

Ny elmarknad

Underlagsbilaga

Ur KB:s samlingar

Digitaliserad år 2015



National Library
of Sweden

SOU 1995:14



Ny elmarknad

Underlagsbilaga

SOU 1995:14



Ref KB Occ
—
son



Statens offentliga utredningar

1995:14

Näringsdepartementet

Ny Elmarnad

Underbilagor

Bilagedel till delbetänkande av Energikommisionen
Stockholm 1995

SOU och Ds kan köpas från Fritzes kundtjänst. För remissutsändningar av SOU och Ds svarar Fritzes, Offentliga Publikationer, på uppdrag av Regeringskansliets förvaltningskontor.

Beställningsadress: Fritzes kundtjänst
106 47 Stockholm
Fax: 08-20 50 21
Telefon: 08-690 90 90

Svara på remiss. Hur och Varför. Statsrådsberedningen, 1993.

- En liten broschyr som underlättar arbetet för den som skall svara på remiss.

Broschyren kan beställas hos:

Regeringskansliets förvaltningskontor
Arkiv- och informationsenheten
103 33 Stockholm
Fax: 08-790 09 86
Telefon: 08-763 24 81

Omslagsbild: Birgitta Crandell

NORSTEDTS TRYCKERI AB
Stockholm 1995

ISBN 91-38-13886-7
ISSN 0375-250X

Innehållsförteckning

1	Aktuella förutsättningar för svensk elförsörjning	1
1.1	Den svenska elmarknaden 1988-1994	1
1.1.1	Ändrad statlig styrning	1
1.1.2	Strukturförändringar	5
1.1.3	Den nya konkurrenslagen m.m.	9
1.1.4	Elmarknadens internationalisering	11
1.1.5	Den vilande ellagen i sammandrag	15
1.2	Den norska elmarknadsreformen	18
1.2.1	Elförsörjningen före reformeringen	18
1.2.2	Den nya energilagen	19
1.2.3	Utvecklingen efter år 1991	20
1.3	Ny elmarknadslag i Finland	23
2	Energipolitik på en reformerad elmarknad	27
2.1	Inledning	27
2.2	Styrmedel i energi- och miljöpolitiken	27
2.2.1	Administrativa styrmedel	28
2.2.2	Ekonomiska styrmedel	29
2.2.3	Forskning och utveckling	34
2.2.4	Information och utbildning	35
2.2.5	Statliga verk och bolag	35
2.3	Styrmedlens effektivitet på en reformerad elmarknad	37
2.3.1	Administrativa styrmedel och information	38
2.3.2	Ekonomiska styrmedel	38
2.3.3	Styrning via de statliga företagen	41
2.3.4	Teknikutveckling på en reformerad elmarknad	42
2.4	Energihushållning på en reformerad elmarknad	43
2.5	Förutsättningarna för en fungerande konkurrens	45

3	Försörjningstrygghet	49
3.1	Begreppet försörjningstrygghet	49
3.2	Ansvar för försörjningstryggheten	53
3.3	Investeringsverksamheten på elmarknaden	55
3.4	Ansvarsfördelningen på den nya elmarknaden	58
3.4.1	Systemansvaret	59
3.4.2	Nätägarnas ansvar och nätmyndighetens roll	61
3.5	Kunder och leverantörer på en reformerad elmarknad	62
3.5.1	Relationen mellan elleverantör och elkund	62
3.5.2	Producenternas investeringsbeteende	66
3.5.3	Nya aktörer	74
3.6	Behovet av information på den nya elmarknaden	75
4	Utrikeshandel med el	79
4.1	Motiv för utrikeshandel med el och handelns omfattning	79
4.1.1	Tillfällig handel	80
4.1.2	Fasta kontrakt	84
4.1.3	Utrikeshandelns omfattning	84
4.2	Förutsättningar för utrikeshandel med el	90
4.2.1	Nuvarande regelverk i Sverige	90
4.2.2	Regelverket enligt den vilande lagstiftningen	93
4.2.3	Regelverken i våra grannländer	94
4.2.4	Befintliga och planerade överföringsförbindelser	100
4.3	Elpriser i Sverige och i våra grannländer	105
4.3.1	Kostnader och priser i dag	106
4.3.2	Möjlig framtida utveckling	113
4.4	En nordisk elmarknad	115
4.4.1	Fördelar med en integrerad nordisk elmarknad	116
4.4.2	Miljökonsekvenser	119
4.4.3	Konsekvenser av olika marknadssystem i Sverige, Norge och Finland	121
4.4.4	Vägen mot en fortsatt integration	122

5	Glesbygds kundernas situation	125
5.1	Några viktiga begrepp	126
5.2	Elöverföringspriser med nu gällande regler	129
5.2.1	Vissa bestämmelser om leveransskyldighet, prisreglering m.m.	129
5.2.2	Prissättningen på stamnätet	131
5.2.3	Prissättningen på regionala nät	132
5.2.4	Prissättningen på lokala nät	134
5.3	Elöverföringspriser med den vilande lagstiftningen	142
5.3.1	Nya bestämmelser	142
5.3.2	Nätmyndighetens planer avseende prisreglering	148
5.3.3	Prissättningen på stamnätet	151
5.3.4	Prissättningen på regionala nät	153
5.3.5	Prissättningen på lokala nät	157
5.4	Behov av förändringar av det vilande lagförslaget	158
6	Övriga frågor	165
6.1	Avgifter och ersättning för anslutning och inmatning till nätet	165
6.1.1	Den vilande lagstiftningen m.m.	167
6.1.2	Förslag till förändring av den vilande lagstiftningen	168
6.2	Situationen för elproducenter med en produktionskapacitet på högst 1 500 kW	171
6.2.1	Nuvarande ellag	172
6.2.2	De ekonomiska villkoren enligt EKOVISAM	172
6.2.3	Det vilande lagförslaget	174
6.2.4	Förslag till förenklad nättariff för små producenter	177
6.3	Behovet av regler för organiserad elhandel	178

6.4	Förlängning av giltighetstiden för leveranskoncession	180
6.5	Fjärrvärmens situation	183
6.5.1	Dagens regler	183
6.5.2	Den vilande lagstiftningen	184
6.5.3	Behov av att förstärka skyddet för fjärrvärme och naturgas	185
6.5.4	Förslag till bibehållet skydd för fjärrvärme och naturgas	189
6.6	Utvecklingen inom EU	191
6.6.1	EU:s strävan efter en inre marknad för el	191
6.6.2	Det aktuella läget	193
6.6.3	Den svenska elmarknadsreformen i förhållande till EU:s regler	194
Appendix:	Kostnader, priser, skatter, miljörestriktioner m.m. i Sverige och grannländerna	195

1 Aktuella förutsättningar för svensk elförsörjning

Denna bakgrundspromemoria inleds med en beskrivning av de senaste årens förändringar på den svenska elmarknaden och ett kort sammandrag av den vilande ellagen. Därefter redovisas erfarenheterna av den norska elmarknadsreformen. Norge fick en ny ellagstiftning år 1991 vilken i stort liknar den vilande svenska lagstiftningen. Slutligen redovisas i avsnitt 3 det förslag till ny ellag som godkändes av den finska riksdagen den 10 februari 1995.

1.1 Den svenska elmarknaden 1988-1994

Under ett knappt årtionde har flera förändringar skett som är av stor betydelse för den svenska elförsörjningen. Riksdagen beslutade i maj 1994 att införa en ny ellagstiftning från den 1 januari 1995. Genom riksdagsbeslut i december 1994 har ikraftträdandet av reformen uppskjutits.

Under åren 1988 - 1994 har ytterligare ett antal viktiga beslut fattats som har haft betydande påverkan på elmarknadens funktionssätt. Under samma tid har också stora förändringar skett utanför landets gränser som innebär nya villkor och möjligheter för den svenska elförsörjningen. Elmarknadsreformen kan ses som ett led i en rad ändrade förutsättningar för den svenska elförsörjningen.

Nedan redovisas översiktligt de väsentligaste förändringarna som har ägt rum under de senaste åren.

1.1.1 Ändrad statlig styrning

Den svenska elförsörjningen regleras genom lagen (1902:71 s. 1), innefattande vissa bestämmelser om elektriska anläggningar (ellagen). Inom de ramar som lagen anger, och som innefattar bl.a. vissa

skyldigheter för koncessionshavare¹, har elförsörjningen sedan lång tid tillbaka fungerat utan direkt statlig marknadsreglering. Förutom under perioder med generell prisstopp har ingen prisreglering av el förekommit. Staten har dock på många andra sätt - direkt eller indirekt - kunnat påverka produktion, konsumtion och prisbildning på elmarknaden. I stort kan detta inflytande på elmarknaden sägas ha utövats med fyra olika typer av medel: ekonomiska styrmedel, administrativa styrmedel, stöd till forskning och utveckling samt påverkan genom ägandet av Vattenfall².

Under perioden har det beslutats om många förändringar av dessa styrmedel, t.ex. av energiskatterna, som har ändrats nästan varje år, och av investeringsstödens omfattning och inriktning. Dessa beslut har haft stor energi- och miljöpolitisk betydelse. De beslut som har fattats om ändringar av statens styrning av Vattenfall och rollfördelningen på elmarknaden är på många sätt lika betydelsefulla.

Före bolagiseringen av Statens Vattenfall den 1 januari 1992 utformades ramarna för Vattenfalls verksamhet av riksdag och regering. Allmänt kan sägas att investeringar samt större projekt, och finansieringen av dessa, beslutades av riksdagen, medan villkoren för driften av anläggningarna samt mindre investeringar beslutades av regeringen eller av Vattenfall. I olika sammanhang angav riksdagen därutöver riktlinjer för verksamheten.

År 1988 infördes en ny ekonomisk styrning av Statens vattenfallsverk som bl.a. innefattade ett nytt förräntningskrav på verket (prop. 1987/88:87, bet. 1987/88:NU 41, rskr. 1987/88:376). Samtidigt infördes krav på uppdelning av verksamheten i flera resultatområden. Syftet var att genom förräntningskravet åstadkomma jämförbarhet när det gäller lönsamhet, effektivitet m.m. med andra företag, och överensstämmelse med de krav som riktas mot annan industriell verksamhet med motsvarande risk. Vidare önskade man nå en resultatutveckling som kunde tillgodose ägarens krav på utdelning och möjligheter till konsolidering av balansräkningen. Genom beslutet fick Vattenfalls verksamhet en mer affärsmässig inriktning än tidigare, och ägarens lönsamhetskrav höjdes väsentligt.

