

Kraftmarkedet



Hvordan kraftmarkedet fungerer

Utenlandsforbindelsene

Omsetning av kraft

Prisdannelsen i det nordiske kraftmarkedet

Bakgrunnen for krafthandelen mellom de nordiske landene

Kraftproduksjonen i de nordiske landene

Energiloven av 1990 ga rammene for omleggingen av kraftforsyningen i Norge. Sverige og Finland har senere gjennomført kraftmarkedsreformer etter de samme hovedprinsipper som Norge la til grunn. I EU er det under utvikling et mer åpent og integrert elektrisitetmarked.

Norge, Sverige og Finland har i dag et felles kraftmarked. De tre landene har innført punkt-tariffer, og det er ingen særskilte tariffer for handel over landegrensene. Som følge av endringer i organiseringen av kraftforsyningen i Danmark den senere tid, har det danske markedet blitt mer integrert i det nordiske markedet.

7.1 Hvordan kraftmarkedet fungerer

Det er mange kraftprodusenter som leverer kraft inn på overføringsnettet. Etter at kraften er levert inn på nettet vil kraften fra de ulike produsentene flyte sammen.

Når en forbruker slår på strømmen vet han ikke akkurat hvor den kraften han benytter kommer fra. Den fysiske kraftflyten i nettet følger fysiske lover.

Markedet sørger for at det blir levert omtrent like mye kraft inn på nettet som det blir tatt ut. Det holdes nøye regnskap med hvor mye kraft den enkelte produsent leverer inn i nettet til enhver tid, og hvor mye den enkelte forbruker tar ut.

Dersom en forbruker skifter leverandør vil ikke dette i seg selv påvirke den fysiske kraftflyten. Derfor blir heller ikke overføringstariffen som kunden betaler påvirket, jfr kapittel 6. Det spiller ingen rolle om han handler med en produsent i Alta eller på Vestlandet. Kunden inngår bare en ny kontrakt der prisen og vilkårene er annerledes enn før.

For produsenten trenger det ikke være samsvar mellom hvor mye han selger til enhver tid og hvor mye han produserer. For å få høyest mulig inntekt fra produksjonen må han optimere produksjonen. Det gjøres ved å disponere vannet i magasinene ut fra spotprisen til enhver tid og forventninger om framtidig spotpris. For å få samsvar mellom produksjon og salgsforpliktelser kan han kjøpe og selge kraft i markedet.

Spotprisen varierer og gjenspeiler endringer i forbruket og produksjonsforholdene. Variasjoner i nedbør og temperatur bidrar til at spotprisen kan variere mye. Det er derfor stor økonomisk risiko knyttet til kraft. For å redusere risikoen kan produsenter og forbrukere inngå langsiktige kontrakter, både fysiske og finansielle.

7.2 Utenlandsforbindelsene

Overføringsforbindelsene legger grunnlaget for all krafthandel, både internt i Norge og mellom ulike land. Norge har overføringsforbindelser til Sverige, Danmark, Finland og Russland. Kartet i vedlegg 5 viser dette. Overføringsforbindelsene til Finland og Russland er små, og forbindelsen til Russland brukes bare til import til Norge. Størst overføringskapasitet har vi med Sverige, som på det meste utgjør om lag 2 500 MW. Mellom Norge og Danmark er overføringskapasiteten i dag på 1 000 MW.

Ved maksimal kapasitetsutnyttelse er det anslått at det teoretisk kan transporteres opp mot 20 TWh i løpet av et år mellom Norge og nabolandene. Drifts- og markedsmessige forhold vil imidlertid redusere de løpende overføringsmulighetene. Muligheten til å overføre kraft mellom Norge og andre land bidrar til å utnytte forskjellene i produksjons- og forbruksmønstre i landene.

Det planlegges to nye kabler, henholdsvis til Tyskland og Nederland. Etter forutsetningene skal disse kablene være i drift i løpet av 2004. De to nye kablene vil gi en økt overføringskapasitet på 1 200 MW.

