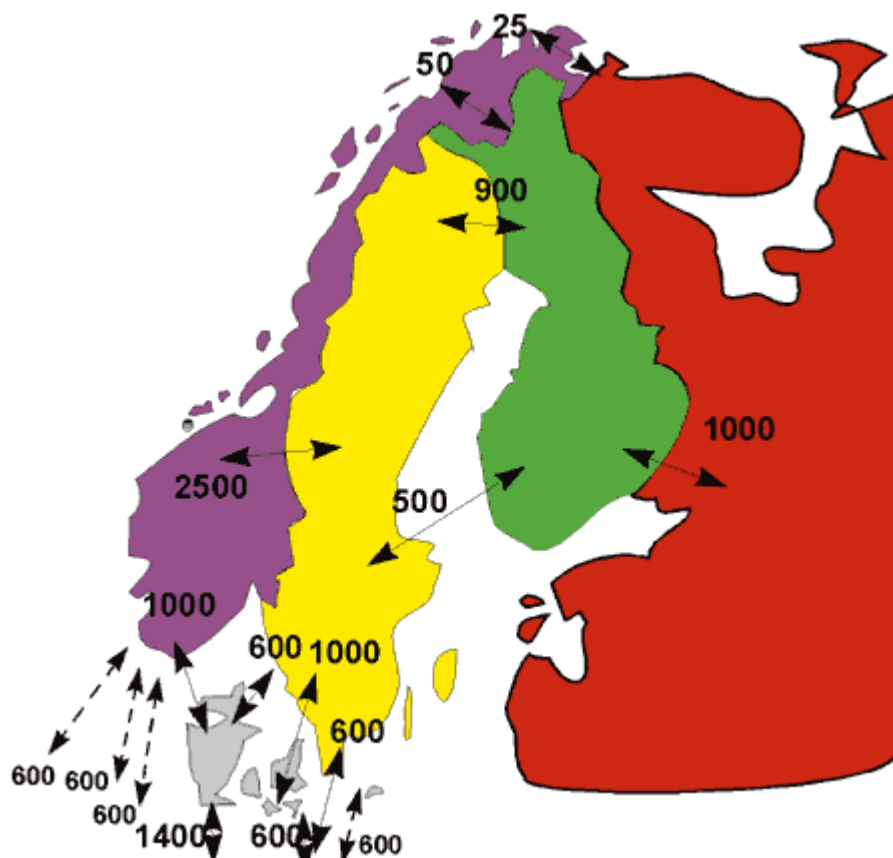
Figur 3.4 Hvordan kraftmarkedet fungerer

Kilde: Olje- og Energidepartementet, 1998

3.5 KRAFTUTVEKSLING

Det nordiske kraftmarkedet inkluderer i dag Norge, Sverige, Finland og Vest-Danmark (Jylland og Fyn). Dette markedet administreres av Nordpool og er et område for fri handel med elektrisk kraft. Aktørene i markedet er i hovedsak kraftprodusenter, distributører, industribedrifter, meglere og tradere. Utgangspunktet for utveksling av kraft er basert på muligheten til å dra gjensidig nytte av forskjellene i produksjonssystemene mellom landene, i hovedsak som følge av forskjeller i produksjonskostnader. Overføringskapasiteten gjør det mulig å importere kraft i tørrår, og fungerer derfor som en reserve til det norske vannkraftsystemet. Samtidig kan overskuddskraft fra Norge eksporteres i år med større tilsig av vann enn normalt.

Med dagens installerte kapasitet kan det i et år med normalt nedbør produseres 112,9 TWh i det norske vannkraftsystemet. Produksjonen av vannkraft varierer betydelig fra år til år, blant annet på grunn av variasjoner i nedbør, temperaturer og tilsigsforhold. Variasjonene i tilsigsforholdene i kraftproduksjonen har blitt håndtert ved å bygge ut magasiner for lagring av vann, og overføringsforbindelser til våre naboland.



Figur 3.5 Overføringsforbindelsen i Norden

Kilde: Olje- og Energidepartementet, 1998

Per 1. januar 1997 var samlet magasinkapasitet 83,2 TWh. Dette tilsvarer nærmere 74 prosent av den midlere produksjonsevnen. Magasinene gjør det mulig å jevne ut de naturlige variasjonene i tilsiget over året, og til en viss grad variasjoner fra år til år. Det er betydelig overføringskapasitet mellom de nordiske landene, og til landene utenfor Norden. Samlet overføringskapasitet vil øke ytterligere gjennom tre planlagte kabler til Europa etter århundreskiftet. Overføringsforbindelsene innebærer at landene i Norden er nært sammenknyttet. Norge har i en årrekke handlet kraft med både Sverige, Danmark og Finland. I tillegg har det vært en svært begrenset handel med Russland. Den første overføringslinjen til Sverige ble tatt i bruk tidlig på 1960-tallet, mens den første overføringskabelen til Danmark ble satt i verk i 1976.

De fleste land som Norge har knyttet overføringsforbindelser til, har en kraftproduksjon som i stor grad er basert på varmekraft (kull-, olje-, gass- og kjernekraft). Utgangspunktet for utveksling av kraft er basert på muligheten til å dra gjensidig nytte av forskjellene i produksjonssystemene mellom landene, i hovedsak som følge av forskjeller i produksjonskostnader. Overføringskapasiteten gjør det mulig å importere kraft i tørrår, og fungerer derfor som en reserve til det norske vannkraftsystemet. Samtidig kan overskuddskraft fra Norge eksporteres i år med større tilsig av vann enn normalt.

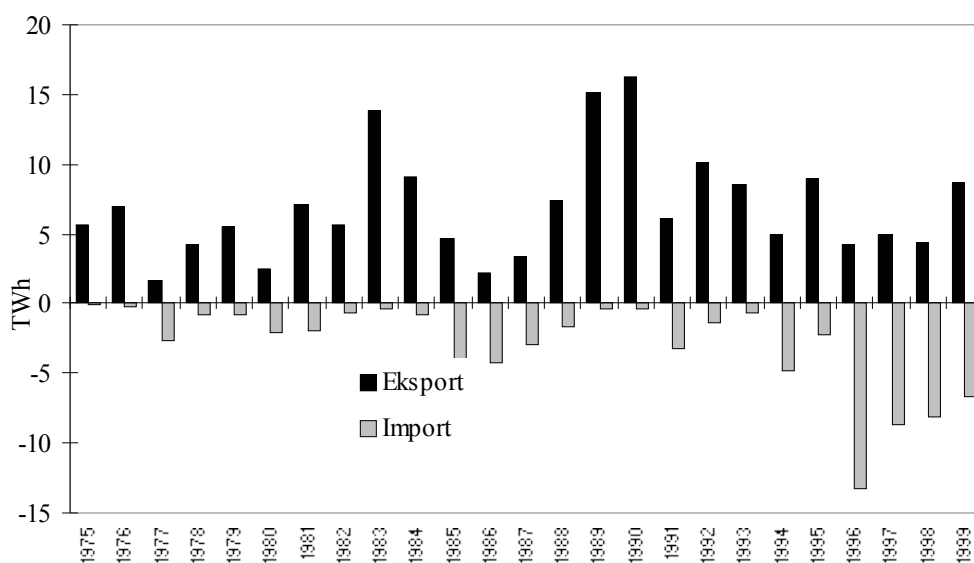
Siden 1993 har Olje- og Energidepartementet i henhold til energiloven § 4-2 gitt konsesjon til fire langsiktige kraftutvekslingsavtaler mellom norske kraftprodusenter og danske ELSAM,