I en skrivelse (skr. 1990/91:50) till riksdagen i oktober 1990

¹ Se underlagspromemoria 5, avsnitt 2.

² I underlagspromemoria 2 behandlas styrmedlen mer ingående.

presenterade regeringen ett åtgärdsprogram för att stabilisera ekonomin, förbättra ekonomins funktionssätt och begränsa tillväxten av de offentliga utgifterna. Ett viktigt inslag i arbetet att skapa bättre tillväxtmöjligheter för det svenska näringslivet är enligt skrivelsen att effektivisera den statliga förmögenhetsförvaltningen. Genom en bättre förmögenhetsförvaltning kan avkastningen ökas och kapital frigöras för andra satsningar inom näringspolitiken, t.ex. på infrastrukturens område. I skrivelsen aviserades två förändringar avseende Statens vattenfallsverk. Affärsverket skulle göras om till aktiebolag. Stamnätet skulle ges en från Vattenfall fristående organisationsform.

Våren 1991 beslutade riksdagen i enlighet med regeringens förslag att vid årsskiftet 1991/1992 överföra huvuddelen av Vattenfalls verksamhet - utom storkraftnätet³ - till ett av staten ägt aktiebolag (prop. 1990/91:87, bet. 1990/91:NU38, rskr. 1990/91:318 samt prop 1991/92:49, bet. 1991/92:NU10, rskr. 1991/92:9). Storkraftnätet skulle drivas vidare som statligt affärsverk, och Affärsverket svenska kraftnät inrättades för detta ändamål den 1 januari 1992.

Det viktigaste motivet till att föra över huvuddelen av Vattenfalls verksamhet från affärsverk till bolag var enligt propositionen att effektivisera förvaltningen av statens kapital. Målet angavs vara en ökad avkastningsförmåga inom ramen för oförändrade eller lägre reala elpriser och en fortsatt trygg elförsörjning. Motiveringen utvecklades närmare enligt följande (s. 167):

Affärsverksformen framstår inte längre som ändamålsenlig för Vattenfalls konkurrensutsatta verksamhet. De svenska och utländska elmarknaderna genomgår en strukturförändring. Kunderna och omvärlden får allt större betydelse för verksamheten. Kraven på affärsmässighet skärps. Konkurrensen mellan företag och mellan energiformer och energisystem ökar. Vattenfall bör därför ges möjligheter att utvecklas inom de konkurrensutsatta områdena genom att verksamheten bedrivs i aktiebolagsform.

Genom bolagiseringen underlättas bl.a. effektivisering och rationalisering av Vattenfalls verksamhet. Bolagiseringen innebär vidare en anpassning till den fortgående internationaliseringen av elmarknaden. För att Vattenfall skall kunna delta i denna utveckling krävs en verksamhetsform som möjliggör deltagande i t.ex. konsortier och gemensamma utvecklingsbolag. Bolagsformen ger Vattenfall

³ Till storkraftnätet räknas samtliga överföringsledningar i Sverige på spänningsnivåerna 220-400 kV (stamnätet), samt de utlandsförbindelser som ansluter till det svenska systemet.

ökade möjligheter att ta till vara affärsmöjligheter i Sverige och utomlands samt att konkurrera på lika villkor med övriga företag på elmarknaden.

Stamnätet borde enligt propositionen ges en organisationsform som möjliggör att en successivt ökande effektivitet i det svenska elsystemet kan förenas med en fortsatt hög leveranssäkerhet. Genom åtgärder som ökar konkurrensen mellan producenter i Sverige samt mellan svenska och utländska producenter skulle elkonsumenternas ställning stärkas. Målet bör, sades det vidare i propositionen (s. 168), vara att svenska kraftkonsumenter kan sluta kontrakt direkt med producenter i andra länder utan att först behöva sluta kontrakt med svenska producenter. Dessutom bör småskaliga producenter tillförsäkras goda möjligheter att sälja el till marknaden. En fri handel med el över gränserna bör eftersträvas så långt det är tekniskt möjligt.

Avsikten var att genom bolagiseringen ge Vattenfall i huvudsak samma ställning på elmarknaden som övriga större kraftföretag. Statens inflytande över verksamheten koncentrerades till ägarinflytandet.

Våren 1992 beslöt riksdagen om mål och strategier för en reformering av den svenska elmarknaden (prop. 1991/92:133, bet. 1991/92:NU30, rskr. 322). I propositionen lämnade regeringen förslag till dels mål och strategier för elmarknadens reformering, dels riktlinjer för verksamheten med storkraftnätet. Regeringen redovisade också riktlinjer för Svenska kraftnäts verksamhet, reformeringen av eldistributionen och konkurrensövervakningen på elområdet. I anslutning till riksdagens behandling av regeringens förslag tillsattes Ellagstiftningsutredningen (N 1992:04) med uppdrag att bl.a. ändra ellagen i enlighet med de beslutade riktlinjerna, och Svenska kraftnät fick i uppdrag att utreda förutsättningarna för en svensk elbörs.

Mot bakgrund av bl.a. Ellagstiftningsutredningens delbetänkande Elkonkurrens med nätmonopol (SOU 1993:68) och Svenska kraftnäts rapport Handelsplats för el lämnade regeringen förslag om ny ellagstiftning till riksdagen, som våren 1994 beslutade enligt förslagen (prop. 1993/94:162, bet. 1993/94:NU22, rskr. 1993/94:258). Den nya lagstiftningen innebär bland annat att produktion och försäljning av el lyder under andra regler än nätverksamhet. Producenter och andra elleverantörer skall verka i konkurrens. Nätverksamhet, som i princip är ett s.k. naturligt monopol, skall ske under mer preciserade former än tidigare

samt övervakas av en myndighet. I avsnitt 1.1.5 nedan ges ett sammandrag av den nya lagstiftningen.

I december 1994 beslutade riksdagen på förslag från regeringen (prop. 1994/95:84, bet. 1994/95:NU10, rskr. 1994/95:141) att skjuta upp elmarknadsreformens ikraftträdande för att skapa möjligheter för Energikommissionen att genomföra en bredare konsekvensanalys av de nya reglerna för elmarknaden innan reformen träder i kraft. Enligt förslaget trädde endast de föreskrifter i ellagen som avser systemansvaret i kraft den 1 januari 1995.

Staten är ägare till Vattenfall AB som är det största företaget på den svenska elmarknaden. Genom olika beslut har förutsättningarna för statens styrning av företaget förändrats. Bolagets kommersiella roll har markerats, och Vattenfall AB skall, enligt motiveringarna för de beslut som har fattats, i princip verka på elmarknaden på samma villkor som övriga marknadsaktörer. Samtidigt har staten tilldelats en neutral och övervakande roll inom elförsörjningen. Staten skall fortsättningsvis ansvara för att konkurrensen upprätthålls inom produktion och försäljning och att nätverksamhet bedrivs på för kunderna skäliga villkor. Vidare har staten ansvaret för att det nationella elsystemet fungerar som ett sammanhållet system med tillfredsställande driftsäkerhet. Detta systemansvar utövas från och med den 1 januari 1995 genom Svenska kraftnät.

1.1.2 Strukturförändringar

På dagens svenska elmarknad finns en bred ägarstruktur med statligt, kommunalt och privat ägda elproduktions- och eldistributionsföretag. Det statligt ägda Vattenfall AB svarar för omkring 50 % av elproduktionskapaciteten. I övrigt äger kommuner ca 20 %, statliga, kommunala och privata fonder ca 10 % samt enskilda ägare ca 20 % av produktionskapaciteten.

Under efterkrigstiden har det skett en fortlöpande företagskoncentration. Idag äger ca tio kraftföretag större delen av de svenska krafttillgångarna. Dessa företag, som samverkar i den s.k. produktionsoptimeringen, svarar för drygt 90 % av Sveriges totala elproduktion. Företagen äger i stort sett alla regionala nät och svarar normalt för råkraftleveranserna inom respektive region.

I början av år 1994 fanns i Sverige 273 detaljdistributörer av el med tillsammans ca 5,3 miljoner abonnenter. Kommunala energiverk svarar för leveranserna till omkring 11 % av landets lågspänningskunder. Kommunala bolag levererar till ca 50 %, privata bolag till ca 22 %,

statliga bolag eller verk till ca 13 % samt ekonomiska föreningar till ca 3 % av kunderna⁴. Bland distributörerna finns också flertalet av de större elproducenterna.

Lågspänningskunderna (under 600 V) utgör över 99 % av antalet abonnenter och står för cirka hälften av den totala elanvändningen. De flesta lågspänningsabonnenter är hushåll, med eller utan elvärme. Men lågspänd el används också i olika typer av lokaler, i jordbruket och i mindre industrier. Av antalet högspänningskunder tillhör cirka hälften industrin.

En indelningsgrund av elmarknadens kunder, som är baserad på både omfattningen av energiinköpen och kundens tekniska utrustning är följande⁵:

Typ av kund	Typ-kund	Teknik-karakterisering	Elenergi /år	Elnota /år
Storkund	Industri	Högspänning, effektmätning	15 GWh (5 MW)	5 Mkr
Mellanstor	Hotell Skola	Lågspänning, effektmätning	500 MWh (150 kW)	200 tkr
Liten 1	Villa elvärme	Lågspänning, säkringskund	25 MWh	12 tkr
Liten 2	Lägenhet, Övriga	Lågspänning, säkringskund	3 MWh	2 tkr

Bland de s.k storkunderna, dvs. delar av industrin, finns en stor bredd när det gäller elbehovets storlek. Hela industrisektorn svarade år 1993 för 35 % av den totala elanvändningen vilket motsvarar 49 TWh. Därav stod vissa elintensiva branscher för över hälften. Industrins andel av elanvändningen har successivt minskat medan bostäder och andra

⁴ Efter början av år 1994 har förändringar skett på marknaden som innebär att dessa siffror ändrats något. Se vidare avsnittet om vertikal integration.

⁵ "Små kunder på en elmarknad i konkurrens", Utredningar om elmarknadsreformen, DS 1994:2

användarsektorer har ökat sina andelar. Speciellt snabbt har elvärmen expanderat och år 1993 utgjorde den 20 % av den totala elanvändningen.

