



## Kraftmarkedet

- Hvordan kraftmarkedet fungerer
- Omsetning av kraft
- Prisdannelsen
- Krafthandelen mellom landene
- Kraftproduksjonen i de nordiske landene



Energiloven regulerer kraftforsyningen i Norge. Energiloven legger blant annet til grunn prinsippet om markedsbasert kraftomsetning. Tilsvarende lovgivning finnes også i Sverige, Danmark og Finland og i de andre EU-landene. Norden utgjør i dag et felles kraftmarked, og det nordiske markedet er også tilknyttet Russland, Tyskland og Polen.

## 7.1 Hvordan kraftmarkedet fungerer

Alle kraftprodusentene leverer kraft inn på overføringsnett. Det er ikke mulig etterpå å skille de ulike leveranser fra hverandre. Når en forbruker slår på strømmen kan han derfor ikke vite hvor den kraften han benytter er produsert.

Ved overføring av kraft går det energi tapt. Nettapet avhenger blant annet av forbruksnivå og overføringsavstand. Det blir til enhver tid levert like mye kraft inn på nettet som det blir tatt ut, hensyntatt nettap. Det holdes regnskap med hvor mye kraft den enkelte produsent leverer inn på nettet til enhver tid, og hvor mye den enkelte forbruker tar ut.

Dersom en forbruker skifter leverandør vil dette i seg selv ikke påvirke den fysiske kraftflyten. Derfor blir heller ikke overføringsstariffen (nettleien) som kunden betaler påvirket, jf. kapittel 6. Det spiller for eksempel ingen rolle om han handler med en leverandør i Alta eller på Vestlandet. Kunden inngår bare en ny kontrakt der prisen og vilkårene kan være annerledes enn før.

For kraftprodusenten trenger det ikke være samsvar mellom hvor mye han selger direkte til kunder til enhver tid og hvor mye han produserer. For å få høyest mulig inntekt fra produksjonen disponeres vannet i magasinene ut fra spotprisen til enhver tid og forventninger om framtidig spotpris, jf. kapittel 7.2 om omsetning av kraft. For å få samsvar mellom produksjon og salgsfor-

pliktelse kan han kjøpe og selge kraft i markedet, for eksempel på Nord Pool, som er den nordiske kraftbørsen.

Spotprisen varierer og gjenspeiler forbruks-, produksjons- og overføringsforholdene i det nordiske kraftmarkedet. 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, forbrukere og andre aktører i markedet inngå langsiktige kontrakter, både fysiske og finansielle. Husholdninger kan for eksempel inngå fastpriskontrakter.

## 7.2 Omsetning av kraft

I kraftmarkedet skilles det ofte mellom engros- og sluttbrukermarkedet. Sluttbrukermarkedet er nærmere omtalt i kapittel 7.2.4.

Engrosmarkedet omfatter kraftprodusenter, kraftleverandører, 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 kontrakter omsettes over Nord Pools markeder. Bilaterale kontrakter har fortsatt den største delen av markedet.

Den fysiske handelen mellom de nordiske landene er basert på Nord Pool Spots elspotmarked. Det inngås også finansielle avtaler bilateralt mellom aktørene i de ulike landene.

### 7.2.1 Nord Pool – den nordiske elbørsen

Nord Pool Gruppen – den nordiske elbørsen – driver handel og clearing av fysiske og finansielle kraftkontrakter i Norden. Det er i dag om lag 350 aktører som handler i ett eller flere av Nord Pools markeder.

Nord Pool Gruppen består av selskapene i Nord Pool konsernet og tilknyttede

selskaper. I Nord Pool konsernet inngår morselskapet Nord Pool ASA og de heleide datterselskapene Nord Pool Clearing ASA og Nord Pool Consulting AS. Nord Pool ASA er eid av de systemansvarlige nettselskapene i Norge (Statnett SF) og Sverige (Affärsverket Svenska Kraftnät) med 50 prosent hver. Nord Pool konsernet har sitt hovedkontor i Oslo med virksomhet både i Stockholm, Helsinki og Fredericia (Danmark).