tyiske PreussenElektra og samt nederlandske Sep⁶. Avtalene skal bidra til en effektiv kraftutveksling mellom landene, og legger grunnlaget for å utnytte fordelene med å utveksle kraft mellom det norske vannkraftsystemet og de varmekraftbaserte systemene på kontinentet. Det vil innebære eksport av kraft til varmekraftsystemene i høylastperioder, og mulighet til import av kraft i lavlastperioder. Avtalene omfatter i hovedsak forpliktelser om faste leveranser. I tillegg skal kortsiktig utveksling skje på grunnlag av prisen i det norske kraftmarkedet og marginal kostnad ved kraftproduksjon i utlandet. Prisutviklingen i Norden, og utviklingen i marginale produksjonskostnader i Tyskland og Nederland, vil derfor være bestemmende for hvordan faktisk kraftutveksling.

Vest-Danmark (Danmark) er knyttet til Norge og Sverige gjennom sjøkabler. Overføringskapasiteten mellom Norge og Danmark er på 1000 GWh.

85 % av kraftproduksjonen i Danmark blir i dag dekket av fossile brensler. 56 % er kullkraft (Energistyrelsen, 1999). Ved balanse i utenrikshandelen med kraft er den årlige produksjonen i Danmark 34 TWh (20 TWh i Vest-Danmark), men produksjonen er mye styrt av om det er tørrår i Norge og Sverige.

3.6 Norsk eksport og import av elektrisk kraft fra 1975-1999



Figur 3.6 Norsk eksport og Import av elektrisk kraft fra 1975- 1999 Kilde: NVE. 1999

Med unntak av 1996 som var et spesielt år med lite tilsig magasinene og litt i 1997 har Norge hatt et eksport overskudd på 90-tallet. Dersom vi ser på produksjon og forbruk i et lengre perspektiv finner vi imidlertid at Norge de fleste år er nettoeksportør. dette er illustrert i figur 3.6. Et viktig poeng er hvor mye kraft Norge egentlig det her er snakk om. Vi importerer og eksporterer kraft hele året, og det er forskjeller mellom dag og natt, men det er nettoresultatet som teller. Totalt på 90 tallet eksporterte vi netto litt mer enn dobbelt så mye som vi importerte. Naturkraft sine planlagte gasskraftverk på Vestlandet gir 5,6 TWh. Hvis vi likevel tenker oss at vi erstatter nettoimporten med et gasskraftverk så tilsvarer det bare 10% av gasskraftverkene til naturkraft. 90 % av blir altså et tillegg i norsk forbruk. I 1999 var produksjonen høyere enn forbruket av elektrisk kraft i Norge, og vi var netto eksportør av

⁶ Den ene av de 4 avtalene er siden blitt sagt opp av avtalepartene.

omlag 2 TWh i 1999. Når det gjelder utslippene av CO₂ i Norden kan vi se bort i fra kraftutvekslingen fra Norge og østover med Sverige, Finland og Russland fordi det er vannkraft mot vannkraft som utveksles eller vannkraft mot atomkraft.

3.7 Forhold som påvirker prisene

Kraftprisene avhenger av tilbud og etterspørsel etter kraft. Faktorer som påvirker prisutviklingen på kort sikt vil være temperaturforhold, nedbørsmengde og generelt aktivitetsnivå i økonomien. Videre spiller magasinsituasjonen, forventninger om fremtidige priser og produksjonskostnadene for kraft i våre naboland en viktig rolle. I år med normalt tilsig er kullkraftprisen i Danmark viktig. Disse forholdene gjør at spotmarkedsprisen normalt varierer både over døgnet og året. I 1996 som var år med lite tilsig til magasinene og import fra Danmark spekulerte kraftselskapene i å eksportere kraft til Sverige tidlig på vinteren. Dette førte til at importen fra Danmark ble større enn det som var nødvendig.

Prisen kan variere betydelig fra år til år avhengig av nedbørforhold og temperatur. Rikelig nedbør samtidig med et mildt klima gir vanligvis lave priser, mens lite nedbør og lave temperaturer gir høye priser. Normalt når prisene sitt høyeste nivå i månedene desember-februar med en fallende tendens mot våren. Prisene er normalt lavest om sommeren. Om høsten begynner prisene å stige igjen. Muligheten til kjøp og salg av kraft i våre naboland, lagring av vann i magasinene og bruk av alternative energibærere, har stor betydning for å sikre mest mulig stabile priser i kraftmarkedet.

Kraftprisene på lengre sikt vil i større grad avhenge av den generelle utviklingen i økonomien og kraftforsyningen. Viktige forhold som påvirker kraftprisene på lengre sikt er utviklingen i forbruket, investerings- og produksjonskostnader for nye kraftstasjoner og kostnader knyttet til bruk av alternative energibærere. Miljøavgifter på kraftproduksjon i våre naboland og omfanget av utenlandshandelen av kraft vil også ha innvirkning på kraftprisen i Norge.

Situasjonen i 1996 var ikke bare spesielt med unormalt lite tilsig til magasinene. Et annet forhold som er spesielt for 1996 var at kraftselskapene i Norge spekulerte i å eksportere kraft til Sverige tidlig på vinteren. Dette førte til at prisen på den nordiske kraftbørsen ble kunstig høy og at importen fra Danmark ble større enn det som var nødvendig. Situasjonen i 1996 viser at den "relativt" store importen fra Danmark ikke bare var avhengig av dårlig tilsig til magasinene, men og resultat av kraftselskapene sine ønsker om å maksimere sin fortjeneste.

4. Kyotoprotokollen

Kyotoprotokollen er første skritt i oppfølgingen av Klimakonvensjonens mål om å redusere klimagassutslippene for å unngå farlige menneskeskapte klimaendringer. Når den trer i kraft, vil den være den første globale juridisk bindende avtalen om å beskytte jordens klima. Land som ikke overholder sine forpliktelser, skal straffes for ikke å ta sin del av ansvaret. Hvilken straff de vil få er enda usikkert.

Forpliktelsene i Kyotoprotokollens første periode innebærer at de industrialiserte land i perioden 2008 - 2012 skal ha redusert utslippene av klimagasser med 5,2 % i forhold til utslippsnivået i 1990. FN's klimapanel har beregnet at utslippene må reduseres med 50 - 70 % i løpet av noen årtier (IPCC, 1996). Forpliktelsene om utslippsbegrensninger og -reduksjoner varierer fra minus 8 % til pluss 10 %. EU landene skal redusere utslippene med 8 %, men her kan reduksjonsforpliktelsene fordeles mellom landene. Etter den interne byrdefordelingen, kan Sverige øke sine utslipp med 4 %, Finland må stabilisere sine utslipp, mens Danmark må redusere sine utslipp med 21 %. Norge kan øke sine utslipp med 1 % og, er ett av tre land utenfor EU som får øke sine utslipp fra 1990 nivå i den første perioden (Olje- og Energidepartementet, 1998).