Koncentration och vertikal integration

Detaljdistributionen av el har genomgått en stark koncentration. Denna förändring har uppmuntrats av statsmakterna. Strukturomvandlingen under efterkrigstiden har inneburit att antalet företag minskat från ca 3 000 till knappt 300. Under nittiotalets första år har ett antal distributionsföretag helt eller delvis köpts av elproducerande företag. De senare får därigenom, med nu gällande regelverk, ensamrätt till försäljning inom distributionsområdet. Antalet kunder hos det genomsnittliga distributionsföretaget är numera ca 19 000.

Den vertikala integrationen på elmarknaden har fortskridit och Vattenfalls förvärv av Huddinge Elverk och Drevviken Energi i december 1993 resp. februari 1994 har varit föremål för en s.k. särskild undersökning i samband med förvärvsprövning hos Konkurrensverket.

Konkurrensverket fann att förvärven stärkte Vattenfalls dominerande ställning på elmarknaden. Med hänsyn till att Vattenfall har en förhållandevis liten del av distributionen till konsument fann verket dock inte tillräckliga skäl för att de båda förvärven stred mot konkurrenslagen och lämnade dem därför utan åtgärd. Verket underströk samtidigt att förutsättningarna för en effektiv konkurrens på elmarknaden kunde äventyras om den dominerande kraftproducenten utan restriktioner tillåts förvärva distributionsrörelser.

I december 1994 offentliggjordes att Vattenfall avser att förvärva ytterligare ett distributionsföretag, Vänersborgs Energi, ett av de energibolag som samarbetat inom Fyrstads Kraft. Affären kommer att granskas av Konkurrensverket.

NUTEK och dåvarande Statens pris- och konkurrensverk (SPK) utredde år 1991 på regeringens uppdrag den tilltagande företagsintegrationen på elmarknaden. I rapporten Vertikal integration på elmarknaden konstaterades att det finns ett mycket begränsat inslag av konkurrens inom elförsörjningen. Närmare 100 % av den svenska elmarknaden är vertikalt integrerad om man med vertikal integration menar att det finns starka band mellan producent, återdistributör och kund. Den viktigaste orsaken till dessa starka band är den begränsade transiteringsrätt som finns på de elektriska näten.

NUTEK och SPK underströk att med gällande lagstiftning innebär en formellt ökad vertikal integration inte någon avgörande skillnad ur

kundens perspektiv; en monopolist ersätts med en annan monopolist. På en reformerad elmarknad med fri överföringsrätt på ledningsnäten ger däremot den vertikala integration inte möjlighet för företagen att i samma utsträckning utöva marknadsmakt. Elmarknaden skulle då inte avvika väsentligt från andra marknader.

Ökat internationellt ägande

Under senare år har en ökad aktivitet utomlands varit en framträdande utvecklingstendens bland de västeuropeiska elföretagen. Det finns många exempel på hur företag har köpt in sig i varandra över gränserna, bildat konsortier eller trätt in i samarbetsprojekt av olika slag.

Även svenska företag har tagit del i denna utveckling. Vattenfall gick under år 1993 in som delägare i det danska företaget Sjellandske Kraftverker. Enligt avtalet kommer Vattenfall i slutet av 1990-talet att få tillgång till en produktionskapacitet på 200 MW. Sjellandske Kraftverker får i gengäld tillgång till lika stor produktionskapacitet i Sverige. Ett gemensamt bolag med vattenkraftverk i Indalsälven kommer att bildas till år 1996. Avtalet mellan de två bolagen ger också Vattenfall rätt att överföra 200 MW på en ny likströmslänk mellan Själland och Tyskland som beräknas komma i drift under år 1995.

Sydskraft AB har mer än 25 % utländskt ägande, varav huvuddelen faller på PreussenElektra, ett av Tysklands största elproduktionsföretag. Sydkraft är, med sina 3,5 %, i sin tur en av de största ägarna i PreussenElektras moderbolag VEBA. Enligt en överenskommelse som slöts år 1994 kommer Sydkraft också att bli delägare i ett nytt kraftvärmeverk i Tyskland och i ett av de distributionsbolag i östra Tyskland som PreussenElektra nu äger. Även det franska statsägda Electricité de France (EdF) har förvärvat aktier i Sydkraft.

Den europeiska elmarknaden präglas av ett ökande antal internationella samarbetsavtal och ett ökande korsvis ägande mellan större europeiska elföretag. En gemensam anledning till dessa aktiviteter är att företagen önskar att på olika sätt positionera sig inför en förväntad ökad konkurrens. Genom delägarskap finner man samarbetspartners och kan tillgodogöra sig know-how, och man kan också sprida riskerna i den framtida avsättningen.

1.1.3 Den nya konkurrenslagen m.m.

Ett viktigt steg för ökad konkurrens i den svenska ekonomin togs i och med att riksdagen år 1992 beslöt om en ny konkurrenslagstiftning. Konkurrenslagen (1993:20) trädde i kraft den 1 juli 1993. De materiella konkurrensreglerna i lagen har utformats efter modell av EG:s konkurrensregler i Romfördraget. Den grundläggande förändringen är att den s.k. missbruksprincipen i den tidigare gällande konkurrenslagen har övergetts till förmån för den s.k. förbudsprincipen. Detta innebär att lagen innehåller uttryckliga förbud mot två särskilt angivna typer av konkurrensbegränsningar. Enligt 6 § är avtal mellan företag förbjudna om de har till syfte att begränsa konkurrensen på den svenska marknaden på ett märkbart sätt eller om de ger ett sådant resultat. Enligt 19 § är missbruk från ett eller flera företags sida av en dominerande ställning på den svenska marknaden förbjudet.

Den 1 juli 1992 inrättades Konkurrensverket som har i uppgift att bl.a. tillämpa konkurrenslagstiftningen. Det finns en möjlighet att efter ansökan få en förklaring av Konkurrensverket om att ett avtal eller förfarande inte omfattas av förbuden i konkurrenslagen, ett s.k. icke-ingripandebesked. Under vissa förutsättningar kan även medges undantag från lagens förbud mot konkurrensbegränsande samarbete.

Bestämmelserna i den vilande ellagen innebär att försäljningen av el konkurrensutsätts. Nätverksamheten kommer dock även fortsättningsvis att regleras i ellagen, och sådan verksamhet kommer huvudsakligen att bedrivas i form av lokalt eller regionalt avgränsade monopol. Konkurrenslagen är dock generellt tillämplig inom hela elområdet. Vad gäller lagens förhållande till ellagen måste därtill ellagens karaktär av offentlig reglering beaktas. Av konkurrenslagens förarbeten (prop. 1992/93:56 s. 70) framgår bl.a. att avtal, avtalsvillkor och förfaranden som går utöver vad som är en direkt och avsedd effekt av ellagen, eller en ofrånkomlig följd av denna, kan stå i strid med konkurrenslagen. Den omständigheten att ett avtal inte strider mot ellagen eller nätmyndighetens författningar m.m. saknar i sådant fall betydelse.

I de direkta relationerna mellan säljare och kund på monopolmarknader som dagens elmarknad eller den kommande marknaden för nätverksamhet ligger det närmast till hands att bedömningar i relation till konkurrenslagens förbud mot missbruk av dominerande ställning kan aktualiseras. I övrigt kan såväl förbudet mot konkurrensbegränsande avtal som förbudet mot missbruk av dominerande ställning vara tillämpliga.

Några av de avtal på elmarknaden som har utgjort en grund för kraftföretagens produktionssamverkan har prövats av Konkurrensverket

relativt den nya konkurrenslagen. Genom beslut den 26 november 1993 avslag Konkurrensverket en ansökan från företagen om ett s.k. icke-ingripandebesked enligt 20 § konkurrenslagen (1993:20) avseende stamnätsavtalet. Detta avtal, som inte har tillämpats sedan år 1991, reglerar de tekniska och ekonomiska villkoren för företagens elöverföring på stamnätet. Som grund för beslutet angav verket att avtalet begränsar konkurrensen på stamnätet genom att dels begränsa den inbördes köpkonkurrensen mellan de nuvarande köparna, dels försvåra för nytillkommande aktörer som vill överföra el på stamnätet. Kraftföretagen har dels överklagat Konkurrensverkets beslut till tingsrätten i Stockholm, dels ansökt om individuellt undantag hos verket. Tingsrätten har beslutat att inte ändra Konkurrensverkets beslut att inte lämna icke-ingripandebesked. Företagen har överklagat beslutet hos Marknadsdomstolen.

Konkurrensverket avslag genom beslut den 26 november 1993 en ansökan om icke-ingripandebesked avseende produktionsoptimeringsavtalet. Avtalet omfattar dels ett utbyte av tillfällig kraft mellan kraftföretagen så att deras samlade anläggningar utnyttjas till lägsta kostnad, dels ett samarbete vid bristsituationer. Konkurrensverkets beslut motiverades av att det i avtalet fastställs hur priserna skall beräknas vid kraftutbyte och att företagen genom avtalet garanteras täckning för sina rörliga produktionskostnader. Vidare innebär avtalet att avtalsparterna kontrollerar produktionen. Konkurrensverket beviljade dock undantag enligt 8 § konkurrenslagen för produktionsoptimeringsavtalet att gälla fr.o.m. den 1 juli 1993 t.o.m. den 31 december 1994. Konkurrensverket ansåg att giltighetstiden för undantaget skulle begränsas med hänvisning till att elmarknaden inom kort kunde förväntas att öppnas för konkurrens. Kraftföretagen ingav därefter en ny anmälan rörande ett förändrat samarbete om produktionsoptimering. Genom beslut den 24 november 1994 avslag Konkurrensverket även denna ansökan om icke-ingripande besked. Undantag beviljades dock t.o.m. den 30 juni 1995. Verkets beslut att inte meddela icke-ingripandebesked för den nya produktionsoptimeringen har av elföretagen överklagats till Stockholms tingsrätt.

Utrikeshandel med el är med gällande ellag inte möjlig för flertalet elkunder. De är anslutna till underliggande nät som ägs och förvaltas av ett kraftföretag. Vidare svarar fortfarande de större kraftföretagen för tillhandahållandet av reglerkraft. Den vilande ellagen innebär i detta avseende ändrade förutsättningar för utrikeshandeln med el. Hela det svenska ledningsnätet blir tillgängligt för andra än nätägarna, och dessa får vad gäller överföring av el samma ställning som andra företag. Även

utländska företag får möjlighet att konkurrera som säljare till svenska elkunder.