I Nord Pool Gruppen inngår i tillegg det deleide selskapet Nord Pool Spot AS. Nord Pool Spot eies av alle de systemansvarlige nettselskapene i Norden i tillegg til Nord Pool ASA som har en eierandel på 20 prosent. Nord Pool Spot fastsetter elspotprisen for hver time i det fysiske markedet for Norge, Sverige, Finland og Danmark. Elspotprisen er en prispreferanse for annen krafthandel.

Nord Pool Gruppen har også eierinteresser i den tyske kraftbørsen EEX (European Energy Exchange), samt et driftssamarbeid for IT-system med den franske kraftbørsen Powernext.

Nord Pool Gruppen har omtrent 90 ansatte, og det ble i 2003 handlet og cleared kontrakter over kraftbørsen til en verdi på 405 milliarder kroner.

Nord Pools produkter deles inn i tre hovedkategorier: fysisk marked, finansielt marked og clearing.

#### *Fysisk marked*

Elspot er et felles nordisk marked for handel med fysiske kraftkontrakter for levering neste døgn time for time. Prisen fastsettes på grunnlag av aktørenes samlede kjøps- og salgsanmeldinger. Spotmarkedet er grunnlaget for de systemansvarlige nettselskaperens balansering av kraftflyten mellom landene i Norden.

Systemprisen i elspotmarkedet fungerer som referansepris for prissetting av den finansielle krafthandelen i Norden. Systemprisen gjenspeiler produksjons- og forbruksforholdene i Norden. Områdeprisene tar i

tillegg hensyn til eventuelle flaskehalsar i overføringsnettet i Norden, jf. kapittel 7.2.2.

Aktørene på Nord Pools spotmarked er foruten kraftprodusenter og industrien også distribusjonsselskaper, strømlleverandører og kraftmeglere.

Elbas er et fysisk justermarked for handel i Sverige og Finland, med timekontrakter som handles kontinuerlig hele døgnet. Kontraktene tas opp til notering etter at handelen i elspot for neste døgn er avsluttet, og kontraktene kan handles inntil en time før levering starter. Elbas administreres av Nord Pool Finland.

#### *Finansielt marked*

Nord Pool tilbyr handel i terminkontrakter og oppgjør til børsmedlemmer i det finansielle markedet. Dette er finansielle kraftkontrakter som benyttes ved prissikring og risikostyring av handel med elektrisk kraft. Kontraktene kan handles inntil fire år frem i tid, fordelt på døgn, uker, måneder, kvartaler og år. Futurekontraktene har daglig markedsoppgjør både i handels- og leveringsperioden, mens forwardkontraktene akkumulerer resultatet av prisendringene gjennom handelsperioden og har daglig oppgjør i leveringsperioden.

Differansekontrakter (CfD) gir mulighet til justering og sikring av porteføljer med tanke på prisforskjeller mellom systemprisen og de enkelte områdeprisene i elspot.

Nord Pools opsjonskontrakter er europeiske opsjoner med terminkontrakter som underliggende produkt.

#### *Clearing*

Clearing innebærer at Nord Pool Clearing trer inn som kontraktsmotpart i finansielle kraftkontrakter. Gjennom daglig sikkerhetsstillelse for dekningen av fremtidige oppgjør, reduseres den finansielle risikoen for de som har inngått kontraktene. Nord Pool trer automatisk inn i alle kontrakter som handles på elbørsen. I tillegg tilbyr Nord Pool Clearing også clearing av standardiserte kontrakter som er handlet utenfor elbørsen.

### Nord Pools omsetning i 2003

Nord Pool hadde en lavere aktivitet i sine markeder i 2003 i hovedsak som følge av den knappe kraftsituasjonen vinteren 2003.

Fra 2002 til 2003 ble omsatt volum i det fysiske markedet redusert med om lag 5 prosent. Omsatt volum for 2003 og 2002 var henholdsvis 119 og 124 TWh. Verdien på omsatt volum i det fysiske markedet steg derimot med om lag 34 prosent fra 2002 til 2003, og hadde en verdi på om lag 36 milliarder kroner i 2003. Årsaken til verdiøkningen var at man gjennomgående hadde høyere spotpriser i 2003.