68

7.3 Omsetning av kraft

I kraftmarkedet skilles det ofte mellom engrosmarkedet og sluttbrukermarkedet. Sluttbrukermarkedet er nærmere omtalt i avsnitt 7.3.5.

Engrosmarkedet er markedet for handel mellom kraftprodusenter, nettselskap, større industri og andre større enheter. Handelen foregår bilateralt mellom ulike markedsaktører og over markedene til den nordiske elbørsen Nord Pool. Det er i dag flere foretak som megler standardiserte bilaterale kontrakter, men en økende andel omsettes over Nord Pools markeder. Bilaterale kontrakter har fortsatt den største delen av markedet.

Den fysiske handelen mellom Norge, Sverige og Finland skjer over elspotmarkedet. Det kan imidlertid inngås finansielle avtaler bilateralt mellom aktørene i de ulike landene. Handelen over kablene mellom Norge og Danmark er regulert gjennom langsiktige kraftutvekslingsavtaler.

Kraftsektoren i Norge oppfyller alle EUs krav i el-direktivet om markedsåpning.

7.3.1 Nord Pool

Nord Pool (den nordiske kraftbørsen) fastsetter time for time systemprisen (elspotprisen) i det fysiske markedet for Norge, Sverige og Finland, samt områdepris for Jylland og Fyn. Systemprisen er en prisreferanse for all annen krafthandel.

Det er i dag mer enn 250 aktører som handler i ett eller flere av Nord Pools markeder. Foruten nordiske aktører finnes det også aktører fra Storbritannia, Tyskland og Nederland som handler over børsen. Norske aktører utgjør i overkant av 60 prosent av Nord Pools kunder.

Nord Pool organiserer i dag fire markeder; Elspot, Eltermin, Elbas og Elopsjon.

Nord Pool tilbyr også clearing-tjenester for kraftmarkedet. Nord Pool «clearer» alle kontrakter som handles over elbørsen og tilbyr også clearing av bilaterale kontrakter. Clearing innebærer at Nord Pool trer inn i kontraktene til alle aktørene, og blir sentral juridisk motpart for alle parter. Nord Pool krever sikkerhet av partene og garanterer for oppfyllelse av kontrakten. Clearing bidrar til å minimere risikoen for kreditt- og oppgjørsproblem, for eksempel risikoen for at selger ikke kan betale på oppgjørsdagen eller går konkurs før oppgjør. I 1998 «clearet» Nord Pool i alt 500 TWh.

Nord Pools markeder:

Elspot Elspot er markedet for omsetning av fysisk el med levering døgnet etter. Prisen fastsettes på grunnlag av aktørenes samlede kjøps- og salgsanmeldinger. Det fastsettes pris for kjøp og salg for hver time i døgnet. Systemprisen er balanseprisen for de aggregerte tilbuds- og etterspørselskurvene. Elspot er prisreferanse både for elterminmarkedet og det øvrige kraftmarkedet.

Eltermin Eltermin er et finansielt terminmarked for prissikring av handel med kraftkontrakter. Eltermin består i dag av future- og forwardkontrakter med inntil tre års tidshorison. Futurekontraktene har daglig markedsoppgjør både i handels- og leveringsperioden, mens forwardkontraktene akkumulerer resultatet av prisendringene gjennom handelsperioden og har daglig oppgjør i leveringsperioden.