I Sverige överfördes de statligt ägda utlandsförbindelserna till Svenska kraftnät den 1 januari 1992. Därigenom vidtogs en viktig åtgärd för att möjliggöra en fri utrikeshandel till och från anslutningarna till storkraftnätet. Svenska kraftnät handhar som systemansvarig myndighet de uppgifter avseende utrikeshandeln som de samverkande kraftföretagen tidigare har svarat för. För att Svenska kraftnät skall kunna utöva sitt systemansvar måste vissa krav kunna ställas på den som utnyttjar möjligheterna till internationell handel.

Enligt den vilande ellagen skall regeringen besluta om nätkoncession när ansökan avser utlandsförbindelse. Svenska kraftnät har i uppgift att aktivt främja konkurrensen mellan aktörerna på elmarknaden. Riksdagen har uttalat att staten genom Svenska kraftnät skall äga och förvalta en tillräckligt stor del av utlandsförbindelserna för att svenska producenters och konsumenters möjligheter att sluta avtal om elaffärer med aktörer utomlands skall kunna tillfredsställas. Vid prövningen av ansökan som gäller en utlandsförbindelse får därför hänsyn tas till om det är lämpligt att annan sökande än Svenska kraftnät erhåller koncession.

Genom beslut den 19 januari 1995 om ändring i Elförordningen (1982:548) föreskrivs att ärenden som avser ansökan om koncession för utlandsförbindelse skall prövas av regeringen.

1.1.4 Elmarknadens internationalisering

Såväl i de nordiska grannländerna som inom EU pågår ett arbete i syfte att öppna elmarknaderna för konkurrens och att öka handelsutbytet mellan länderna. Detta innebär att förutsättningarna för svensk utrikeshandel med el fortlöpande har ändrats och att nya möjligheter kommer att öppnas för det internationella elsamarbetet.

Den europeiska unionen

Inom EU bedrivs ett arbete i syfte att integrera el- och gasmarknaderna i den inre marknaden. Som ett första steg antog EG:s råd år 1990 två direktiv om pristransparens (nr 90/377/EEG) och eltransitering (nr 90/547/EEG). Dessa direktiv, liksom ett motsvarande transiteringsdirektiv för gasssektorn, trädde i kraft år 1992 och togs in i EES-avtalet.

Direktivet om pristransparens ålägger bl.a. elleverantörer skyldighet att redovisa kontrakterade priser och avtalsvillkor för industriella

slutförbrukare. Eltransiteringsdirektivet medför att transitering av el över nationsgränserna inte får vägras utan vägande skäl eller erbjudas på oskäliga villkor. De uppgörelser om elöverföring som enligt eltransiteringsdirektivet skall anses vara transitering av el mellan nät är de som utförs av enheter som i medlemsländerna är ansvariga för elektriska högspänningsnät. Vidare skall överföringen börja eller sluta inom Gemenskapen och innebära överskridande av minst en nationsgräns inom Gemenskapen. Överföringen skall avse en leverans överstigande ett år.

För närvarande behandlas inom EU ett nytt direktivförslag från EG-kommissionen som bl.a. innebär att större industrikunder och eldistributörer under vissa villkor skall ha tillgång till andra ledningsägares överföringsnät. I korthet innebär förslaget ett s.k. förhandlat tillträde (negotiated access) till näten för större industrikunder och distributörer, som skall ges möjlighet att förhandla med nätägarna om att utnyttja näten till skäliga priser. Någon form av övervakande myndighet skall finnas. Vidare skall exklusiva rättigheter för produktion av el och uppförande av elledningar avskaffas. Direktivförslaget har mött starkt motstånd från bl.a. Frankrike som lagt fram ett alternativt förslag (s.k. single buyer). Utvecklingen inom EU beskrivs närmare i underlagspromemoria 6.

Även i några enskilda EU-länder, exempelvis i Tyskland och Italien, försöker olika aktörer att bryta upp de traditionella monopolen inom elförsörjningen. I ytterligare ett antal länder, exempelvis Irland, Portugal, Spanien och Frankrike introduceras konkurrens när det gäller nytillkommande kapacitet.

Den nordiska elmarknaden

Sedan lång tid tillbaka har de största svenska kraftföretagen haft en omfattande elhandel med kraftföretag i de nordiska grannländerna. De nordiska ländernas elproduktionssystem är mycket väl sammansatt för att möjliggöra ett lönsamt handelsutbyte. Förutom att kostnaderna för produktionen kan utjämnas och elförsörjningen därigenom effektiviseras uppnås ytterligare fördelar genom handeln över gränserna. Sammankopplingen av systemen medger att variationerna i konsumtionen och riskerna för driftstörningar utjämnas och att det krävs färre reservkraftverk. Vidare medför den nordiska handeln stora miljöfördelar. Importen av norsk vattenkraft i grannländerna, liksom exporten av el från Sverige

till Danmark och Finland, medför en minskad användning av de fossileldade kraftverken i Norden.

De förändringar som nu sker på de nordiska ländernas elmarknader har redan ändrat förutsättningarna för handel över gränserna. I Norge och Sverige har det centrala systemansvaret och ansvaret för stamnäten, inklusive utlandsförbindelserna, skilts från elproducenterna och förts över till neutrala företag/affärsverk. Elnäten har omvandlats, eller är under omvandling, från att vara delar av kraftföretagens produktionssystem till marknadsplatser för el. Den nya ellagstiftning som den finska riksdagen nyligen har beslutat om innebär en liknande förändring.

Sedan en tid tillbaka pågår ett samarbete direkt mellan nätföretagen i Finland, Norge och Sverige. Samarbetet gäller bl.a. hur mellanlandsförbindelserna skall utnyttjas för att skapa förutsättningar för en öppen nordisk elmarknad samt gemensamma metoder för mätning och avräkning.

Det är viktigt att de nya regelverk som etableras genom reformerna i Finland, Norge och Sverige utformas så att den nordiska elhandeln kan utvecklas i framtiden. De nät- och systemansvariga organisationerna i de nordiska länderna bör bygga upp ett samarbete som tillvaratar de förutsättningar för ökad handel som därigenom skapas.

En utvecklad elhandel i Norden

I Norge trädde en ny energilag i kraft den 1 januari 1991. Därigenom skildes handeln med el från överföringen av el. Nätägare är skyldiga att ställa ledig överföringskapacitet till förfogande för andra aktörer. En särskild omsättningskoncession skall innehas av den som köper och säljer el. Den nya finska lagen som har liknande bestämmelser föreslås träda i kraft den 1 juni 1995⁶.

Under år 1995 kommer således elmarknaderna i både Finland och Norge att vara öppna för en konkurrensutsatt elhandel. Detsamma skulle bli fallet i Sverige när den vilande ellagen träder i kraft. Även om vissa begränsningar av den gränsöverskridande handeln kommer att kvarstå (begränsningar av överföringskapaciteten och de norska exportrestriktionerna för långsiktig handel) så skulle svenska elföretag och elkunder kunna handla med kunder och säljare i de två grannländerna. I Norge finns en elbörs etablerad över vilken den kortsiktiga handeln sker. Även finska och svenska köpare och säljare skulle kunna handla

⁶ De norska och finska elmarknadsreformerna behandlas nedan i avsnitten 1.2 och 1.3.

på den norska börsen.

Samarbetet inom den nordiska elförsörjningen har tidigare i stor utsträckning baserats på de rekommendationer som har utarbetats av de största kraftföretagens samarbetsorganisation Nordel. Nordels rekommendationer, t.ex. regler för elutväxling och prissättning, dimensioneringsregler för elledningsnätet m.m., följdes upp av kraftföretagen i de nordiska länderna. I den nya situationen när regelverket för utrikeshandeln ändras på områden som nättillgång, prissättning och rollfördelning, krävs också att det nordiska elsamarbetet anpassas därefter. Förändringarna medför bland annat att ansvaret för centrala funktioner förs över från kraftföretag till statliga systemansvariga organ. Som en följd av detta måste det nordiska samarbetet på elområdet fortsättningsvis baseras på överenskommelser mellan de systemansvariga i de enskilda länderna.

De avreglerade marknaderna i Norden skulle också ge nya och vidgade möjligheter till ett utvecklat elsamarbete. På en integrerad nordisk elmarknad kan de samlade produktionsresurserna utnyttjas bättre. Riskerna för en allt för stark marknadskoncentration reduceras avsevärt. Elpriset bör bli stabilare och lättare att förutsäga. Investeringsverksamheten kommer att förläggas där en utbyggnad är mest kostnadseffektiv.

Statnett och Svenska kraftnät utreder för närvarande utformningen av en norsk-svensk elbörs. Avsikten är att en börs för handel med el skall kunna inrättas senast den 1 januari 1996. I arbetet ingår också att samordna tariffsystemen i de båda länderna så att en fri och öppen handel oberoende av nationsgränserna främjas. Börsen skall även vara öppen för finska aktörer när marknadsförutsättningarna har ändrats där.

Inom Nordel har kraftproducenterna tagit initiativ till att skapa en nordisk elbörs för att ta tillvara vinsterna med tillfällig handel. Utredningen beräknas vara färdig i april 1995.

Inom Nordiska ministerrådets verksamhet har en arbetsgrupp granskat förutsättningarna för och behovet av ytterligare åtgärder för att utveckla den nordiska elmarknaden. Gruppen konstaterar i sin rapport till ministerrådet, *Det nordiske kraftmarkedet - under utvikling*⁷, att marknadsorienteringen innebär nya möjligheter, framför allt vad gäller den kortsiktiga handeln med el mellan de nordiska länderna. Kommerciell handel mellan marknadsaktörerna i de nordiska länderna bidrar till

⁷ TemaNord 1994:613

ett effektivt utnyttjande av det nordiska elsystemet⁸.

1.1.5 Den vilande ellagen i sammandrag

Öppna nät för handel med el

Elmarknadsreformens huvudprincip är att åstadkomma en klar boskillnad mellan å ena sidan produktion och försäljning av el och å andra sidan överföring av el (nätverksamhet). Produktionen och försäljningen skall ske i konkurrens, medan nätverksamheten även i fortsättningen regleras och övervakas på särskilt sätt för att säkerställa en effektiv nätverksamhet.

För att dra fram eller använda elektriska starkströmsledningar krävs särskilt tillstånd (koncession). Koncessionshavarens skyldigheter skall endast avse nätverksamhet. Innehavare av nätkoncession skall vara skyldig att på skäliga villkor ansluta andras ledningar och anläggningar till sitt nät och att på skäliga villkor överföra el oberoende av vem som är ägare till kraften.