Fra 2002 til 2003 ble omsatt volum i det finansielle markedet redusert med om lag 46 prosent. Omsatt volum for 2003 og 2002 var henholdsvis 545 og 1019 TWh. Verdien på omsatt volum ble redusert fra 180 milliarder kroner i 2002 til 139 milliarder kroner i 2003.

Clearing, både av bilateral handel og finansielt marked, har hatt en betydelig økning de senere år, men opplevde en

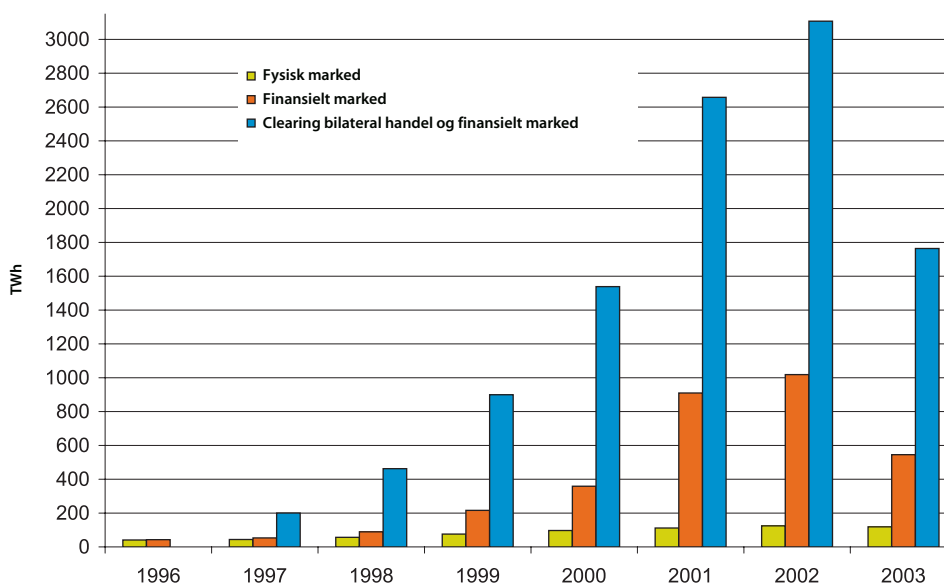
reduksjon i 2003 på om lag 43 prosent i forhold til 2002. Clearing for 2003 og 2002 utgjorde henholdsvis 1 764 og 3 108 TWh, tilsvarende verdier for 369 og 434 milliarder kroner.

Figur 7.1 viser utviklingen i det fysiske og finansielle markedet, samt clearing siden 1996.

### 7.2.2 Håndtering av flaskehals i nettet

Nord Pool Spot fastsetter en systempris for hver time, hvor det ikke tas hensyn til eventuelle overføringsbegrensninger i det nordiske nettet. Overføringsbegrensninger kan imidlertid oppstå mellom geografiske områder.

Overføringsbegrensninger i det nordiske overføringsnettet, ofte kalt flaskehals, 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



Figur 7.1 Omsetning på Nord Pool 1996–2003

Kilde: Nord Pool

systemprisen, og i områder med produksjonsunderskudd blir områdeprisen høyere enn systemprisen. Områdeprisene skaper balanse mellom tilbud og etterspørsel innenfor hvert av områdene samtidig som en tar hensyn til flaskehalsen i nettet.

I Norge benyttes i hovedsak prisområder for å håndtere flaskehalsen innenfor landets grenser og flaskehalsen på grensen mot Sverige, Danmark (Jylland) og Finland. Hovedregelen i Norge er at prisområder benyttes ved store og langvarige flaskehalsen; ved mindre flaskehalsen benyttes motkjøp. Ved flaskehalsen internt vil Norge normalt være inndelt i to prisområder; grovt sett sør og nord for Dovre. Sverige og Finland bruker kun prisområder for å håndtere flaskehalsen mot andre land, mens de bruker motkjøp ved interne flaskehalsen. Motkjøp innebærer at systemansvarlig betaler produsenter for å øke eller redusere produksjonen slik at det blir balanse i markedet. Danmark er delt i to prisområder, Sjælland og Jylland.