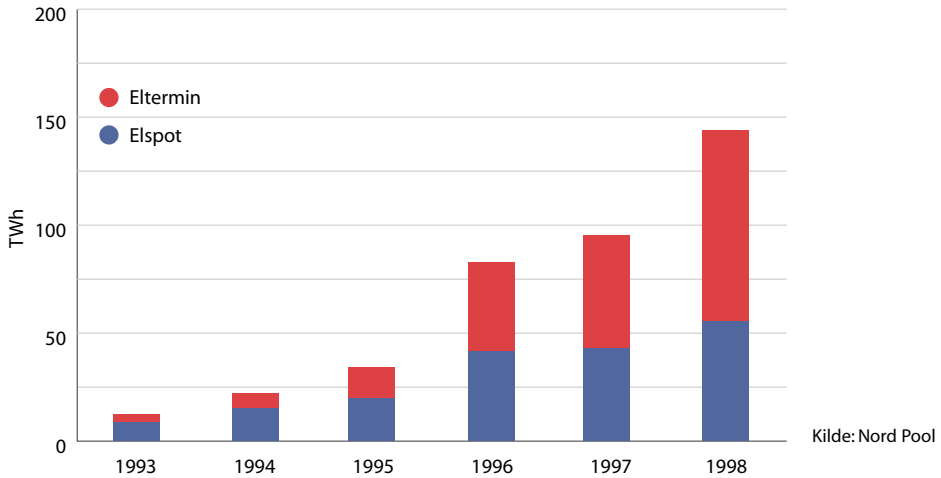
Elopsjon Elopsjoner inngår som en del av Nord Pools finansielle marked og er et viktig instrument for risikostyring og budsjettering av fremtidige inntekter og kostnader knyttet til handel med elktraktet. Opsjonshandel er en handelsrett man betaler for, samt forpliktelser man får betalt for. Handel med elopsjoner gir rett til kjøp og salg av et underliggende instrument. På Nord Pool kan man handle to typer opsjoner; europeiske (EEO) og asiatiske (AEO). Elbørsens elopsjoner er standardiserte og er dermed definert gjennom på forhånd fastlagte vilkår. Markedet ble etablert i oktober 1999.

Elbas Elbas er et kontinuerlig fysisk marked for balansejustering, dvs. handel av el inntil to timer før selve driftstimen. Dette markedet er kun tilgjengelig for svenske og finske aktører og er i disse landene et supplement til elspot-markedet. Elbas-markedet administreres fra Helsingfors. Markedet ble etablert i mars 1999.

Omsetningen på Nord Pool har økt betydelig siden oppstarten i 1993. Bare fra 1997 til 1998 økte omsetningen på Nord Pools elspotmarkedet med ca. 30 prosent, terminmarkedet økte med ca. 70 prosent, mens Nord Pools clearingsvirksomhet økte med nær 200 prosent.

Figur 7.1 viser utviklingen i elspotmarkedet og elterminmarkedet.

Figur 7.1 Omsetning



7.3.2 Håndtering av flaskehals i nettet

Systemprisen (Nord Pools elspotpris) fastsettes som om det ikke er overføringsbegrensninger i nettet. Overføringsbegrensninger kan imidlertid oppstå mellom to geografiske områder.

Overføringsbegrensninger, ofte kalt flaskehals i nettet, håndteres ved at det fastsettes prisområder på hver side av selve flaskehalsen. I tillegg til systemprisen fastsetter Nord Pool derfor områdepriser. I områder med produksjonsoverskudd blir områdeprisen lavere enn systemprisen, og i områder med produksjonsunderskudd blir områdeprisen høyere enn systemprisen. Områdeprisene skaper balanse mellom tilbud og etterspørsel når det er tatt hensyn til flaskehalsen.

I Norge benyttes i hovedsak prisområder for å håndtere interne flaskehals innenfor landets grenser og flaskehals på grensene mellom Sverige og Finland. Sverige og Finland bruker prisområder for å håndtere eksterne flaskehals, men motkjøp som intern flaskehals-håndtering. Motkjøp innebærer at systemansvarlig betaler produsenter for å øke eller redusere produksjonen slik at det blir balanse i markedet.

Differansen mellom områdepris og systempris kalles kapasitetsledd. Kapasitetsleddet på volumet som transporteres over flaskehalsen er en inntekt for nettselskapene. De systemansvarlige i Norge, Sverige og Finland deler på flaskehalsinntektene som genereres i det nordiske kraftmarkedet.