Forhandlingene om videre reduksjoner i klimagassutslippene etter første forpliktelsesperiode skal begynne allerede i 2005, utfra en felles erkjennelse av at utslippsmålene i den første perioden ikke er tilstrekkelige for å oppnå Klimakonvensjonens ultimate målsetting om å unngå farlige, menneskeskapte klimaendringer.

Boks: FN's klimakonvensjon

FN's rammekonvensjon om klimaendringer, UNFCCC, som ble vedtatt under "Toppmøtet om miljø og utvikling" i Rio de Janeiro i 1992, erkjente at den menneskeskapte drivhuseffekten er et alvorlig problem.

Noen prinsipper fra konvensjonen som har betydning for global rettferdighet:

- Global rettferdighet, inkludert interessene til dagens og fremtidens generasjoner, skal ivaretas.
- Takten i klimaendringene bør holdes så lav at økosystemer kan tilpasse seg og at man unngår trusler mot matproduksjonen.
- I forbindelse med vitenskapelig usikkerhet skal føre-var-prinsippet følges.
- Alle land har et felles, men forskjellig, ansvar for å bremse klimaendringene.
- Anerkjennelse av at fattige land er mest sårbare for klimaendringer, og at disse landene derfor må støttes. Rike land oppfordres til å bidra til teknologisk og institusjonell utvikling i fattige land.
- Anerkjennelse av at fattige land har en rett til økonomisk utvikling. Utviklingen må være bærekraftig.

I tillegg krever Konvensjonen at alle land skulle gjøre tiltak for å redusere utslippene til 1990- nivå innen 2000. Norges utslipp har i stedet vokst med 19 % og øker fremdeles.

Framskrivninger av de norske utslippene indikerer en vekst på 43 % fra 1990 til 2010. De samlede klimagassutslippene målt i CO₂ ekvivalenter anslås å vokse med 23 % i samme periode. Veksten forventes å avta etter 2010 blant annet på grunn av redusert aktivitet i petroleumssektoren. Det er betydelig usikkerhet om virkningene av en Kyoto avtale. Verdien av vannkraftressursene vil kunne øke betydelig, mens petroleumformuen kan bli redusert betydelig. Den norske rensekostnadskurven er relativt bratt sammenlignet med mange andre land, blant annet på grunn av at vi allerede har gjennomført en del tiltak som følge av CO₂

avgiften og på grunn av den energiforsyningsstrukturen vi har. I forhold til andre klimagasser enn CO₂ har Norge i mindre grad innført virkemidler, og en del tiltak vil derfor være rimelige å gjennomføre (Olje- og Energidepartementet, 1998).

Utsetter vi den nødvendige omleggingen av norsk klimapolitikk ved å kjøpe oss fri gjennom billige tiltak i andre land, er vi dårlig forberedt på de strenge krav en klimaavtale vil stille til oss om noen få år. Frikjøp fra forpliktelsene vil også forsinke den nødvendige teknologiske utviklingen, i tillegg til at det er i strid med kyotoprotokollens krav om at tiltak gjennom de fleksible mekanismene skal være et supplement til innenlandske tiltak.

4.1 Om kvotehandel, felles gjennomføring og "grønn utviklingsmekanisme"

Et viktig prinsipp i Kyotoavtalen er mekanismene for gjennomføring av avtalen. Disse er; Felles gjennomføring, internasjonal kvotehandel og grønn utviklingsmekanisme, og skal bidra til at reduksjonsmålene blir nådd til minimale totale kostnader.

Protokollen stadfester likevel at tiltak gjennom mekanismene skal være et supplement til innenlandske tiltak for å redusere klimagassutslippene. Dette er et sentralt poeng når eventuelle utslippstillatelser fra nye gasskraftverk skal vurderes i velferdsstaten Norge. Samtidig er det et viktig poeng at Kyotoprotokollen er et virkemiddel for å redusere utslippene, ikke for å øke dem.

Kyotomekanismene representerer i dag store smutthull i protokollen. Det vil si at bruk av mekanismene kan medføre at land oppnår sine reduksjonsforpliktelser uten at det er gjennomført reelle utslippsreduksjoner. De viktigste smutthullene er østeuropeisk "varm luft" og mulighetene for å benytte fiktive beregninger for teknologiutvikling og landtiltak, særlig gjennom CDM. Andre viktige problemer er at internasjonal skips- og luftfart ikke omfattes av avtalen i det hele tatt.

- *Felles gjennomføring (Joint Implementation – JI)* innebærer at to parter med utslippsforpliktelser under Kyotoprotokollen (Annex B-land) kan bli enige om at utslippsreduksjoner finansiert av et land i et annet land (vertslandet) kan godskrives investorens utslippsregnskap når bestemte betingelser er oppfylt.
- *Den grønne utviklingsmekanismen (Clean Development Mechanism – CDM)* tillater tilsvarende overføring mellom en part med utslippsforpliktelse og en annen part uten slik forpliktelse når investeringsprosjektet oppfyller visse krav til fremme av bærekraft i vertslandet i tillegg til lavere CO₂ utslipp enn det ellers ville vært..
- Kyotoprotokollen åpner også for muligheten for *internasjonal kvotehandel (International Emission Trading – IET)* mellom parter med utslippsforpliktelser.

Kilde: Cicero, 1999.

4.1.1 Felles gjennomføring (Joint implementation)

En slik mekanisme gjør det mulig for land, som Norge, som har høye renskostnader, å samarbeide med land der det er billigere å redusere utslippene. Dette kan være utslippsreducerende investeringer. Utslippsreduksjonen skal krediteres investor som enten er myndighetene eller, om det blir tilatt, enkelt bedrifter. Det betyr at med høye marginalkostnader for reduksjon av CO₂ i Norge vil denne mekanismen bidra til å senke Norges totale renskostnader.

Kyotoprotokollen fastslår at prosjekter med felles gjennomføring skal være et supplement til innenlandske tiltak for å redusere utslippene av klimagasser. Ikke helt overraskende er "supplement" ikke definert og partene er uenige om den riktige bruken av ordet. Det er lite sannsynlig at Annex B land skal bli tvunget til å gjennomføre høye utslippsreduksjoner innenlands. En annen omstridt sak involverer kravet om at utslippsreduksjonene skal komme i tillegg til hva som ellers ville ha oppstått. "I tillegg til" har her fått flere tolkninger, men dette er et helt avgjørende kriterium for troverdigheten til mekanismen.

Det er anbefalt at "Felles gjennomføring" blir gjennomført ovenfra og ned, myndighetene i landene vil med dette motiveres til å sette nøyaktige grenser for å forhindre at landet skal selge flere utslipps kvoter enn de har og på den måten bryte sine forpliktelser.

4.1.2 Internasjonal kvotehandel

Internasjonal kvotehandel betyr at det åpnes for kjøp og salg av utslippskvoter. Norge vil da ha muligheten til å kjøpe kvoter fra land hvor det er billigere å gjennomføre utslippsforbedringer. Et slikt marked er foreløpig bare på forhandlingsstadiet. I Norge har kvoteutvalget foreslått at et nasjonalt kvotemarked skal knyttes opp mot Kyotoprotokollen fra 2008, mens det er usikkert hva som vil skje dersom Protokollen ikke trer i kraft.