En juridisk person som bedriver produktion av eller handel med el får inte bedriva nätverksamhet.

Leveranskoncession

För de små kunderna begränsas de praktiska möjligheterna att byta leverantör av att transaktionskostnaderna för närvarande är höga, beroende på att kravet på timvis mätning och avräkning fordrar ny mätutrustning. Inom något eller några år kan den tekniska utvecklingen ha medfört sänkta transaktionskostnader, och i ett övergångsskede kan det därför finnas skäl att någon leverantör åläggs en leveransskyldighet och att denne leverantör får leverera el utan krav på timvis mätning och avräkning. De kunder som inte vill byta leverantör ges dessutom möjlighet att få hela elpriset prövat av en och samma myndighet.

En särskild koncession införs för leverans av el till kunder belägna inom ett koncessionsområde (leveranskoncession). Innehavaren av leveranskoncession blir skyldig att tillhandahålla el till alla kunder inom området. Kunden har rätt att efter en viss uppsägningstid byta leverantör

⁸ Den nordiska elhandeln behandlas mer ingående i underlagspromemoria 4, avsnitt 4.

och köpa el från någon annan än koncessionshavaren.

Mindre elproducenter och fjärrvärmeföretag ges också övergångsbestämmelser. Den som har leveranskoncession blir skyldig att köpa el från mindre elproduktionsanläggningar som är belägna inom området.

Leveranskoncessionen meddelas för en tid av längst tre år. Inför ett beslut om avveckling eller förlängning av systemet med leveranskoncession skall en samlad utvärdering av systemet genomföras.

Det nationella elsystemet, m.m.

En myndighet skall ha det övergripande ansvaret för att elektriska anläggningar samverkar driftsäkert så att balans inom hela eller delar av landet kortsiktigt upprätthålls mellan produktion och förbrukning av ström (systemansvar). Svenska kraftnät, som förvaltar det svenska storkraftnätet, skall vara den systemansvariga myndigheten.

Med systemansvar avses ansvaret för att det nationella elsystemet fungerar som ett sammanhållet system med tillfredsställande driftsäkerhet. Detta innebär framför allt att balansen mellan produktion och förbrukning av el kortsiktig upprätthålls och att överföring av el kan ske mellan landets delar. Systemansvaret måste således utövas med avseende på både balans och överföring av el. För att kunna utföra sin uppgift skall Svenska kraftnät ha rätt att ange tekniska krav, driftsäkerhetskrav m.m. på de produktionsanläggningar och nät som skall anslutas till storkraftnätet.

Svenska kraftnät skall ansvara för att reglerkraft tillhandahålls på marknadsmässiga och neutrala villkor för bl.a. de aktörer på elmarknaden som saknar egna reglermöjligheter.

Utrikeshandel med el

Regeringen skall besluta om nätkoncession när ansökan avser utlandsförbindelse.

En generell anmälningsplikt införs beträffande sådana kontrakt som medför att import eller export av el kommer att pågå under minst sex månader.

Kontroll av nätverksamhet

Nätverksamheten regleras för att säkerställa att den bedrivs rationellt och effektivt. För att minska risken för s.k. korssubventionering ställs särskilda krav på organisation och drift av nätverksamhet.

I skälighetsbedömningen av nättariffer och övriga villkor för nättjänster skall hänsyn tas till de intäkter och kostnader som entydigt hör till nätverksamheten i koncessionsområdet. Nätverksamhet skall redovisas som en särskild rörelsegren. Vid skälighetsbedömningen skall främst kundintresset beaktas.

Ny myndighetsfunktion

En myndighet (nätmyndigheten) skall ha som uppgift att handlägga bl.a. koncessionsärenden och ärenden om koncessionshavarnas skyldigheter samt att utöva tillsyn av ellagens efterlevnad utom i frågor som rör elsäkerhet. Nätmyndigheten skall även ha ansvaret för de myndighetsuppgifter som rör leveranskoncessioner.

Närings- och teknikutvecklingsverket (NUTEK) skall vara nätmyndighet. Prisregleringsnämnden för elektrisk ström upphör.

Kommunal elverksamhet, m.m.

Kommunala elföretag ges, under vissa förutsättningar, konkurrensvillkor som är likvärdiga de som gäller för övriga företag på marknaden. Sådana kommunala företag undantas från vissa kommunalrättsliga principer. Kommunal produktion och handel med el undantas från principen att kommunal verksamhet får bedrivs endast inom den egna kommunen (lokaliseringsprincipen). Även nätverksamhet undantas i vissa fall. Kommunal elverksamhet skall också kunna bedrivs på affärsmässig grund i stället för med iakttagande av självkostnads- och likställighetsprinciperna.

Syftet med dessa undantag är att kommunen skall kunna konkurrera på lika villkor med andra marknadsaktörer. Undantagen medges därför endast om verksamheten särredovisas och bedrivs i samma associationsform som de andra aktörerna, vanligtvis aktiebolagsform.

1.2 Den norska elmarknadsreformen

I Norge infördes år 1991 en ny energilag som i de flesta stycken liknar det vilande svenska lagförslaget. Det kan därför vara av intresse att följa upp utvecklingen i Norge efter reformen. För att förstå vad som händer på den norska elmarknaden är det viktigt att vara medveten om de förhållanden som har utmärkt och utmärker det norska elsystemet. Därför redovisas först kortfattat situationen innan den nya ellagen trädde i kraft.

1.2.1 Elförsörjningen före reformeringen

Norge är ett land med rikliga möjligheter till vattenkraftsproduktion, som är relativt jämt fördelade över landet. När landet skulle elektrifieras var det därför naturligt att produktionen förlades nära efterfrågan. Tillsammans med de geografiska förhållandena ledde detta till att det uppstod lokala och regionala elmarknader. I Sverige däremot har det funnits helt andra motiv att skapa förutsättningar för en nationell elförsörjning, vilket också har skett.

I Norge har beslut om utbyggnad av kraftproduktionen tagits mot bakgrund av den lokala/regionala kraftbalansen. Dessutom har överföringskapaciteten mellan regionerna varit liten. Dessa faktorer har tillsammans lett till att det har byggts dyra kraftverk trots att billigare el har funnits att tillgå eller att det varit möjligt att bygga till lägre kostnader i andra delar av landet. Detta förfarande understöddes av olika regleringar, bl.a. den s.k. oppdeckningsplikten som innebar att den kraft som såldes inom en lokal/regional marknad måste produceras inom samma marknad. Viss nationell handel förekom dock. Statkraft försåg de regionala engrosbolagen med kraft till ett enhetligt pris. Denna handel var dock inte av en tillräcklig omfattning för att en nationell marknad skulle etableras. Den lokala/regionala kraftbalansen krävde lokala/regionala torrårssäkringar, vilket har lett till att de samlade reserverna överstiger nationens totala behov.

Det fanns således före reformen en del problem på den norska elmarknaden som man sökte lösningar på. Ambitionerna var bl.a. att försöka stoppa en fortsatt överutbyggnad med alltför höga priser som följd, att åstadkomma en utjämning av priserna till samma kundkategorier i olika delar av landet samt att ta till vara skalfördelar i distributionsledet. Därtill eftersträvades en ändrad balans från elprodu-

centernas till kundernas intressen.

1.2.2 Den nya energilagen

Med den nya energilagen öppnades näten och konkurrens infördes i produktions- och försäljningsleden. Härigenom skapades ett helt nytt omvandlingstryck på kraftproducenter och energibolag. Nätverksamheten regleras för att kontrollera att transporten av el sköts på ett effektivt och konkurrensneutralt sätt.

Efter det att den nya energilagen infördes har reformeringen av den norska elmarknaden fortsatt i en snabb takt. Bland annat har den statliga aktören Statkraft delats upp i två skilda bolag, Statkraft SF och Statnett SF. Statkraft driver och förvaltar de statliga produktionsanläggningarna medan Statnett förvaltar och driver stamnätet som ägs av staten. Härigenom kan Statkraft konkurrera på den norska elmarknaden på likartade villkor som andra producenter. Statnett har också övertagit ansvaret för den norska samkörningens marknader.

"Oppdeckningsplikten" avskaffades och ersattes av en leveransplikt vilket innebär att energiverken måste leverera till kunderna i sitt område men är fria att skaffa nödvändig kraft på det sätt de själva väljer. Kunderna kan däremot köpa av en annan leverantör än den som har leveransplikt. Därmed har energiverken inte längre en garanterad avsättning för sin kraft.

Vidare har man infört punkttariffer på samtliga nät. Därmed är det möjligt för varje kund att få tillgång till den nationella kraftmarknaden. Det är nätägarens uppgift att inkludera överföringskostnader för transport på över- och underordnade nät, så den enskilda kunden presenteras en sammanställd tariff.

Från och med 1993 års bokslut måste elverken redovisa kostnader och intäkter enligt aktiebolagslagens regler och särredovisa produktions- och distributionsverksamheterna. Tidigare räckte det för de kommunala energibolagen att redovisa nettot (intäkter minus kostnader). Någon insyn i var intäkter och kostnader härstammade ifrån var således inte möjligt och grunderna för en effektiv reglering av nättjänsterna saknades således tidigare.

Det krävs av nätföretagen att dessa skall tillhandahålla rådgivning och information när det gäller effektivisering och kostnaderna får täckas genom avgifter.

1.2.3 Utvecklingen efter år 1991

Priserna på spotmarknaden

Även om spotmarknaden endast svarar för ca 15-20 % av den totala omsättningen på den norska elmarknaden har priserna på denna marknad fått en stor roll som informationsbärare. Priserna har varierat kraftigt främst beroende på nederbördsmängden, men även på magasin-uppbyggnad, konjunkturläge och grannländernas behov av import från Norge. De prisförändringar som observerats i kontrakten till elanvändarna påverkas till en del av dessa förhållanden. Det är således inte möjligt att renodla effekterna på elpriserna av avregleringen.

Under år 1991 varierade priserna i södra Norge på spotmarknaden mellan ca 9 och 15 norska öre/kWh. Året därefter, vilket var mycket nederbördsrikt, sjönk priserna drastiskt ner mot 2 öre/kWh för att under hösten 1992 gå upp till ca 12 öre/kWh. Under våren och sommaren 1993 sjönk priserna kraftigt men steg sedan under hösten. I februari 1994 nådde de 48 öre/kWh, vilket kan förklaras av låga nederbörds-mängder samtidigt som import från Sverige inte förekom. Att importen från Danmark var osedvanligt låg inverkade också. Därefter har priserna under år 1994 vanligen fluktuerat mellan 6 och 23 öre/kWh. Variationer av detta slag var dock vanlig även tidigare när elhandeln var öppen för enbart producenter.