7.3.3 Regulerkraftmarkedet

Regulerkraftmarkedet er et redskap som systemansvarlig (Statnett SF) benytter for å kunne opprettholde stabil frekvens og kontinuerlig balanse mellom produksjon og forbruk i Norge. Etter at priser og kvanta er fastlagt i elspotmarkedet, innhenter Statnett norske anmeldelser for opp- eller nedregulering. Slik regulering må skje på kort varsel, for eksempel ved plutselig utfall av produksjonanlegg og linjer, eller ved uventede endringer i etterspørselen. Statnett kan også utveksle regulerkraft med de systemansvarlige i Sverige og Finland. I Sverige og Finland benyttes også elbas i den kortsiktige reguleringen.

7.3.4 Konesjon for handel med andre land

På norsk side krever all krafthandel med andre land konsesjon fra Olje- og energidepartementet. Konsesjonene benyttes for å legge til rette for en effektiv kraftutveksling.

Krafthandelen med Sverige og Finland foregår over Nord Pools fysiske elspotmarked. I tillegg kommer Statnetts handel med regulerkraft, jfr punkt 7.3.3.

Handelen over kablene mellom Norge og Danmark er regulert gjennom langsiktige kraftutvekslingsavtaler mellom Statkraft SF på norsk side og henholdsvis danske ELSAM og tyske PreussenElektra. Statkraft SF er operatør av ELSAM-avtalen på norsk side på vegne av seg selv og 17 andre norske kraftselskap. Avtalen mellom Statkraft SF (med øvrige avtaleparter) og ELSAM regulerer 60 prosent av kabelkapasiteten, mens avtalen mellom Statkraft SF og PreussenElektra regulerer de resterende 40 prosent av kapasiteten på Danmarks kablene. Innenfor ELSAM-avtalen er det åpent for børshandel.

Departementet har gitt konsesjon til nye langsiktige kraftutvekslingsavtaler mellom norske kraftprodusenter og nord-europeiske selskaper.

Kraftutvekslingsavtalene omfatter hovedsaklig forpliktelser om at norske kraftprodusenter skal levere kraft på dagtid. I tillegg skal partene utveksle kraft når prisen i det norske kraftmarkedet (elspotprisen) og de marginale kostnadene ved kraftproduksjon eller børspreis i utlandet tilsier det. NVE er tillagt kontroll- og tilsynsfunksjonen i forhold til overholdelse av konsesjonsvilkårene knyttet til utenlandshandelen med kraft. Et viktig mål er å oppnå en mest mulig effektiv og fleksibel kraftutveksling. Dette innebærer at kraften eksporteres fra Norge når prisene i utlandet er høyere enn i Norge. Tilsvarende importeres kraft til Norge når prisene i Norge er høyere enn i utlandet.

7.3.5 Sluttbrukermarkedet

Alle som kjøper kraft til eget forbruk er sluttbrukere. Små sluttbrukere kjøper vanligvis kraft via et omsetnings- eller distribusjonsselskap. Store sluttbrukere, for eksempel industri, kjøper ofte direkte på engrosmarkedet.

Den totale strømregningen er satt sammen av flere deler; strømpris, nettleie, elavgift og merverdiavgift. For en gjennomsnittlig husholdningskunde kan en med dagens priser grovt si at strømpris, nettleie og avgifter, hver utgjør en tredel av den totale regningen.

Alle sluttbrukere må betale nettleie til det lokale distribusjonsselskapet de er tilknyttet, jfr avsnitt 6.2.2. Sluttbrukere som har byttet strømleverandør, eller som bor et sted der distribusjonsselskapet er adskilt fra omsetningsselskapet, får to regninger; en fra strømleverandøren og en fra distribusjonsselskapet. De fleste sluttbrukere får imidlertid bare en regning hvor det er spesifisert hva som er nettleie og hva som er strømpris.

Elavgiften for 1999 er på 5,94 øre/kWh og merverdiavgiften er på 23 prosent. Fra 1. januar 2000 er elavgiften 8,56 øre/kWh. Elavgiften pålegges all elektrisk kraft som forbrukes i Norge, enten den er produsert innenlands eller den er importert. Industri, bergverk, og veksthusnæringen har imidlertid fullt fritak for elavgift. Husholdninger i Finmark og i enkelte kommuner i Nord-Troms har også fritak for elavgift. Husholdninger i Nordland, Troms og Finmark har fritak for merverdiavgift på elektrisitet.