Kvotehandling: Gir et Annex B land, som har redusert sine utslipp til under det nivået på utslipp de har forpliktet seg til, mulighet til å selge kvoter til andre Annex B land som ikke klarer å oppfylle sine forpliktelser. Handel med kvoter er sannsynligvis den mest omstridte av alle fleksible mekanismer som er nevnt i protokollen. De aktuelle regler og retningslinjer for handel med kvoter skal vedtas på de neste forhandlingsmøter.

Bekymringen for at handel med kvoter kan gi noen land mulighet til å sluntre unna det innenlandske ansvaret har ført til et diskusjon om antallet og hvilke land som skal ha lov til å handle med kvoter. Artikkel 17 i Kyotoprotokollen fastslår at handel skal være et supplement til innenlandsk aktivitet for å oppnå utslippsreduksjonskravene. Likevel er det grunn til å tro at alle de tre mekanismene vil bli sett i sammenheng, og at det vil bli tillatt å handle på tvers av sektorene slik flere land har foreslått. Dette gir ytterligere utfordringer.

4.1.3 Grønn utviklingsmekanisme

Grønn utviklingsmekanisme (CDM Clean Development Mechanism) gir et lands myndigheter eller private foretak muligheten til å implementere utslippsreducerende tiltak i utviklingsland for å oppfylle deres utslippskrav, dersom tiltaket samtidig tilfredsstiller krav til bærekraftig utvikling. De industrialiserte landene får kreditert dette som "Sertifiserte utslippsreduksjoner" (CER). "Grønn Utviklingsmekanisme, som er ment å være et middel for å fremme klimatiltak i u-land som i tillegg skal bidra til lokal utvikling. Kritikken mot denne metoden er at det kan bli for enkelt for Annex B landene å oppnå sine utslippsforpliktelser, særlig når mottakerlandet ikke har egne utslippstak å sammenligne med.

Det står ikke uttrykkelig i Kyotoprotokollens beskrivelse av CDM at CDM aktiviteter skal være et supplement til innenlandske aktiviteter for å redusere CO₂ utslipp, selv om dette var hensikten. Derfor kan Annex B land omgå innenlandske mål helt, og bare bruke kvoter oppnådd gjennom grønn utviklingsmekanisme. Det er mulighet for å starte oppsparing av kvoter på tiltak allerede i år 2000, og disse vil bli gyldige etter at det er blitt enighet om

prinsippene og reglene for dette. Tiltak i kategorien Felles gjennomføring (Joint Implementation) kan derimot ikke starte før begynnelsen på gjennomføringsperioden i 2008.

På det nåværende tidspunkt blir det diskutert flere modeller for hvordan en skal organisere en grønn utviklingsmekanisme. Et forslag går ut på at land eller selskaper som ønsker å engasjere seg i multilaterale prosjekter investerer i sentrale uavhengige fond. Organisasjonen som styrer dette fondet skal bruke sin ekspertise til å bestemme hvilke prosjekter de skal implementere og vil være ansvarlig for administrasjonen av prosjektene. Hvis prosjektet gir utslippsreduksjoner vil hver investor få kvoter for det bidraget de gjør på prosjektet. Reduksjoner i utslipp som følge CDM prosjekter skal tilsvare de reduksjoner som, hvis ikke tiltaket var blitt gjort, ellers ville oppstått. Naturkraft AS vurderer å investere i Verdensbankens karbonfond (PCF) for på denne måten å kjøpe seg utslippskvoter, og kan dermed unngå CO₂ avgift på 300 kr/tonn (Aftenposten, 2000).

5 El-reformen i Danmark og Eu's satsing på nye fornybare energikilder

5.1 El-reformen i Danmark og ny energiforsyningslov

I mars 1999 ble det inngått en avtale mellom den danske regjering og fire av partiene i Folketinget om en lovreform for elsektoren ("Elreformen"). Denne reformen er fulgt opp av en ny elforsyningslov av 2.juni 1999. Elreformen fastlegger rammene for hvordan forbrukerbeskyttelse, miljöhensyn og forsyningsikkerhet skal ivaretas i det kommende liberaliserte elmarked. Det er angitt rammer for elsektorens CO2-utslipp og for utbygging av fornybar energi fram til utgangen av 2003. Avtalen skal bidra til at Danmark kan oppfylle sine forpliktelser i henhold til Kyoto-protokollen. Et miljømessig og økonomisk effektivt samspill mellom det danske elsystemet og de utenlandske systemene skal sikres.

Alle forbrukere skal fritt kunne velge strømleverandør innen utgangen av 2002. For forbrukere med årlig forbruk over 1 GWh åpnes markedet innen utgangen av 2000, mens markedsåpningen skal skje allerede 1.april 2000 for forbrukere med årlig forbruk over 10 GWh. Det blir også gjennomført en ny selskapsregulering for å sikre at områder med monopol og områder med konkurranse blir atskilt. Det blir dermed følgende selskapstyper:

- Produksjonsselskaper og handelselskaper som drives kommersielt, bortsett fra kraftvarmeverk som fortsatt vil ha forsyningsplikt til varmeforbrukere
- Nettselskaper med ansvar for å drive nettet
- Forsyningspliktselskaper som skal tilby strøm til alle forbrukere i forsyningsområdet
- Systemansvarlige virksomheter med overordnet ansvar for forsyningsikkerheten

Denne inndelingen har klare likhetstrekk med organiseringen av Norge etter liberaliseringen av elmarkedet.

For at Danmark skal leve opp til sine internasjonale miljøforpliktelser, inføres det objektive godkjenningsskriterier for etablering av ny produksjonskapasitet og kvoter for elprodusentenes CO2-utslipp. CO2-kvotestystem skal sikre en kostnadseffektiv CO2-reduksjon og kunne legge til rette for bruk av Kyoto-mekanismene, kvotehandel, felles gjennomføring og grønn utviklingsmekanisme. Danmark skal i perioden 2008-2012 i henhold til EUs byrdefordeling redusere klimagassutslippene med 21 prosent. I følge dansk erklæring vil 17 prosent av reduksjonen tas ved hjelp av nasjonale virkemidler (Energistyrelsen, 1999). Elsektoren spiller her en nøkkelrolle. Elsektorens CO2-utslipp utgir 40 prosent av de samlede CO2-utslippene og 33 prosent av alle klimagassene.

For perioden 2000-2003 er det fastsatt et tak for elsektorens samlede CO2-utslipp på 23 mill. tonn i 2000, 22 mill. tonn i 2001, 21 mill. tonn i 2002 og 20 mill. tonn i 2003. I 1990 var de korrigerede CO2-utslippene 27,3 mill. tonn. Produksjonsselskapene må betale en avgift på 40 kr. per tonn. ved overskridelse av den årlige kvote. Innen utgangen av 2001 skal elsektorens bidrag for perioden fra etter 2003 til 2008-2012 fastsettes.