Kundernas situation

De större kundernas (inkl. distributionsföretagen) situation har förbättrats avsevärt efter reformeringen. Medelstora och stora företag samt distributionsföretag har snabbt tagit till vara på de nya möjligheter som den ökade konkurrensen medfört. Till följd av tekniska problem (mätning) med att köpa mycket små mängder el har samma möjligheter inte funnits för mindre kunder, främst hushållskunder. Dessa har emellertid indirekt åtnjutit frukterna av reformeringen via de kostnadsminskningar som distributörerna i sina inköp av el har uppnått. Den elitensiva industrin har p.g.a. sina mycket konkurrenskraftiga och långsiktiga kontrakt inte funnit anledning till omförhandlingar av priset.

När det gäller kontrakt på fasta leveranser har de nya förhållandena på elmarknaden efter reformeringen fått stor inverkan på prisbildningen. Omförhandling av kontrakt eller byte av elleverantör har sänkt priserna

för de kunder som har utnyttjat möjligheten. Detta gäller framför allt större, men även mindre, branschanknutna företag. Butikskedjor har centralt förhandlat fram avtal om elleveranser för sina butiker runt om i landet. På samma sätt har vissa banker köpt leveranser till sina lokalkontor.

Till följd av överskottet på den norska elmarknaden har kunderna under de första åren efter avregleringen inte velat teckna avtal längre än ett par år. Under de senaste åren har kontraktstiderna förlängts, men de flesta kontrakten löper inte på längre tid än fem år. Detta förhållande speglar den osäkerhet som råder beträffande den framtida kraftbalansen i Norge.

Längre nyavtalade kontrakt genererar högre priser än korta. Bara ett litet fåtal kunder har ingått nya kontrakt på löptider över 15 år. Priserna på dessa kontrakt är dubbelt så höga som på kontrakt gällande upp till två år.

Näringslivskunder

Mellan åren 1991 och 1993 omförhandlades kontrakten avseende 42 % av leveransvolymen till näringslivskunder. Genomsnittspriset för en näringslivskund som omförhandlade kontraktet med samma leverantör sjönk med 18%. Således har enbart hotet om leverantörsbyte varit tillräckligt för att erhålla mer gynnsamma avtalsvillkor. Byte av leverantör resulterade i en genomsnittlig prissänkning med 26 %. De som bytte leverantör ingick kontraktstider på mellan ett och fem år. Mellan åren 1993 och 1994 sjönk genomsnittspriset för näringslivskunder med 7 %.

Hushållskunder

Det förutsågs tidigt att hushållskunderna till en början inte skulle ha tillgång till konkurrensen på marknaden, och farhågor fanns att denna kundgrupp därför skulle få ökade priser till följd av reformen. Kraftproducenter och energibolag skulle enligt dessa farhågor konkurrera om leveranser till större kunder, medan hushållskunderna skulle utsättas för en relativt sett allt kraftigare monopolmakt. Avgifterna på lokala och regionala nät som styrs av de enskilda distributionsföretagen befarades kunna användas som effektiva barriärer för denna marknad. Dessa farhågor har dock inte infriats och hushållen har inte fått erfara högre priser generellt sett.

I nominella termer steg priserna på el till hushållskunder under hela

perioden 1970-1990. Efter avregleringen har priserna stabiliserats. Under år 1992 ökade de dock en aning, vilket kan förklaras av höjda skatter. Mellan åren 1993 och 1994 sjönk det genomsnittliga nominella elpriset till hushållen med 2,3 % trots en höjning av elskatten med 0,5 öre/kWh. Prisnedgången anses helt bero på lägre överföringstariffer.⁹ I reala termer har elpriserna till hushållen sjunkit under hela perioden efter avregleringen.

De norska hushållskunderna har haft en gynnsammare prisutvecklingen än de svenska hushållskunderna under samma period. Elpriset exklusive skatt i Sverige för hushållskunder utan resp. med elvärme ökade realt mellan åren 1991 och 1993 med 7,2 resp. 5,3 %.¹⁰

De stora prisdifferenserna mellan olika regioner, som har ansetts som ett av problemen på den norska elmarknaden, har minskat efter avregleringen. Skillnaden mellan högsta och lägsta pris för hushållen har minskat från 41 öre/kWh år 1992 till 22 öre/kWh år 1994.

För att försöka hävda hushållens rätt till den konkurrensutsatta marknaden har intressegrupper organiserats för att gemensamt omförhandla kontrakten, exempelvis Norska Boligbyggelags Landsförbund, som är en sammanslutning av lägenhetsinnehavare med ett brett spektrum av olika kategorier kontrakt. De har gemensamt förhandlat fram bättre villkor för sina 230 000 anslutna lägenheter.

Under det senaste året har hushållens situation ytterligare förbättrats. De stora producenterna börjar vinnlägga sig om denna marknad och försöker utveckla möjligheter att nå kunderna direkt utan mellanhänder. Statkraft håller exempelvis på att utveckla ett kortsystem för att kunna sälja direkt till hushållskunder. Detta ökar pressen på distributionsbolagen att tillgodose hushållens önskemål i vidare omfattning. Från och med den 1 januari 1995 upphör kravet att mäta elanvändningen på hushållsnivå på timbasis och kostnaderna för hushållskunderna för att byta leverantörer kommer därmed att sjunka från ca 4 000 till 200 norska kronor.

⁹ Genomsnittstariffen för överföring sjönk med 1,6 % 1993-94 och var 19,5 öre/kWh under våren 1994.

¹⁰ NUTEK Energirapport 1994, B 1994:9

Elverkens situation

Det fanns före reformeringen farhågor att de norska elverken skulle kunna få ekonomiska problem när konkurrensen och därmed även riskerna på marknaden ökade. Den ekonomiska situationen för elverken har dock inte försämrats efter reformeringen. Enligt en undersökning från NVE är soliditeten i de norska elverken god. Andelen eget kapital i förhållande till det totala kapitalet är för de små verken i genomsnitt (vägt) 78 % och för de stora 48 %.

1.3 Ny elmarknadslag i Finland

Dagens finska ellagstiftning (319/79) trädde i kraft den 1 januari 1980 och upphävde lagen om elverk från 1928. Ellagen från 1980 skulle ge staten större inflytande över elförsörjningen. Styrmedel som anmälnings-, tillstånds- och planeringsförfaranden lagstodgades. Samhällets intresse av en säker och stabil elförsörjning betonades.

Genom en mindre förändring av ellagstiftningen 1989 avskaffades vissa av dessa styrmedel. Det regionala planeringssystemet för elförsörjningen bibehölls emellertid, liksom tillståndskravet för investeringar i större kraftverk och i elnät med spänning på minst 45 kV. I praktiken har Handels- och Industriministeriet inte haft anledning att lägga sig i den regionala planeringen eller förhindra planerade investeringsprojekt genom att neka tillstånd.

Hösten 1994 presenterade regeringen ett förslag till ny ellag. Den 10 februari 1995 antog riksdagen regeringens förslag med vissa smärre ändringar. Den följande översikten avser det förslag som presenterades i regeringens proposition.

Avsikten med den nya ellagstiftningen anges vara att få elmarknaden att fungera bättre och därmed sörja för att elproduktions-, elöverförings- och distributionssystemet i Finland är effektivt och konkurrenskraftigt också i framtiden. Samtidigt förbereds elmarknaden i Finland för en integrering av den nordiska marknaden och eventuellt också av den europeiska.

Genom reformen minskas hindren för konkurrens samtidigt som onödig reglering av den konkurrensutsatta delen av marknaden slopas, dvs. inom produktion och försäljning av el samt utrikeshandel med el. Ökad konkurrens förväntas effektivisera användningen av resurserna inom elbranschen och medföra kostnadsinbesparingar för kunderna och för samhällsekonomin.

I förslaget till ny ellag fastställs klara spelregler för elnäten, som till

sin natur är monopol. Att bygga parallella nät bedöms varken vara ekonomiskt möjligt eller från miljösynpunkt önskvärt. Alla nätinnehavare måste i framtiden mot saklig ersättning ställa sitt nät till intressenternas förfogande.

Elnäten bildar en marknadsplats, som enligt propositionen bör betjäna parterna i elhandeln, dvs. både säljare och köpare, på opartiska och skäliga villkor. Nätinnehavarnas principer för tjänster och prissättning skall utformas så att de gör det lättare och enklare att idka handel i elnäten.

Nätverksamheten skall bygga på öppenhet. Nätinnehavaren skall offentliggöra uppgifter om företagets prissättning, ekonomi och effektivitet. Nätinnehavaren skall särredovisa nätverksamheten och sina övriga verksamhetsformer. Särredovisning gäller också bolagets eventuella övriga affärsverksamhet med dominerande ställning på elmarknaden.

Nätinnehavarna skall endast få verka med tillstånd. I detta fastställs för de lokala innehavarna av distributionsnät de geografiska ansvarsområdena, inom vilka de på begäran skall ansluta till sitt nät alla som behöver nättjänster. De centrala stamnätsbolagen får på sitt ansvar att upprätthålla driftsäkerhet i elsystemet i landet. Stam- och regionätsledning (minst 110 kilovolts spänning) skall få byggas endast med tillstånd.

Försäljningen av el skall enligt förslaget inte längre vara beroende av tillstånd. Distributörerna skall inte längre ha rätt till regional ensamförsäljning. För att småförbrukarnas intressen skall kunna tryggas bör distributören vara skyldig att leverera el till de kunder som inte omfattas av konkurrens. Priserna och leveransvillkoren för dessa kunder bör vara enhetliga och offentliga.

Genom reformen får köparen större frihet att välja elleverantör. Detta gäller industriföretag och återförsäljare i partiledet och i det första skedet bland annat de små och medelstora industriföretagen i minutedet. Hushållens möjligheter att utnyttja konkurrensen mellan försäljare begränsas tills vidare av kostnaderna för mätningstekniken, men dessa väntas dock sjunka när tekniken utvecklas. De små kunderna har till en början indirekt nytta av reformen i och med att konkurrensen i partiledet ökar. Konsumentens elpris beror inte heller i fortsättningen på var denne är belägen i distributionsområdet.