Netteieren er pålagt å utforme regningen slik at kundene får informasjon om utviklingen i forbruket. Strømmåleren skal avleses minst fire ganger i året. Hvert kvartal skal regningen vise forbruket for siste periode og en sammenlikning med forbruk i tidligere perioder. Hensikten er at sluttbrukerne skal bli mer bevisst sitt eget strømforbruk, og at virkningen av sparetiltak raskere skal vises på strømregningen.

Alle sluttbrukere kan fritt velge hvilken strømleverandør de vil benytte. Større kunder har vanligvis timesmålere og avregningen av dem vil derfor være presis. For små kunder er det en sjablonmessig avregning. De kan derfor skifte leverandør uten at de må ha en timesmåler.

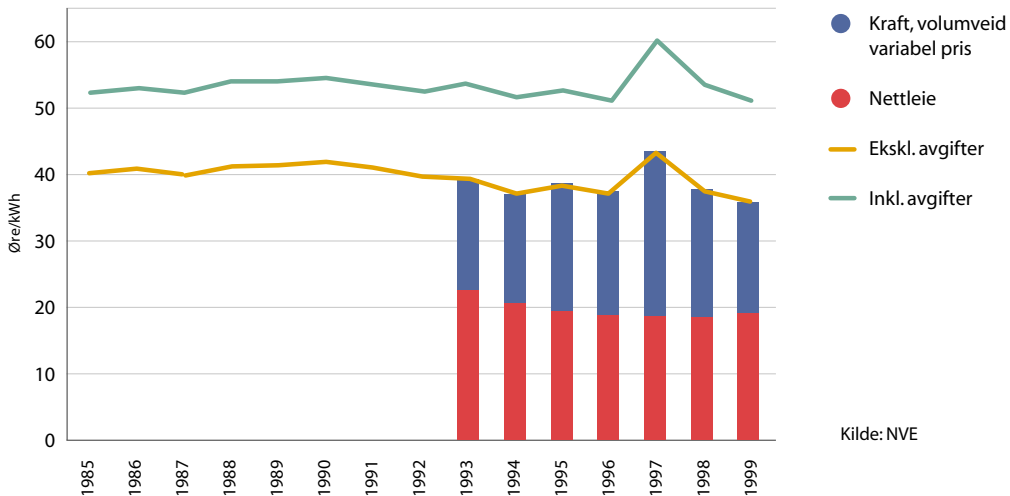
Husholdningskunder kan velge mellom ulike kontraktsformer for kjøp av strøm. Den vanligste kontrakten er variabel pris, som innebærer at leverandøren kan endre prisen etter et varsel. Per tredje kvartal 1999 hadde om lag 85 prosent av husholdningene kontrakt med variabel pris. Fastpris, for eksempel for ett år, innebærer at leverandøren ikke kan endre prisen i løpet av kontraktsperioden, selv om det skulle bli store prisendringer i engrosmarkedet. Det fins også kontrakter basert på elspotprisen, for eksempel en kontrakt hvor prisen er 1 øre/kWh høyere enn elspotprisen.

Per tredje kvartal 1999 hadde omtrent 7 prosent av husholdningskundene en annen kraftleverandør enn den dominerende i sitt område. Kraftleverandøren som er dominerende innenfor sitt område, har i gjennomsnitt en markedsandel tilsvarende 95 prosent.

Figur 7.2. viser utviklingen i gjennomsnittlige priser for husholdninger fra 1985 og fram til januar 1999. I 1993 ble det innført skille mellom strømpris og nettleie. Figuren viser også total sluttbrukerpris inkludert merverdiavgift og elavgift. Prisene til husholdninger har vært relativt stabile fra 1986 og fram til i dag. Den forholdsvis kalde vinteren 1995/96 kombinert med lite tilsig til vannmagasinene i 1996, førte imidlertid til en sterk økning i engrosprisene, som igjen

ga en økning i husholdningsprisene. Prisene steg derfor fra 1996 til 1997. 1997 ble et relativt vått år, med stort tilsig til magasinene. Det vises ved at prisen falt ganske kraftig fra 01.01.1997 til 1997. Fra og med 01.07.1997 er det hyppigere observasjoner enn tidligere som viser at prisen generelt er lavere om sommeren enn om vinteren. Figuren viser også en generell prisnedgang fra 1997 til og med 1999.