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

### 7.2.3 Regulerkraftmarkedet

Regulerkraftmarkedet, RK-markedet, er et redskap som systemansvarlig Statnett SF benytter for å kunne opprettholde stabil frekvens og balanse mellom produksjon og forbruk i Norge, jf. kapittel 5.4. RK-markedet åpner etter at priser og kvanta er fastlagt i elspotmarkedet. Markedet fungerer ved at Statnett mottar og har mulighet til å benytte tilbud fra produsenter og forbrukere som på kort varsel er villige til å endre sine produksjons- og/eller forbruksplaner. Statnett sikrer på denne måten at de helt opp mot og inn i selve driftstimen kan opp- eller nedregulere kraftmengden i nettet. Slik regulering skjer for eksempel ved utfall av produksjon eller forbruk, til håndtering av overføringsbe-

grensninger eller ved uventede endringer i etterspørselen. Statnett utveksler slik regulerkraft med de øvrige systemansvarlige i Norden. Felles Nordisk regulerkraftliste ble etablert i 2002. Statnett og Svenska Kraftnät har sammen ansvaret for balansereguleringen i Norden. I Sverige og Finland benyttes også elbas i den kortsiktige reguleringen. Statnett inngår også kontrakter om effektreserver med produsenter og større forbrukere i regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM). Kontraktene bidrar til at tilstrekkelige reserver stilles til disposisjon i regulerkraftmarkedet, slik at balansen mellom produksjon og forbruk kan opprettholdes, selv når effektbalansen er presset, jf. vedlegg 2. Effektreservekontraktene angir hvor mye kapasitet hver enkelt aktør stiller til disposisjon for regulerkraftmarkedet, hvilken tidsperiode som omfattes og hvilken pris de får for å ha den tilbudte kapasiteten stående tilgjengelig. Minstevolumet for tilbud er 25 MW innenfor angitt nettområde i angitt tidsrom, jf. kapittel 7.2.2. Kontraktene angir derimot ikke den prisen hver enkelt tilbyder får for den energimengde som til slutt eventuelt anvendes. Prisen på denne energien fastsettes etter ordinære regler i RK-markedet og tilbyder står fritt til å fastsette sin budpris i dette markedet. Når Statnett har fastsatt hvilke tilbud i opsjonsmarkedet som skal aksepteres, får alle tilbydere med samme type tilbud, det vil si tilbud i samme nettområde og i samme tidsrom, samme pris per MW. Denne prisen settes lik høyeste aksepterte pris for denne type tilbud. Kontraktene ble første gang tatt i bruk i november 2000.

### 7.2.4 Sluttbrukermarkedet

Alle som kjøper kraft til eget forbruk er sluttbrukere. Små sluttbrukere kjøper vanligvis kraft fra kraftleverandørselskaper. Store sluttbrukere, for eksempel industri, kjøper ofte direkte på engrosmarkedet. Alle sluttbrukere kan fritt velge hvilken kraftleverandør de vil benytte.

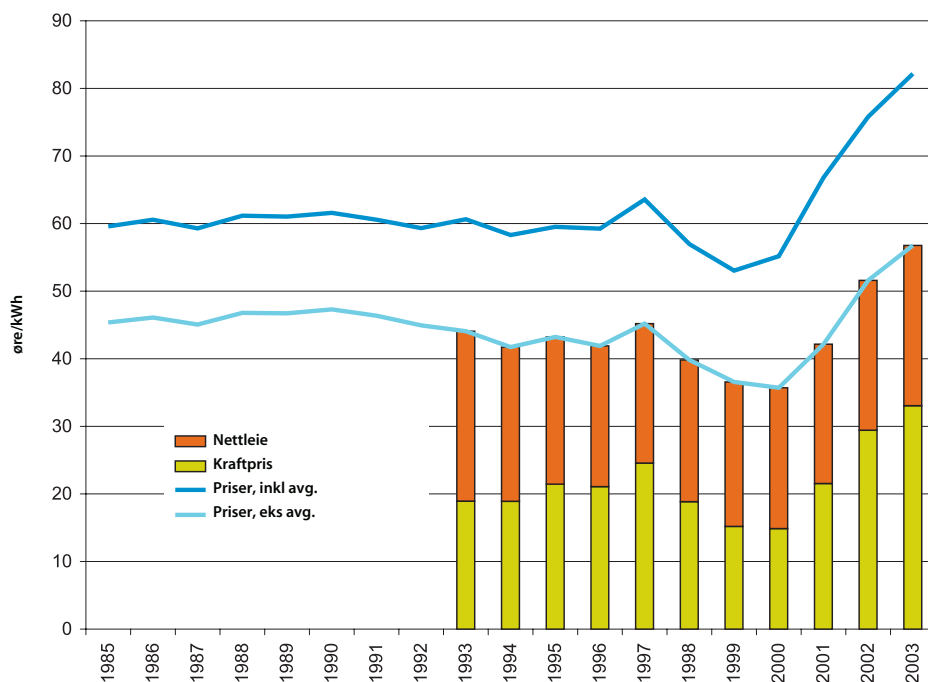
Den totale strømregningen er satt sammen av flere deler: kraftpris, betaling for overføring av kraften, elavgift, merverdiavgift og et påslag som er øremerket Energifondet, jf. kapittel 2.5.