Reformeringen av elmarknaden bedöms enligt propositionen främja användningen av förnybar energi på marknaden. I och med att näten öppnas och överföringsprissättningen förändras sjunker tröskeln för

inträde på marknaden, vilket kan vara av betydelse till exempel för en lokal kraftproducent.

Reformen bedöms också enligt propositionen öka de lokala elföretagens möjligheter att främja energisparande eftersom det blir tillåtet att i distributionsnätets tariffer inbegripa en avgift som täcker kostnaderna för de energispartjänster som erbjuds förbrukarna.

I fråga om byggandet av stora kraftverk (minst 250 MW) föreslås att det tillståndsförfarande som innehåller behovsprövning slopas. Förfarandet slopades redan år 1989 för små anläggningar. Samtidigt skall elimporten och elexporten befrias från tillstånd. Byggandet av kraftverk skall fortfarande kräva tillstånd på basis av lagstiftningen gällande miljö, kärnenergi, vattenkraft, byggande och dylikt.

Lagförslaget syftar till att i lagen införliva förpliktelseerna i EG-direktivet om eltransitering.

För övervakningen av att lagens mål uppnås föreslås att en ny myndighetsorganisation skall inrättas.

Elmarknadslagen avses träda i kraft i mitten av år 1995. Dock stadgas en övergångsperiod som för vissa ändringar gäller till ingången av år 1996 och för vissa till ingången av år 1997.

2 Energipolitik på en reformerad elmarknad

2.1 Inledning

Energikommissionen har enligt tilläggsdirektiven att ta ställning till om ett genomförande av elmarknadsreformen låser kommissionens fortsatta arbete. Den fråga som behandlas i detta kapitel är hur förutsättningarna för dagens energipolitiska styrmedel kan påverkas om den vilande ellagen genomförs.

Inledningsvis redovisas översiktligt vilka styrmedel statsmakterna förfogar över. I avsnitt 3 diskuteras hur dessa styrmedel kan förväntas fungera på den reformerade elmarknaden. Avslutningsvis analyseras särskilt förutsättningarna dels för energihushållning och dels för en fungerande konkurrens på en reformerad elmarknad.

En viktig energipolitisk utgångspunkt är att det i framtiden skall finnas tillräcklig tillgång på el till konkurrenskraftiga priser. Förutsättningarna för att nödvändiga investeringar tillkommer på den reformerade elmarknaden behandlas i underlagspromemoria 3. Den gränsöverskridande elhandeln behandlas i underlagspromemoria 4.

2.2 Styrmedel i energi- och miljöpolitiken

För att nå de energipolitiska målen har statsmakterna ett stort antal styrinstrument till sitt förfogande. Förutom genom administrativa och ekonomiska styrmedel kan staten utöva inflytande med hjälp av bl.a. stöd till forskning och utveckling samt till information och utbildning. Även via sitt ägarinflytande i Vattenfall har staten möjlighet att påverka utvecklingen på energimarknaderna.

2.2.1 Administrativa styrmedel

Med administrativa styrmedel avses olika typer av regleringar, dvs. förbud, normer, påbud, tillståndsprövning m.m. Till denna grupp av styrmedel hör bl.a. utsläppsregler vad avser miljöfarliga ämnen, normer vad avser energieffektiviteten i nyproducerade fastigheter, förbud mot för hög svavelhalt i eldningsolja, m.m. Villkoren för utsläpp av skadliga ämnen från förbränningsanläggningar är internationellt sett stränga (se appendix).

Till de administrativa styrmedlen hör också lagstiftningen inom kärnsäkerhetsområdet, t.ex. kärnsäkerhetslagen, strålskyddslagen och kärnbränslelagen, atomansvarighetslagen samt kravet på koncession för nya och befintliga elledningar

Restriktioner för anläggningar för elproduktion återfinns i flera olika lagar. Dessa regler påverkar bl.a. möjligheterna att bygga nya anläggningar. De viktigaste för regleringen på produktionssidan är naturresurslagen (1987:12), vattenlagen (1989:291) och miljöskyddslagen (1969:37). De bestämmelser som återfinns i naturresurslagen skall även tillämpas när ärenden prövas enligt vattenlagen, miljöskyddslagen, plan- och bygglagen m.fl. Naturresurslagen kompletterar således bestämmelserna i dessa speciallagar. Enligt ellagen skall naturresurslagen tillämpas vid prövning av frågor vid meddelande om koncession.

Enligt naturresurslagen får vissa typer av anläggningar inte uppföras utan tillstånd av regeringen. Detta gäller bl.a. för förbränningsanläggningar med en tillförd effekt av minst 200 MW, anläggningar för kärnteknisk verksamhet samt för gruppstationer för vindkraft med tre eller fler vindkraftaggregat med en sammanlagd effekt av minst 10 MW. I naturresurslagen föreskrivs även var vattenkraft inte får byggas.

Vattenlagen är den centrala lagen vad beträffar utbyggnaden av vattenkraft. I denna lag föreskrivs att naturresurslagen skall tillämpas vid tillståndsprövning och att tillståndet skall prövas av en särskild domstol, vattendomstolen. Vid större vattenutbyggnader är det regeringen som svarar för prövningen av tillståndet.

Enligt lagen (1977:439) om kommunal energiplanering skall varje kommun ha en plan för tillförsel, distribution och användning av energi i kommunen. I plan- och bygglagen (1987:10) föreskrivs att planläggning av mark och vatten är en angelägenhet för kommunerna. I naturvårdslagen (1964:822) finns bl.a. bestämmelser om strandskydd, vilka har fått betydelse för lokaliseringen av vindkraftverk.

När det gäller reglering av utsläpp från produktionsanläggningar för

energi är miljöskyddslagen och miljöskyddsförordningen (1989:39) de författningar som har störst betydelse. Tillstånd enligt miljöskyddslagen meddelas av länsstyrelsen eller för större anläggningar av Koncessionsnämnden för miljöskydd. I tillstånden fastställs för varje anläggning gräns- eller riktvärden för vissa miljöfarliga utsläpp. På energiproduktionsområdet krävs tillstånd bl.a. för anläggningar för förgasning eller förbränning överstigande 10 MW.

Utsläpp av svavel och kväveoxider regleras också genom lagar¹ och riktlinjer som fastställs av riksdagen. För nya koleldade anläggningar anges de gällande gränsvärdena i tabell 7 i appendix. Gränsvärden finns även för befintliga anläggningar. I förordningen om svavelhaltigt bränsle finns dessutom bestämmelser om högsta tillåtna svavelhalt i eldningsolja och dieselolja.

2.2.2 Ekonomiska styrmedel

Med ekonomiska styrmedel avses pris- och kostnadspåverkande styrmedel, dvs. främst skatter, avgifter och bidrag. Skatter på energi har tagits ut i Sverige sedan slutet av 1950-talet. Energibeskattningen infördes i första hand av statsfinansiella skäl. Den elitensiva industrin har, p.g.a. önskemål om likvärdiga konkurrensförutsättningar, fått nedsättning av vissa skatter och avgifter. Först i samband med oljekriserna på 1970-talet utformades energibeskattningen utifrån energipolitiska motiv. Målen var då främst att främja hushållning och att minska oljeanvändningen.

Under senare år har möjligheterna att använda ekonomiska styrmedel för att uppnå miljöeffekter alltmer betonats. Genom användningen av skatter och avgifter kan hushållen och framför allt företagen förmås att ta hänsyn även till miljöbelastningen i sina beslut. Om kostnaderna för att släppa ut miljöskadliga ämnen ökar kommer företagen att sträva efter att minska sina utsläpp. Alla åtgärder som innebär lägre kostnader än kostnaden för fortsatta utsläpp blir lönsamma. Avgiften kan också få en dynamisk effekt, eftersom företagen får ytterligare en drivkraft till att utveckla tekniker och metoder som gör att miljöbelastningen minskar.

I början av 1990-talet förstärktes miljöprofilen i beskattningen genom förändringar av såväl mervärdesskatten som energiskatterna. Genom reformen blev hela energiområdet mervärdesskattepliktigt och den allmänna energiskatten fick en miljöprofil genom att en del av skatten

¹ Lagen (1976:1054) och förordningen (1976:1055) om svavelhaltigt bränsle.

omvandlades till en koldioxidskatt. Differentieringen av den allmänna energiskatten med indelning i miljöklasser innebar en ytterligare miljöanpassning.² Vidare infördes en svavelskatt på bränslen³ och något senare även en utsläppavgift på kväveoxider från stora förbränningsanläggningar⁴.

Sverige har infört fler miljöskatter/avgifter än något annat land. År 1993 uppgick inkomsterna av miljörelaterade skatter till 48 miljarder kronor, dvs. mer än 12 % av statsbudgetens totala inkomster. Energien utgjorde huvuddelen av skattebasen.

² Efter den 1 juli 1994 har miljödifferentieringen av den allmänna energiskatten förts över till motsvarande differentiering av dieseloljeskatten.

³ Skatten uppgår till 30 kr/kg svavel för kol och torv. För olja är skatten 27 kr/m³ för varje tiondels viktprocent. Vid rening av svavel får avdrag göras i bränsledeklarationen. För olja med en svavelhalt på högst 0,1 viktprocent utgår ingen skatt.

⁴ Lagen (1990:613) om miljöavgift på utsläpp av kväveoxider vid energiproduktion. Avgiften är 40 kr/kg utsläppt kväveoxid och betalas tillbaka i proportion till resp. anläggnings produktion och utsläpp.

Tabell 2.1 Beräknade inkomster av energirelaterade skatter för budgetåret 1994/95 (Miljoner kr)

		Inkomster
Statsbudgetens totala inkomster		394 366
Allmänna energiskatter		18 753
varav skatt på:	<i>elkraft</i>	6 125
	<i>andra bränslen</i>	3 001
	<i>koldioxid</i>	7 627
	<i>diesel</i>	2 000
Skatt på el från kärnkraft		138
Skatt på el från vattenkraft		920
Försumningsskatt		65
Svavelskatt		231
Skatt på inrikes flyg		190
Fordonsskatt		3 988
Bensinskatt		18 266
Skatt på koldioxid i bensin		4 437
Försäljningsskatt på nya bilar		1 358
Kväveoxidavgift*		0
Summa energirelaterade skatter		48 346

* Återförs till producenterna

Källa: Finansdepartementet, prop. 1994/95:100, bilaga 1

Det nuvarande skattesystemet för energi

Riksdagen beslutade i december 1994 om vissa förändringar av energibeskattningen som dels är föranledda av det svenska medlemskapet i EU, dels är betingade av den lagtekniska översyn som gjorts av Energiskatteutredningen. En ny lag om skatt på energi (LSE), som trädde i kraft den 1 januari 1995, ersätter de tidigare lagarna om allmän energiskatt, koldioxidskatt, svavelskatt, bensinskatt och dieseloljeskatt. I den ny lagen behålls de nuvarande beteckningarna koldioxidskatt och svavelskatt. Allmän energiskatt ersätts med uttrycket energiskatt. Bensinskatt och dieseloljeskatt namnges inte uttryckligen utan motsvaras av högre nivåer av energiskatten. Skattesatserna och systemet med en

årlig automatisk uppräknning förs över till den nya lagen.