Figur 7.2 Priser på elektrisk kraft til husholdninger 1985-1999. Øre/kWh, faste 1998 kroner

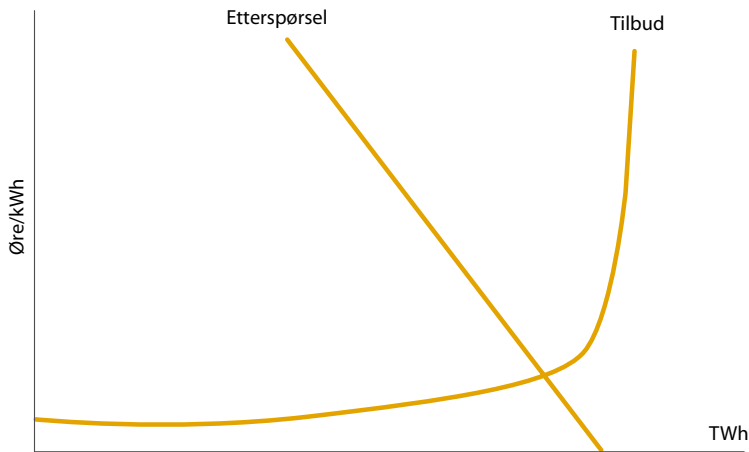


7.4 Prisdannelsen i det nordiske kraftmarkedet

Kraftprisen avhenger av tilbuds- og etterspørselsforholdene i det nordiske markedet, jfr figur 7.3 som viser en forenklet skisse av hvordan kraftprisen fastsettes. Den stigende kurven viser tilbudskurven for kraftkapasiteten i Norden ordnet etter stigende, kortsiktige produksjonskostnader. Den synkende kurven illustrerer etterspørselen etter kraft i Norden. Vannkraften og kjernekraften har de laveste produksjonskostnadene. For vannkraften vil nedbørsmengde og tilsig til vannmagasinene være viktig for hvor stor produksjonen kan bli, og dermed også for prisen. Varmekraftverk, som blant annet kullkraftverk og gasskraftverk, har høyere produksjonskostnader. Med dagens etterspørselsnivå er det ofte dansk kullkraft som «balanserer» markedet, og er dermed prissettende. I år med gjennomsnittlig vannkraftproduksjon vil derfor kraftprisen i stor grad bli bestemt av kostnadene ved å produsere kullkraft. I perioder med høyere forbruksbelastning vil det være kraftverk med høyere produksjonskostnader som er prissettende, for eksempel oljekondensverk eller rene gassturbiner. Disse kraftverkene fungerer som toppplastverk, og er kjennetegnet ved at de bare er i drift i kortere perioder av gangen. I figur 7.3 vil slike kraftverk ligge på den sterkt stigende delen av tilbudskurven.

På etterspørselssiden vil blant annet temperatur og generelt aktivitetsnivå i økonomien være av betydning.

Figur 7.3 Prinsippkisse: Kortsiktige variable kostnader ved kraftproduksjon i Norden, øre/kWh