En stigende andel av elforbruket vil bli basert på fornybare energikilder. Gjennom

Elreformen innføres det konkurransebaserte mekanismer for å sikre en kostnadseffektiv utbygging av de fornybare energikildene. Det vil i 2000 bli innført en sertifiseringsordning med tilhørende sertifikater ("VE-beviser") der sertifikatene kan handles med i et marked. Etterspørselen etter disse sertifikatene sikres ved at alle elforbrukere forplikter seg til å kjøpe en stigende andel strøm fra fornybar energi. Ved utløpet av 2003 skal 20 prosent av elforbruket komme fra fornybare energikilder. For å ivareta denne kvoteforpliktelsen må forbrukerne kjøpe opp tilstrekkelige sertifikater i markedet. For å sikre elprodusentene av fornybar energi er det fastsatt en minstepris på 10 øre pr. kWh i tillegg til elprisen, og for å sikre forbrukerne en maksimumpris på 27 øre pr. kWh. Hvis det mangler sertifikater for å innfri kvoteforpliktelsen må forbrukerne betale 27 øre pr. kWh i gebyr. Parallelt med dette sertifikatmarkedet fortsetter de gjeldende avtaler om at elverkene skal gjøre en større utbygging med biomasse-kraftvarme og havplaserde vindmøller (Den danske Organisasjon for Vedvarende energi, pers. medd).

Elreformen innebærer at den danske elproduksjonen fra fossile brensler, der kullkraft dominerer, må forholde seg til utslippskrav som setter klare rammer for hvor stor produksjonen kan være. Nye kullkraftverk kan ikke regne med å få konsesjon. Som eksempel sa energi- og miljøminister Svend Auken nei til at det planlagte kraftverket Avedøre II skulle bruke kull. I stedet skal gass benyttes, og det arbeides med små og mellomstore kombinerte gass- og biokraftverk med høy varmetnyttelse. Selv om kvotehandel eller de prosjektbaserte mekanismene i henhold til Kyotoprotokollen kan benyttes for å sikre en kostnadseffektiv gjennomføring av utslippsreduksjonene i elproduksjonsanleggene, vil danskens erklæring om at størsteparten av utslippsreduksjonene skal oppnås ved nasjonale virkemidler sette klare begrensninger på dansk kullkraftproduksjon. Dermed vil også muligheten for å eksportere kullkraft til Norge eller andre land bli begrenset. Elreformen peker ut en annen vei, nemlig at fornybar energi skal dekke en økende andel av elforbruket.

I en rapport danske BTM Consult har utarbeidet for organisasjonen Forum for Energi og Utvikling går det fram at mellom 23 og 30 prosent av den danske Kyoto-målsettingen om reduksjon av CO₂ utslippene på 770 millioner tonn i 2010, kan oppnås med økt utbygging av vindkraft.

I Danmark er det et kvotehandelsystem for CO₂ mellom de danske energiverkene. Danskene har flere ganger slått til lyd for et nordisk kvotehandelsystem, der også Østersjøregionen kunne være med. Dette vil et marked med større likviditet enn ved utelukkende et nasjonalt kvotesystem. Siden Danmark på en noenlunde rimelig måte kan redusere sine CO₂-utslipp ved å skifte energibærere, forventes det at Danmark kan bli en nettoeksportør av klimagasskvoter i et nordisk kvotesystem. Det som er innvendt mot et nordisk kvotesystem er faren for at industrien vil vente med å delta i markedet til det blir et større internasjonalt og/eller mulighet til å benytte grønn utviklingsmekanisme. Grunnen til det er at prisen på kvoter da forventes å falle.

I forbindelse med Kyoto-mekanismene pekes det på muligheten av at Danmark går inn i felles gjennomføringsprosjekter i Norge for å spare energi. Det vil føre til at mer av den norske vannkraften kan stilles til disposisjon for blant det danske markedet, noe som vil kunne gi reduserte CO₂-utslipp.

I følge EU og World Energy Council sparer hver kWh som produseres med vindenergi i gjennomsnitt atmosfæren for 0,6 kilo CO₂, fordi vindkraften erstatter elproduksjon med fossile brensler. I Danmark sparer hver kWh vindenergi atmosfæren for 0,85 kilo CO₂ utslipp fordi kull har så stor andel av dansk elforsyning.

De danske CO₂ utslippene falt i 1998 med 2,4 prosent. Halvparten av denne reduksjonen skyldes ifølge Energistyrelsen utbygging av vindmøller.

5.2. EUs satsing på nye fornybare energikilder

I EU-kommisjonen arbeides det med et direktiv for fremme av fornybar energi i det interne elektrisitetsmarkedet. Målet er at dette skal vedtas i løpet av 2000. I et tidligere utkast som nå er under revisjon er det satt opp seks tiltak for å nå målsettingen om å øke andelen elektrisitet fra fornybare energikilder:

1. Medlemslandene er forpliktet til å fastsette og innfri nasjonale mål for innenlands forbruk av elektrisitet fra fornybare energikilder.
2. Medlemslandene er forpliktet til å fase ut forskjellsbehandling av elektrisitet fra fornybare energikilder i det interne elektrisitetsmarkedet. I de medlemslandene hvor mer enn 5 prosent av elektrisitetsforbruket som kommer fra direkte subsidiert fornybar elektrisitetsproduksjon kan det gis begrenset adgang fra produsenter i medlemsland som tilsvarende har nådd denne 5 prosentgrensen.
3. For at handelen skal kunne fungere vil det bli innført en garantiordning for å sikre at elektrisiteten kommer fra fornybare energikilder.
4. Medlemslandene er forpliktet til å fase ut direkte subsidieringsordninger innen 10 år etter at direktivet trer i kraft.
5. Medlemslandene skal gå gjennom eksisterende lovgivning for godkjenning av energiproduksjon fra nye fornybare energikilder for å gjøre prosedyrene raske å gjennomføre.
6. Medlemslandene skal sørge for at elektrisitet fra fornybare energikilder får prioritert tilgang til overføringsnettet.

Parallelt med utarbeidelsen av EU-direktivet har en del energiselskaper i sju EU-land, anført av Danmark og Nederland, satt i gang arbeid med å forberede et frivillig handelsystem for elektrisitet fra fornybare energikilder. Vannkraftverk over 10 MW er her ikke med. Myndighetene i en del av landene følger arbeidet, og et norsk energiselskap og norske myndigheter har nylig sluttet seg til samarbeidet. Det betyr at et markedsbasert system for handel med elektrisitet fra fornybare energikilder vil komme om ikke lenge. Både Nederland og England har ulike varianter av dette fra før. For EU er dette en måte å redusere klimagassutslippene fra elektrisitetsproduksjon på.

6. Diskusjon

6.1 Sammensetningen av kraftproduksjonen i et deregulert marked uten Kyoto-forpliktelser

I dette avsnittet vil vi drøfte hvordan sammensetningen av kraftproduksjonen vil være gitt at myndighetene ikke legger rammebetingelser som setter grenser for videre vannkraftutbygging og klimagassutslipp fra energiproduksjon. Om noen få år vil kraftmarkedet Norge være en del av et deregulert internasjonalt marked som er større enn dagens. Innen EU går det i retning av et fritt kraftmarked. Situasjonen er at det er et stort overskudd av elektrisitet på det nordiske og nord-europeiske markedet, og det vil bli enda større i årene framover.