Alle sluttbrukere må betale nettleie til det lokale nettselskapet de er tilknyttet, jf. kapittel 6.2.2. Dersom nettjenesten og kraftleveransen ikke utføres av ett selskap og utføres av selskaper som ikke er innenfor samme konsern, får sluttbrukerne normalt to regninger, altså én fra nettselskapet og én fra kraftleverandøren. De fleste sluttbrukere kjøper imidlertid kraft fra selskap som har begge funksjoner eller fra konsern som både innehar nettvirksomheten og kraftleveransen og får da oftest bare én regning hvor det er spesifisert hva som er nettleie og hva som er kraftpris.

El-avgiften blir pålagt elektrisk kraft som forbrukes i Norge, enten den er produsert innenlands eller importert. I 2004 er el-avgiften 9,67 øre/kWh og er fra 2004 inkludert i nettleien, jf. omtale av skatter og avgifter i kapittel 2.5.

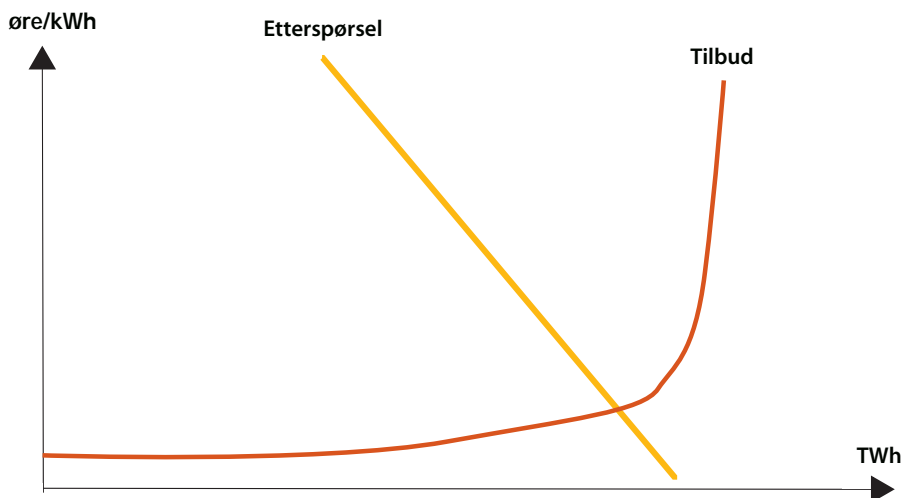
Større kunder har vanligvis timesmålere og avregningen av dem vil derfor være presis. For små kunder er det en sjablonmessig avregning, men også små kunder kan velge å ha timesmålere.

Også husholdningskunder kan velge mellom ulike kontraktsformer for kjøp av kraft. Den vanligste kontrakten for husholdningene er variabel pris, som innebærer at leverandøren kan endre prisen etter et varsel. Per første kvartal 2004 hadde 67,5 prosent av husholdningene kontrakt med variabel pris. 10,7 prosent av husholdningene hadde per første kvartal 2004 kontrakter basert på elspotprisen, som for eksempel er en kontrakt hvor prisen er elspot pluss et fast påslag. De øvrige husholdningskundene har ulike former for fastpriskontrakter. Fastpris, for eksempel for ett år, innebærer at leverandøren ikke kan endre prisen i løpet av kontraktsperioden, selv om det skulle bli



Figur 7.2 Priser på elektrisk kraft til husholdninger 1985–2003. Øre/kWh, faste 2003-kroner

Kilde: NVE



Figur 7.3 Prinsippskisse: kortsiktige variable kostnader ved kraftproduksjon i Norden

Kilde: OED

prisendringer i markedet. I den senere tid har prosentandelen av husholdninger som har slike kontrakter økt, mye som følge av kraftprisutviklingen vinteren 2002/2003, og var per første kvartal 2004 på 21,8 prosent.