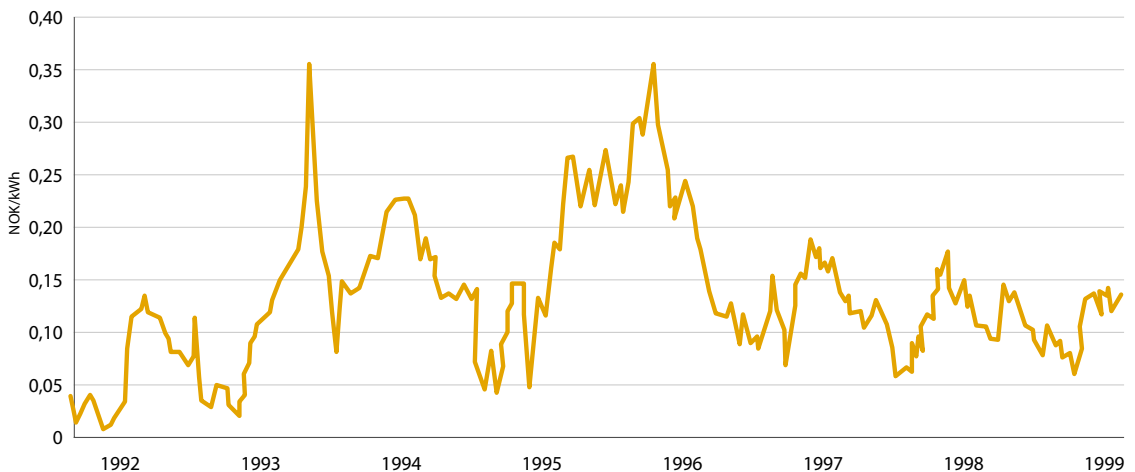


74

De nordiske landene vil få større utvekslingskapasitet med det øvrige europeiske kraftsystemet i årene som kommer, blant annet gjennom bygging av nye overføringsforbindelser mellom Sverige og Polen, Norge og Tyskland samt mellom Norge og Nederland. Kostnadene for kraftproduksjon på kontinentet vil dermed få økende betydning for prisdannelsen i Norge og Norden. Prisutviklingen i de ulike landene vil også bli bestemmende for hvordan den faktiske kraftutvekslingen blir mellom landene.

Figur 7.4 viser variasjoner i nominell elspotpris i perioden 1992-99.

Figur 7.4 Spotpriser – Nord Pools elspotmarked 1992-99

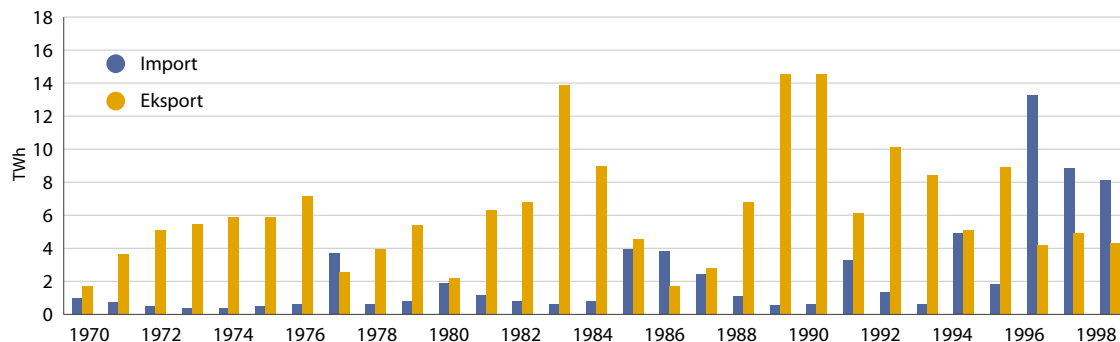


Kilde: Nord Pool

7.5 Bakgrunnen for krafthandelen mellom de nordiske landene

Norge har tradisjonelt vært netto eksportør av kraft, men har de siste årene vært en netto importør som følge av fortsatt vekst i forbruket og lite kraftutbygging de siste årene. Netto import per første halvår 1999 var 2,3 TWh. Figur nedenfor viser Norges import og eksport av kraft i perioden 1970-1998.

Figur 7.5 Norges import og eksport av kraft i perioden 1970-1998



Kilde: OED

75

Krafthandelen og utvekslingen mellom landene er primært begrunnet ut fra forskjellige produksjonsmåter i kraftforsyningen. Som følge av ulik kostnadsstruktur mellom vannkraft-teknologi og ulike typer varmeteknologi, gir en kombinasjon av disse teknologiene gevinster ved handel med elektrisitet mellom Norge og andre land.