Elektrisitetsproduksjonen er allerede i dag styrt av etterspørselen, og denne utviklingen vil forsterkes. Den fysiske etterspørselen gjenspeiles i prisene. Elektrisitetsprisen er for tida lav, rundt 11 – 13 øre pr. kWh på spotmarkedet. Selv med begrenset tilgang på ny vannkraft, utfasing av atomkraftanlegg og reduksjoner i klimagassutslipp med spesiell virkning for kullkraftverkene, viser prisprognoser at prisen i et 20 års perspektiv ikke vil gå mye over 20 øre pr. kWh (Energimeldingen). Forsknings sjef Torstein Bye ved avdeling for ressurser og miljø ved Statistisk sentralbyrå uttaler til Dagsavisen 21 januar at den lave kraftprisen gjør at elektrisk kraft produsert med gass neppe er lønnsom før nærmere 2010. Bakgrunnen for denne uttalelsen er en utredning SSB gjorde i forbindelse med energiutredningen (NOU 1998:11). Beregningene bygger på beskrivelsen av energimarkedet i dag, produsentenes driftskostnader, samt forventet utvikling i energiforbruket framover. Prisen i alle de nordiske landene kan godt bli liggende i underkant av 14-15 øre helt fram til 2005. Det er derfor liten grunn til at prisen på elektrisk kraft vil gjøre det regningssvarende å bygge gasskraftverk så lenge som de neste 10 årene. Norske gasskraftverk vil på kort sikt bidra til å holde kraftprisen nede og vil slett ikke føre til at danske kullkraftverk blir stengt.

Årsaken til at det blir sett på som gunstig med kraftutveksling til utlandet er de ulike kostnadene ved produksjonen. Ved eksport/import kan vannkraft samkjøres med varmekraft, dvs kraft fra olje-, kull-, gass- og kjernekraftverk. Mens et vannkraftverk kan slås av på sekundet tar det lang tid å stenge av et varmekraftverk. Produsentene vil tilby den type energi som gir størst fortjeneste. Nedskrevne kullkraftverk er blant den elektrisitetsproduksjonen som har lavest kostnader, mens vindkraft vil ligge på et høyere kostnadsnivå. Vannkraft vil ha en spesiell verdi fordi den kan levere effekt. Uten reguleringer fra myndighetene vil det derfor være lønnsomt for produsentene å ha rimelig kullkraft som bunnlast og la vannkraft dekke toppene i etterspørselen, spesielt i perioder med høy etterspørsel etter effekt. I Norge vil det tilsvarende være å la gasskraftverk utgjøre grunnlasten for så å eksportere mest mulig av vannkraften i perioder med stor etterspørsel etter effekt. Det er opplagt at det er god økonomi i en samkjøring mellom varmekraft og vannkraft, men hva med konsekvensene for miljøet?

Forsknings sjef Nils Flatabø ved EFI har uttalt til bladet Energi: ”Eksport av toppkraft gjennom kabelforbindelsene vil gi økonomiske fordeler for begge parter. Men at dette også skal være et pluss miljømessig stiller vil oss svært tvilende til når vi ser miljøet i Norge og Europa i sammenheng.” Årsaken til dette er at; ”I dag blir toppkraften produsert i de minst forurensende kraftverkene basert på gass eller lettolje. Når kablene kommer på plass vil slik kostbar produksjon erstattes av med norsk vannkraft. Den kraften de europeiske selskapene sender tilbake om natten er produsert i kullkraftverkene. Ved kraftutveksling med Norge vil

denne kullkraftproduksjonen øke. Det gir langt større utslipp enn gasskraften.” Mye tyder på at økt kraftutveksling mellom Norge og kontinentet vil føre til et skift fra gasskraft som topplast til kontinuerlig kjøring av kullkraftverk. Bygging av gasskraftverk i Norge for å frigjøre vannkraft til eksport til Danmark vil derfor ikke redusere utslippene av CO₂ i Norden.

6.2 Regulering av vannkraftutbygging og klimagassutslipp

Myndighetene regulerer utbyggingen av vannkraft gjennom verneplan og konsesjonslovgivning etter Vassdragsreguleringsloven eller Vassdragsloven. Perioden med de store vannkraftutbygginger i Norge er nå over. Det kan derfor ikke regnes med vesentlig mer ny vannkraft inn på markedet. Problemstillingen blir i stedet hvordan vannkraft kan anvendes best mulig i et deregulert marked. For myndighetene gjelder det å fastlegge rammebetingelsene slik at den høyverdige elektrisiteten brukes til det den er best til. Varmeformål er ikke den beste bruken. Derimot er dekking av effektbehov en god måte, men dette vil måtte begrenses av hvordan kraftverkene kan kjøres, blant for å ta vare på naturverdier i tilknytning til magasinene.

Likeledes vil myndighetene regulere utslippene av klimagasser i henhold til forpliktelsene hvert land har påtatt seg i henhold til Kyoto-protokollen. All elektrisitetsproduksjon basert på fossile brensler vil bli påvirket. Hvert land vil ha en miks av energibærere som tilbys elektrisitetsmarkedet. I Norge vil vannkraft dominere stort, Sverige vil ha produksjon både fra vannkraft, atomkraft og biobrensel, mens Danmark vil tilby både kullkraft, vindkraft og elektrisitet fra kombinerte gass- og biokraftverk. I Danmark er det et langsiktig mål om at minst 50% av den elektriske kraften skal komme fra nye fornybare energikilder i 2030, kullkraftverkene skal fases ut og at gass er den eneste av de fossile energibærerne som skal brukes (Energistyrelsen, 1996). Danmark har videre som mål at 20 prosent av elektrisitetsforbruket skal komme fra fornybare energikilder, hovedsakelig vindkraft, innen utgangen av 2003, viser at miksen av energibærere i danskprodusert elektrisitet i langt mindre grad vil være dominert av kullkraft. Siden alle landene som inngår i elektrisitetsmarkedet har sine forpliktende mål for utslipp av klimagasser, legges det dessuten begrensninger for hvor stor andel av miksen som kan komme fra kullkraft og gasskraft. Dette gjør at Kyotoprotokollen setter en effektiv begrensning for hvor mye kullkraft som kan tilbys. Norge kan derfor ikke fritt importere kullkraft fra Danmark i framtida. Kullkraftimport fra Danmark vil derfor ikke være noe alternativ til gasskraftverk dersom Norge ønsker store mengder elektrisitet for å sikre kraftoppdekkingen.

Den kullkraftimporten som vil skje som en naturlig utveksling i kortere perioder, vil heller ikke føre til økte klimagassutslipp selv om kullkraft gir dobbelt så høye CO₂-utslipp som gasskraft. Grunnen til det er at eksporten fra Danmark ikke begrenses av produksjonen, men av CO₂-utslippene. Danmark må – og vil – uansett overholde reduksjonsmålet for utslipp av klimagasser. Bruker vi kullkraft i stedet for gasskraft vil det bare bety at halvparten av elektrisiteten kan skaffes til veie. I tillegg utnytter kullkraftverk og kombinerte gass- og biokraftverk i Danmark også varmeenergien, slik at CO₂-utslippet i forhold til totalt utnyttet energi likevel ikke blir så høyt.