Per fjerde kvartal 2003 hadde om lag 24 prosent av husholdningskundene, inkludert hytter og fritidsboliger, en annen kraftleverandør enn den dominerende i sitt område.

Figur 7.2 viser utviklingen i gjennomsnittlige priser for husholdninger fra 1985 og fram til 2003. I 1993 ble skillet mellom kraftpris og nettleie innført. Figuren viser også total sluttbrukerpris inkludert merverdiavgift og el-avgift. Prisene til husholdninger har vært relativt stabile fra 1986 og fram til 2001. Den forholdsvis kalde vinteren 1995/96, kombinert med lite tilsig til vannmagasinene i 1996, førte imidlertid til en markert økning i engrosprisene, som igjen ga en økning i husholdningsprisene. Prisene steg derfor fra 1996 til 1997. I perioden fra 1997 til 2000 var nedbøren over normalnivåene for alle årene, og vannkraftproduksjonen relativt stor.

Dette gjenspeiler seg i en generell prisnedgang i hele perioden. Vinteren 2002/2003 var det en betydelig svikt i tilsigene til vannmagasinene. Dette medførte en betydelig økning i husholdningsprisene for mange, jf. vedlegg 2 om tørråret 2002/2003.

### 7.3 Prisdannelsen

Prisen på kraft bestemmes i hovedsak av tilbud og etterspørsel i det nordiske kraftmarkedet, og til en viss grad av kraftbalansen i landene utenfor Norden. Figur 7.3 viser en forenklet skisse av hvordan kostnadene ved å produsere kraft i Norden påvirker kraftprisen. Den stigende kurven viser tilbudskurven for kapasiteten i Norden ordnet etter stigende kortsiktig produksjonskostnad. Den synkende kurven illustrerer etterspørselen etter kraft i Norden. Vannkraften og kjernekraften har de laveste produksjonskostna-



Figur 7.4 Spotpriser Nord Pools elspotmarked 1992–2004

Kilde: Nord Pool

dene. Nedbørmengde og tilsig til vannmagasinene setter rammer for hvor stor vannkraftproduksjonen kan bli, og er derfor viktig for samlet produksjonspotensial og for prisen. Varmekraftverk, som kullkraft og gasskraft, har høyere produksjonskostnader. Med dagens etterspørselsnivå er det ofte kullkraft som balanserer markedet, og som er 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 7.4 viser variasjoner i nominell elspotpris i perioden 1992–2004.