7.6 Kraftproduksjonen i de nordiske landene

Kraftproduksjonen i Norden var i 1998 på nær 384 TWh, en økning på ca. 14 TWh i forhold til 1997. Siden 1990 har kraftproduksjonen i Norden økt med 40 TWh, eller med om lag 12 prosent. Norge og Sverige har den største kraftproduksjonen av de nordiske landene.

Tabell 7.1

Kraftproduksjonen i de nordiske land fordelt på energibærere. 1998, TWh

	Danmark	Finland	Island	Norge	Sverige
Geotermisk kraft			0,7		
Vindkraft	2,7	0,0		0,0	0,3
Annet	3,4			0,5	
Bioenergi	0,5	14,0			3,3
Naturgass	5,0	7,5		0,2	0,6
Olje	1,4	1,6			3,0
Kull	26,0	8,5			3,0
Kjernekraft		21,0			70,5
Vannkraft	0,0	14,6	5,6	116,3	73,7
Kraftproduksjon i alt	39,0	67,2	6,3	117,0	154,4

Kilde: Nordel

I Sverige utgjør vannkraft og kjernekraft de to viktigste formene for kraftproduksjon med til sammen ca. 90 prosent av den totale elproduksjonen i landet. Den resterende delen av den svenske kraftproduksjonen blir stort sett dekket av kraftverk basert på bioenergi og kull. Kraftproduksjonen i 1998 var på i overkant av 154 TWh, mens bruttoforbruket var i overkant av 143 TWh. I Sverige har man de siste årene utviklet nesten alt av tilgjengelig produksjonskapasitet basert på oljekondensat. I desember 1999 ble også den ene av totalt to kjernereaktorer i atomkraftverket Barsebäck stengt etter pålegg fra den svenske regjeringen.

Dansk kraftproduksjon er i hovedsak basert på fossile brenslere, særlig kull i tillegg til noe gass. Den totale produksjonen i 1998 var på ca. 39 TWh, mens bruttoforbruket var nær 35 TWh. Kraftvarmeverk, det vil si samtidig produksjon av el og varme, står for ca. 85 prosent av Danmarks kraftproduksjon. Vindkraft utgjorde i 1998 ca. 10 prosent av den danske elproduksjonen. Danske forbrukere har i dag relativt høye elpriser sammenlignet med de andre nordiske landene. Dette skyldes blant annet høye avgifter på forbruket. Det danske kraftmarkedet er under omlegging, og ny energilovgivning trer i kraft fra 2000. Den nye loven vil trolig også føre til at prisene på kraft vil kunne endre seg på grunn av innføring av CO₂-kvoter i den danske elforsyningsloven.

Finlands kraftproduksjon er sammensatt av kjernekraft, vannkraft og kraftvarme. Den totale kraftproduksjonen i 1998 var på nær 67 TWh. Kjernekraft og vannkraft står for henholdsvis 31 og 22 prosent av produksjonen. Videre står varmekraft for 47 prosent av produksjonen, hvorav kraftvarme og fjernvarme (eksklusiv industri) dekker 19 prosent. Finland har kun overføringslinjer av betydning til Sverige av de nordiske landene. Finland er også importør av kraft fra Russland. Overføringslinjene mellom Russland og Finland brukes imidlertid utelukkende til import til Finland.

Danmark vedtok sommeren 1999 ny elforsyningslov. Fra og med 1. januar 2000 vil det bli innført CO₂-kvoter i den danske elektrisitetssektoren. Det er i den forbindelse fastsatt et utslippstak for CO₂ på 23 mill tonn/år fra de danske kraftverkene, fallende til 20 mill tonn/år i løpet av fire år. For utslipp over det øvre taket skal det betales en kvotepris tilsvarende 40 kr/tonn CO₂. Dette utgjør nærmere 4 øre/kWh for el produsert i et kullkraftverk. Kvoteprisen vil øke til 50 kr/tonn innen 2004. Det er oppnådd politisk enighet opp lovens innhold frem til og med 2003. Etter fire år vil derfor loven måtte behandles på ny.