Av dette følger også at argumentet om at gasskraftverk vil utkonkurrere kullkraftverk på grunn av lavere variable produksjonskostnader neppe er holdbart. I utfasingen av kullkraftverk vil Danmark søke de alternativene som gir maksimal effekt med hensyn til CO₂-reduksjon. At et eventuelt gasskraftverk bygges i Norge

forhindrer ikke at det kommer et nytt fossiltfyrt kraftverk inn på det nordiske/ nord-europeiske markedet, og det må ses i lys av forpliktelsene i Kyoto-protokollen.

I 1996 hadde Norge en nettoimport av elektrisitet fra blant Danmark. Gasskraftverk i Norge ville da ha hindret denne importen. Vi ville da ha hatt økte utslipp i Norge, mens utslippene i Danmark ville vært mindre enn de faktisk ble. I framtida kan det også bli år hvor Norge må importere elektrisitet. Bygging av gasskraftverk for å møte denne situasjonen vil medføre at de norske CO₂-utslippene øker. Det betyr enda strengere tiltak i andre sektorer for å holde reduksjonsmålet Norge har forpliktet seg til. En eventuell alternativ import av dansk kullkraft vil begrenses av Danmarks forpliktelser i henhold til Kyoto-protokollen. Uten gasskraftverk i Norge vil altså ikke CO₂-utslippene i Norden øke. En knapphetssituasjon vil føre til økte priser, og denne må løses ved redusert forbruk, bruk av varme i stedet for elektrisitet eller ved at elektrisiteten skaffes til veie gjennom import av en miks av energibærere der eksportlandet vil måtte påse at produksjonen holder seg under målet for klimagassreduksjoner.

I 1999, og i de fleste av de siste 30 årene, hadde Norge en nettoeksport av elektrisitet. Norsk krafteksport til Danmark vil bidra til å gjøre det lettere for Danmark å nå sine klimagassforpliktelser. Dersom norsk gasskraft eksporteres, vil CO₂-utslippene i Norge øke, men elektrisiteten fra Norge vil også i dette tilfelle gjøre det lettere for Danmark å nå forpliktelsene. Men heller ikke nå bidrar gasskraftverk i Norge til å redusere CO₂-utslippene i Danmark. Det er uansett Kyoto-forpliktelsen som bestemmer for store de danske klimagassutslippene vil være. Det samme gjelder for Norge.

Naturkraft sine planlagte gasskraftverk på Vestlandet og Industrikraft Midt-Norge sitt planlagte anlegg på Skogn vil gi en årlig kraftproduksjon på 11-12 TWh. Norge har på hele 90-tallet vært nettoeksportør av kraft til Danmark med 7,4 TWh. I 1996 som var et spesielt tørrår hadde Norge en nettoimport fra Danmark på 4,7 TWh. 1996 var og spesielt fordi kraftselskapene spekulerte i å eksporterte kraft til Sverige tidlig på vinteren for å drive prisen opp. Dersom de planlagte gasskraftverkene blir bygget vil den innenlandske kraftproduksjonen langt overstige det som er importbehovet. Selv om gasskraft slipper ut mindre CO₂ per produsert TWh, vil det overstige den kullkraftproduksjonen den skal erstatte. Resultatet blir økte utslipp av klimagasser i Norden. Dette illustrerer at det er markedet som bestemmer om det skal bygges gasskraftverk i Norge, ikke hensynet til reduserte utslipp av klimagasser i Norden.

Selskapene som står bak de norske gasskraftverkplanene akter å kjøpe seg kvoter for å sikre seg tillatelse til CO₂-utslipp i Norge. Det er høyst usikkert hvordan reglene for internasjonal kvotehandling vil bli, og gasskraftverkselskapene kan ikke regne med at det blir fri adgang til å kjøpe de billigste kvotene gjennom grønn utviklingsmekanisme. Kvotehandling vil trolig tidligst komme i gang i 2008.

Tilhengerne av gasskraftverk i Norge sier at de har et absolutt krav til at norsk bruk av gasskraft ikke skal være i strid med våre internasjonale klimaforpliktelser. Denne rapporten viser at bygging av gasskraftverk er i strid med Kyoto-protokollen. Dette skyldes at klimaforpliktelsene krever innenlandske tiltak for å redusere utslippene. I tillegg får Norden

ikke lavere utslipp ved gasskraftverk. Et alternativ for Norge er å ta lærdom av Danmark og EU og gjennomføre reelle tiltak på forbrukssiden og øke satsingen på nye fornybare energikilder for å redusere utslippene av klimagasser..

Forøvrig argumenterer tilhengerne at gasskraftverkene skal kunne kompenseres ved kvotekjøp og foreslår at dette skal gjøres gjennom tiltak i andre, fattige land, altså utenfor Norden. Her viser tilhengerne fullstendig manglende forståelse for Kyoto-protokollens krav om at tiltak gjennom de fleksible mekanismene skal være supplement til de nasjonale tiltak for å redusere utslippene av klimagasser. Den eneste akseptable grunnen til at et gasskraftverk skulle kunne bygges, ville være om det påviselig ville føre til reduserte klimagassutslipp innen vårt nordeuropeiske elmarked. Gasskraftverk i Norge vil bidra til å øke det norske forbruket av elektrisk kraft ytterligere, i en situasjon hvor det må ned for å dekke våre forpliktelser i Kyoto-protokollen.

Det har vært foreslått at et fornuftig klimatiltak ville være at Norge og Danmark ble enige om et Felles gjennomføringsprosjekt (JI). Dette vil gå ut på at Danmark investerte i energisparetiltak i Norge (stort potensiale), slik at elektrisitet derigjennom ville frigjøres for eksport til Danmark. I likhet med annen bruk av Kyoto-mekanismene ville et slikt prosjekt være fornuftig fordi klimagassreduksjonene kan gjennomføres på en mest mulig samfunnsøkonomisk måte. Det forhindrer ikke at det fortsatt er Kyoto-forpliktelsene som bestemmer hvor store klimagassutslippene blir i de ulike land. Men eksempelet viser at valg av strategi for å møte forpliktelsene først og fremst har med økonomi å gjøre. Det samme viser gasskraftverkselskapenes investeringer i karbonfond og interesse for kvotehandel, felles gjennomføring og grønn utviklingsmekanisme. En overordnet strategi for hvordan klimautfordringen skal møtes må også hensynet til at utslippsforpliktelsene kan bli skjerpet etter Kyoto-perioden. Systematisk arbeid med energisparing og nye fornybare energikilder peker mest i retning av en bærekraftig utvikling.

Bygging av gasskraftverk i Norge er ikke lønnsomt med dagens kraftpriser. Gassprisen er fallende, og ved reforhandling av gasskjøpsavtalene kan utbyggerne bedre lønnsomhet. Men med høye CO₂ utslipp vil det tilkomme kostnader, enten ved at klimagasskvoter må kjøpes eller ved at det utvikles teknologi som imøtekommer kravene fra SFT. Det er ytterst vanskelig å forutsi hva kvoteprisen vil bli. Det vil avhenge helt av regelverket for handel som vil bli utviklet i årene som kommer. I en del utredninger er det regnet med en kvotepris på 125 kr/tonn. Det forutsetter god tilgang på kvoter gjennom grønn utviklingsmekanisme. Kvoteutvalget har imidlertid foreslått å auksjonere bort adgangen til å bruke de prosjektbaserte mekanismene, og det vil øke kvoteprisen. I et innenlandsk kvotesystem hvor flest mulig sektorer omfattes av handelssystemet, vil kvoteprisen ligge rundt 370 kr/tonn. Dette gjenspeiler hva gasskraft virkelig vil koste og hvordan økte CO₂ utslipp påvirker kostnadene ved å innfri Kyotoforpliktelsene. Gasskraftverk gjør at flere tiltak enn ellers i andre sektorer må iverksettes. I Danmark og EU står supplementaritetsprinsippet sentralt. Det betyr at den største delen av reduksjonen i utslipp av klimagasser skal skje gjennom nasjonale tiltak. Å tenke seg at Danmark skal kjøpe billige CO₂-kvoter for sine kullkraftverk for eksport til Norge fortøner seg urealistisk med bakgrunn i energi- og miljøpolitikken i Danmark og EU.