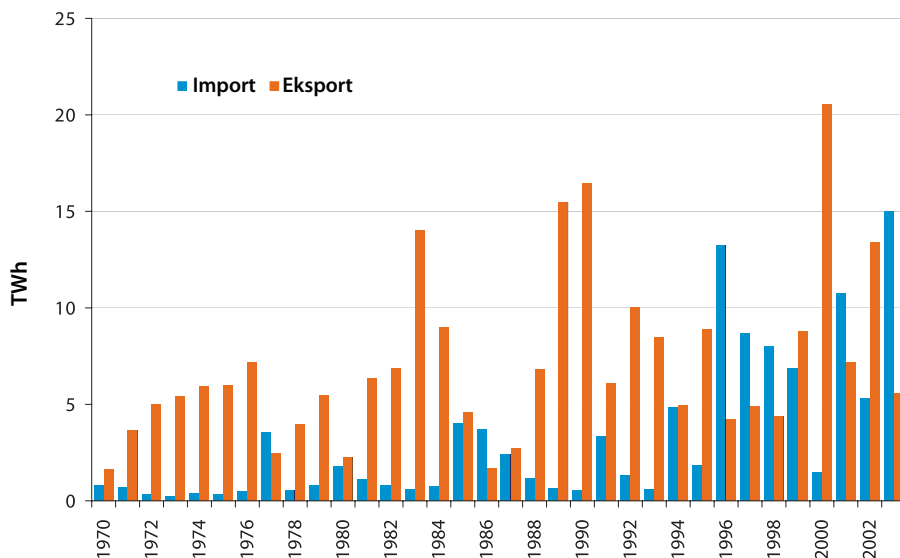
## 7.4 Krafthandelen mellom landene

Norge har tradisjonelt vært nettoeksportør av kraft, men har siden slutten av 1990-tallet vært nettoimportør som følge av fortsatt vekst i forbruket og lite kraftutbygging de siste årene. I enkelte år kan imidlertid mye nedbør og stort tilsig til vannkraftverkene bidra til at eksporten av kraft fra Norge blir større enn importen. I 2002 var nettoeksporten av kraft for eksempel 9,7 TWh, mens det i 2003 var nettoimport på 7,8 TWh. Figur 7.5 viser Norges import og eksport av kraft i perioden 1970 - 2003.

Handelen med kraft mellom landene bestemmes av produksjons- og forbruksforholdene i de enkelte landene, i tillegg til kapasiteten i overføringsforbindelsene og vilkårene for bruk av disse. Et utgangspunkt for kraftutvekslingen er muligheten til å dra gjensidig nytte av forskjellene i produksjonssystemene mellom landene.

Kraftutvekslingen er viktig for Norge i og med at den reduserer sårbarheten for til-





Figur 7.5 Norges import og eksport av kraft i perioden 1970–2003

Kilde: OED

sigsvariasjoner og utnytter vannkraftens reguleringsvevne. Gode muligheter for kraftutveksling modererer behovet for en stor innenlandsk reservekapasitet som en sikkerhet mot tørrår.

De fleste landene som Norge er knyttet til, har en kraftproduksjon som i stor grad er basert på varmekraft, som omfatter kull-, olje-, gass- og kjernekraft. Dette gir normalt en stabil tilgang på energi. Muligheten til å importere kraft i tørrår fungerer som en reserve for det norske systemet. I år med gode tilsig av vann gir overføringsforbindelsene muligheter til krafteksport fra Norge. På denne bakgrunn vil mulighetene for kraftutveksling dempe prissvingningene i den norske energiforsyningen. I et lukket norsk system ville de norske elprisene vært mye mer følsomme overfor klimatiske variasjoner.

Kraftutvekslingen mellom Norge og utlandet utnytter fordelene ved å samkjøre vannkraft og varmekraft. I varmekraftlandene setter kapasiteten i kraftverkene rammer for hvor mye kraft som kan produseres, mens i Norge i dag er energimengden i form av vannmengden i magasinene den begrensende faktoren. Energikildene som kraftproduksjonen i varmekraftlandene

baseres på, olje, kull, naturgass og uran, kan stort sett anskaffes i de mengder det er behov for, og representerer derfor ingen begrensninger for kraftproduksjonen.

I varmekraftlandene er det kostbart å bygge varmekraftverk som skal dekke forbrukstopper som varer kort tid, samtidig som det er tidkrevende og kostbart å regulere produksjonen opp og ned i eksisterende varmekraftverk. På denne bakgrunn kan varmekraft gjerne levere relativt billig kraft utenom forbrukstoppe, det vil si om natten og i helgene.

De norske vannkraftverkene har større kapasitet enn det som normalt er nødvendig for å dekke forbruket på dagtid innenlands. Produksjonen i vannkraftverkene kan raskt og til lave kostnader reguleres opp og ned etter svingninger i forbruket, og ved uforutsette kortsiktige endringer i krafttilgangen.

Samkjøring med varmekraftsystemet vil også redusere behovet for nye kraftverk og flerårsmagasiner i Norge. Når prisen i Norge blir tilstrekkelig mye høyere enn marginalkostnad ved varmekraftproduksjon, vil det lønne seg for våre naboland å eksportere kraft til Norge. Motsatt vil det lønne seg for Norge å eksportere kraft når prisen hjemme er lavere enn i nabolandene.

Norge har overføringsforbindelser til Sverige, Danmark, Finland og Russland, jf. kartet i vedlegg 3. Overføringsforbindelsene til Finland og Russland er små, og forbindelsen til Russland brukes bare i forbindelse med import til Norge. Størst overføringskapasitet har vi mot Sverige. Den utgjør om lag 3 600 MW, men kapasiteten fra Sverige til Norge er noe mindre. Mellom Norge og Danmark er overføringskapasiteten på om lag 1 000 MW. Den angitte overføringskapasiteten er den kapasiteten de ulike systemoperatørene i store deler av året legger til grunn som praktisk mulig. Ved maksimal kapasitetsutnyttelse er det imidlertid anslått at det mellom Norge og nabolandene teoretisk kun kan transporteres opp mot 20 TWh i løpet av et år. Drifts- og markedsmessige forhold vil imidlertid redusere de løpende overføringsmulighetene.

Normalt legges det til grunn en overføringskapasitet fra Sverige til Danmark på om lag 2 000 MW, mens kapasiteten fra Danmark til Sverige normalt ligger om lag 400 MW høyere. Overføringskapasiteten fra Sverige til Finland er på i overkant av 2 000 MW, mens kapasiteten fra Finland til Sverige er på om lag 1 500 MW. Årsaken til at det er ulik overføringskapasitet inn og ut av et land skyldes interne produksjons-, overførings- og forbruksforhold i hvert enkelt land.

Kartet viser også overføringskapasiteten ut av Nordel-området, det vil si kapasiteten mellom de nordiske landene og tilgrensende naboland. Som vist er det overføringskapasitet til Tyskland, Polen og Russland.

## 7.5 Kraftproduksjonen i de nordiske landene

Kraftproduksjonen i Norden var i 2003 om lag 372 TWh. Fra 1990 til 2002 økte kraftproduksjonen i Norden med 44 TWh, eller med om lag 14 prosent. Svikten i tilsiget til de nordiske vannkraftverkene bidro til at kraftproduksjonen i 2003 var 19 TWh lavere enn året før. Med mer normale nedbørsforhold vil produksjonen igjen komme på nivå med

2002. Norge og Sverige har den største kraftproduksjonen i de nordiske landene.

I Sverige utgjør vannkraft og kjernekraft de to viktigste energikildene ved kraftproduksjon. Til sammen står de for om lag 90 prosent av den totale elektrisitetsproduksjonen i landet. Den resterende delen av den svenske kraftproduksjonen blir stort sett dekket av kraftverk basert på bioenergi, gass og kull. Kraftproduksjonen i 2003 var i overkant av 133 TWh, mens bruttoforbruket var om lag 145 TWh. I Sverige har man de siste årene utviklet nesten alt av tilgjengelig produksjonskapasitet basert på oljekondensat. Den svenske regjeringen har besluttet å stenge ned atomkraftverk, blant annet i Barsebäck. Det planlegges imidlertid også ny produksjonskapasitet, blant annet to nye varmekraftverk basert på naturgass i Göteborg og Malmö.

Dansk kraftproduksjon er i hovedsak basert på fossile brensler, særlig kull og i tillegg noe gass. Den totale produksjonen i 2003 var på nesten 44 TWh, mens bruttoforbruket var nær 35 TWh. Den danske kraftproduksjonen i 2003 var om lag 10 TWh høyere enn vanlig på grunn av den anstrengte kraftsituasjonen i Norden. Kraftvarmeverk, det vil si samtidig produksjon av el og varme, står for om lag 85 prosent av Danmarks kraftproduksjon. Vindkraft utgjorde i 2003 om lag 12 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 elforbruket.

Finlands kraftproduksjon er sammensatt av vannkraft, kjernekraft og kraftvarme. Den totale kraftproduksjonen i 2003 var på nær 80 TWh. Varmekraft sto for 60 prosent av produksjonen, mens kjernekraft og vannkraft sto for henholdsvis 27 og 12 prosent. Det finske kraftforbruket var på 85 TWh i 2003. Hoveddelen av den finske nettoimporten kom fra Russland. Resten ble i all hovedsak importert fra Sverige, som er det eneste nordiske landet med betydelig overføringskapasitet mot Finland.