Gasskraft inn på elektrisitetsmarkedet vil øke tilbudet av kraft og dermed bidra til å redusere elektrisitetsprisen. Lavere pris trekker i retning av økt forbruk. I tillegg til at CO₂ utslippene øker, vil den økte etterspørselen legge ytterligere press på mer vannkraftutbygging og andre energikilder, med negative innvirkninger på naturen som følge. Lave energipriser er kanskje den viktigste årsaken til at energiintensiteten er så høy og representerer en alvorlig hindring

7. Konklusjon

Hverken ved netto eksport eller ved netto import av kraft vil bygging av gasskraft i Norge føre til reduserte klimagassutslipp i Norden eller i Nord-Europa. Gasskraft vil gjøre det vanskeligere og mer kostbart å innfri Norges forpliktelser med å redusere klimagassutslippene i henhold til Kyotoprotokollen. Det som vil være avgjørende for størrelsen av CO₂- utslippene både i Norge og våre naboland, for eksempel Danmark, er de fastslåtte målene som framgår av Kyotoprotokollen.

Dansk elproduksjon er heller ikke så kullbasert som man har gitt inntrykk av i den norske debatten. Kull- og koksandelen er redusert fra 84 % til 56 % på fem år, og fortsatt på vei ned. Danmark har gjennom el-reformen som ble vedtatt i Folketinget våren 1999 vedtatt ambisiøse målsettinger for å redusere utslippene av klimagasser, blant annet ved å stimulere ytterligere utbygging av vindkraft og tiltak for å redusere forbruket. Det er påfallende at diskusjonen om energipolitikken i EU og Danmark dreier seg om hvordan utlippene av klimagasser med tiltak i egne land kan reduseres, mens det i Norge er diskusjon om gasskraftutbygging som vil øke klimagassutslippene og hvordan vi kan kjøpe oss fri fra internasjonale forpliktelser.

Bruk av mekanismene som er angitt i Kyotoprotokollen vil ikke i seg selv bidra til å redusere klimagassutslippene i de landene som har utslippsforpliktelser. Mekanismene vil imidlertid bidra til at de marginale kostnadene ved tiltakene blir jevnere, slik at de totale kostnadene på kort sikt ved gjennomføring av avtalen blir redusert. Samtidig kan det også være en fare for at nødvendige strukturelle omstillingstiltak i energipolitikken blir utsatt. Regelverket for bruk av mekanismene er ikke fastsatt, men det er ingenting som tyder på at gasskraftverkene kan forsvares dersom mekanismene tas i bruk, slik tilhengerne av gasskraftverk argumenterer med.

I et fritt nordisk energimarked har vi ingen garanti for at norsk gasskraft vil erstatte dansk kullkraft. Det er Kyotoprotokollen som legger rammene for fossil elektrisitetsproduksjon og innenfor disse rammene er det tilbud og etterspørsel i markedet som bestemmer. Så lenge vi har et felles nordisk marked så har vi ingen garanti for at norsk gasskraft ikke vil brukes til å dekke et økende forbruk. Den politiske debatten i Norge synes ikke å ta inn over seg at det er markedet som rå. Dersom vi i framtida skal importere elektrisk kraft fra Danmark er det ikke sikkert at det er kullkraft som importeres, men en miks av både fossil og fornybar energi. Miksen vil bestemmes av Danmark sine forpliktelser for å redusere utslippene av CO₂.

De planlagte gasskraftverkene i Norge vil produsere mye mer elektrisk kraft enn det vi noensinne har importert fra Danmark, eller i følge prognosene, det vi vil komme til å importere. Det betyr at selv om gasskraft forurenser mindre enn kullkraft vil de nordiske utslippene av klimagasser øke. Det innebærer at det ikke finnes miljøargumentene for å bygge gasskraftverk i Norge.

Etter denne granskningen av påstanden om at bygging av gasskraftverk vil bidra til reduserte CO₂ utslipp i Norden og Nord-Europa, må vi konstatere at luften er gått ut av kullkraftargumentet.

Referanseliste:

Aftenposten, 2000. *Støtter karbonfondet med 80 millioner*. Artikkel 19.01.00

Cicero, 1999. <http://www.cicero.uio.no/>

Den danske Organisasjon for Vedvarende Energi (OVE), 2000. Personlig meddelelse via mail 21.01.00.

Det økologiske råd, 1998. *Energipolitikk til salg? Dansk energipolitikk mellem Rio-opfølging og EU-liberalisering*.

Energistyrelsen, 1999. <http://www.energistyrelsen.dk/Klima/DK.htm>

Finansdepartementet, 1999. *Stortingsproposisjon nr. 1 1999-2000. For budsjettermin 2000*.

GRID Arendal, 2000. <http://www.grida.no/>

Miljøverndepartementet, 1999. *Regjeringens miljøvernpolitikk og rikets miljøtilstand. St.meld.nr.8 (1999-2000)*.

Nordpool, 1999. <http://www.nordpool.no/>

NVE, 1999. Personlig meddelelse

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

Statistisk sentralbyrå, 1998. *Energistatistikk, 1997*.

Statistisk sentralbyrå, 1999. *Naturressurser og miljø 1999*.

Vedlegg 1

Nettoeksport til/fra Norge i GWh

Periode	Sverige	Danmark	Russland	Finland	Netto
1976	-6748	-56	35	-	-6769
1977	755	194	70	-	1019
1978	-1388	-2125	49	-	-3464
1979	-2770	-2031	65	-	-4736
1980	-563	2	50	-	-511
1981	-1951	-3394	32	-	0
1982	-3192	-2946	6	-	-6132
1983	-9154	-4380	3	-	-13531
1984	-4598	-3779	1	-	-8376
1985	-97	-567	50	-	-614
1986	2383	-451	65	-	1997
1987	874	-1336	47	0	-415
1988	-3467	-2258	0	-4	-5729
1989	-11123	-3778	0	-176	-15077
1990	-12031	-3952	0	-116	-16099
1991	-1832	-1018	9	-79	-2920
1992	-57069	-3047	31	-99	-60184
1993	-5810	-1952	0	-26	-7788
1994	-1561	1194	0	292	-75
1995	-6413	-1017	80	11	-7339
1996	3939	4680	176	252	9047
1997	3148	639	180	50	4017
1998	4375	-909	193	19	3678
1999	40	-2018	213	-43	-1808
SUM	-114253	-34305	1355	81	-141809

- er eksport fra Norge, tall uten fortegn er import til Norge.