Energiskatt utgår på en och vissa bränslen. För biobränslen, avfall och torv tas ingen energiskatt ut.⁵

Den 1 januari 1993 slopades den allmänna energiskatten på bränslen och el för industrin.

Energiskatten på el är för närvarande för hushåll 9,0 öre/kWh (i vissa kommuner i norra Sverige 3,7 öre).⁶ För el finns också *särskilda produktionskatter för vattenkraft och kärnkraft*. För äldre vattenkraftverk (tagna i drift före år 1973) är skatten 2 öre/kWh och för kraftverk tagna i drift under perioden 1973-77 är den 1 öre/kWh. El som framställs i kärnkraftverk beskattas med 0,2 öre/kWh. Till detta kommer även en avgift för avfallshantering på 1,9 öre/kWh.

Koldioxidskatt tas ut på fossila bränslen som vid förbränning leder till en nettoökning av koldioxid i atmosfären. Skattesatserna har beräknats på grundval av bränslenas genomsnittliga kolinnehåll. Koldioxidskatten omfattar inte biobränslen, avfall och torv. Industrin betalar sedan den 1 juli 1993 endast en fjärdedel av den allmänna nivån.⁷ Skattesatsen motsvarar för närvarande för industrin ca 8,5 öre per kg koldioxid och ca 34 öre för övriga användare.⁸

Skatter i el- och värmeproduktion

För bränslen som används till produktion av värme, som inte sker i kraftvärmeanläggningar, betalas full skatt. Däremot betalar konsumenten ingen punktskatt på värmen.

⁵ I den nya lagen om energiskatt föreskrivs, som en anpassning till EU:s regler, att skatteplikt gäller för alla bränslen som används för drift av motorer. Undantag får dock, i enlighet med EU:s regler, göras för bränslen som används i pilotprojekt rörande teknisk utveckling av mer miljövänliga bränslen. Detta innebär att skattefriheten respektive lägre skattesatser för vegetabiliska bränslen och motoralkoholer har kunnat behållas.

⁶ I el- gas- och värme- och vattenförsörjningen betalas 6,8 öre/kwh.

⁷ För den energiintensiva industrin gäller vissa nedsättningsbestämmelser.

⁸ Under perioden 1994-98 är såväl energiskatten som koldioxidskatten indexreglerad.

För bränslen som används för elproduktion medges avdrag för energiskatt och koldioxidskatt. Skälet till detta är främst att el beskattas i konsumtionsledet och att dubbelbeskattning skall undvikas. Svavelskatten omfattas inte av avdragsrätten och inte heller kväveoxidavgiften. Vid produktion i *kondenskraftverk* får avdrag göras med 95 % av det bränsle som förbrukats och i kraftvärmeverk med 97 %. I stället undantas 5 respektive 3 % av elproduktionen från elskatt.

Reglerna för beskattning vid produktion i *kraftvärmeanläggningar* har förändrats ett flertal gånger under senare år. Före den 1 juli 1991 beskattades de bränslen fullt ut som användes för värmeproduktion i kraftvärmeanläggningar. Genom 1991 års energibeslut infördes bestämmelsen att avdrag skulle få göras för allmän energiskatt trots att värmen inte beskattas. Värmeproduktion i kraftvärmeverk belastades under period således endast med koldioxidavgift och svavelskatt. Konstruktionen tillkom för att stimulera utbyggnaden av kraftvärme. Kritik framfördes dock mot att ändringen i skattereglerna medförde att biobränslenas konkurrenskraft gentemot fossila bränslen försvagades.

År 1992 beslöt riksdagen att rätten till avdrag för allmän energiskatt i kraftvärmeanläggningar skulle begränsas till hälften den 1 januari 1994 och upphöra helt den 1 januari 1995. Riksdagen beslöt senare att det första steget i återinförande av den allmänna energiskatten skulle skjutas upp till den 1 juli 1994. Under våren 1994 beslöts att det tidigare beslut att helt slopa avdragsrätten den 1 januari 1995 inte skulle träda i kraft. För närvarande belastas fossila bränslen för värmeproduktion således med halv energiskatt samt koldioxid- och svavelskatt.

För fossila bränslen som används för fjärrvärmeleveranser till industrin betalas sedan den 1 januari 1993 de lägre skattesatser som gäller för användning inom industrin. Även denna regel anses ha lett till att biobränslen missgynnades. Riksdagen beslöt under våren 1994 att det efter den 1 juli 1994 skall betalas en schabloniserad kompensation på 9 öre per kWh för alla bränslen utom råttallolja, som används för produktion av fjärrvärme som levereras till industrin.

Bidrag

Som komplement till skatter och avgifter finns också olika typer av bidrag. De viktigaste är investeringsstöd till biobränsleeldade kraftvärmeverk, vindkraftverk och solvärmeanläggningar. Dessa stöd är en del av det energipolitiska omställningsprogrammet och omfattar ca 1,3 miljarder kronor under perioden 1991-1996.

Från den 1 juli 1994 erhåller vindkraften ytterligare stöd i form av

en speciell miljöbonus motsvarande skatten på den el som levereras till hushållen dvs. för närvarande 9 öre per kWh.

Staten stödjer också verksamhet som syftar till att utveckla och sprida teknik som leder till att energi används effektivare. År 1988 beslöt riksdagen om ett program för effektivare användning och ersättning av el. Som en del av omställningsprogrammet har programmet för effektivare energianvändning fått såväl ökade resurser som ett breddat verksamhetsområde, vilket bl.a. innebär att stödet i dag kan användas för att effektivera användningen av såväl el som bränsle. Programmet omfattar ca 1 miljard kronor för perioden 1991 till 1998. Huvuddelen av medlen är avsatta för teknikupphandling, vilket i kombination med eftermarknadsåtgärder såsom ramavtal och programkrav utgör programmets huvudstrategi.

2.2.3 Forskning och utveckling

Forsknings och utvecklingsarbete bedrivs av högskolor och av företag med statligt stöd. Statliga energiforskningsprogram har funnits i Sverige sedan år 1975. I dag uppgår det statliga stödet till energiforskning till ca 200 miljoner kronor per år. Som komplement till energiforskningsprogrammet har under lång tid statligt stöd kunnat beviljas för anläggningar där ny teknik demonstreras bl.a. genom Energiteknikfonden som inrättades år 1988. Stöd från Energiteknikfonden lämnas med högst 50 %, eller i vissa fall 25 %, av investeringskostnaden. Ett exempel på ett projekt som erhållit stöd ur fonden är elproduktionsanläggningen utanför Värnamo, där Sydkraft och det finska företaget Ahlström demonstrerar teknik för förgasning av biobränslen.

Även kraftindustrin och andra företag inom energiområdet har under lång tid satsat på forskning, utveckling och demonstration, ofta i samverkan med olika statliga insatser. Branschen har ett gemensamt bolag för forskning och utveckling, ELFORSK AB, som bildades år 1992 och som har övertagit uppgifter från vissa andra branschgemensamma organ.

2.2.4 Information och utbildning.

Information och utbildning är en mjukare form av styrmedel än de rent administrativa. En stor del av de statlig informationsinsatserna på energiområdet har gällt hushållning med energi. Allt sedan den första oljekrisen år 1973 har staten satsat på energihushållningsinformation och på olika typer av utbildningsprogram för att energianvändarna skall kunna utnyttja de möjligheter som finns till energieffektivisering.

På senare år har de statliga insatserna i ökad utsträckning inriktats mot att på olika sätt verka för att konsumentprodukter förses med uppgifter om energiförbrukning eller uppgifter om produkternas miljöpåverkan i stort.

Insatser av detta slag administreras bl.a. av Konsumentverket som år 1992 tilldelades ett anslag på 5 miljoner kronor för insatser inom energiområdet. Verksamheten består av bl.a. provning och metodutveckling, energimärkning och normer samt underlag för uppföljning av teknikupphandling. Information ges åt kommunala konsumentvägledare och åt allmänheten och förhandlingar sker med näringslivet för att förbättra marknadsföring och garantivillkor.

Även NUTEK vidtar informationsåtgärder som en del av de teknikupphandlings- och demonstrationsprojekt som administreras inom programmet för effektivare energianvändning. NUTEK har bl.a. drivit en kampanj för strömsnåla vitvaror.

2.2.5 Statliga verk och bolag

Statsmakterna har möjlighet att utöva viss styrning genom de statliga affärsverken och de statliga bolagen på exempelvis energiområdet. Det finns formella skillnader vad avser möjligheterna att styra ett affärsverk och ett helägt bolag.⁹

Styrningen av ett affärsverk tar sin utgångspunkt i dess instruktion. Därtill kommer det årliga regleringsbrevet. För ett affärsverk tillsätter regeringen såväl högste chefen, dvs. GD, som styrelsens ledamöter.

För ett aktiebolag är bolagsordningen motsvarigheten till affärsverkets instruktion. Den innehåller den betydelsefulla ändamålsparagrafen. Ur ett strikt formellt perspektiv kan bolagsordningen göras så omfattande att bolaget i praktiken blir föremål för en lika detaljerad styrning

⁹ PM angående ägarinflytande i statliga bolag respektive affärsverk, RRV 1995-01-12.

som affärsverket genom sin instruktion.

I praktiken kan det emellertid vara svårare att löpande under ett verksamhetsår styra ett bolag, eftersom styrelsen och den verkställande ledningen enligt bolagspraxis oftast skall agera enligt de principer och riktlinjer som ägaren en gång per år ger uttryck för på bolagsstämman. Ägarens intentioner kan därför behöva preciseras i avtal eller dylikt utöver vad som anges i bolagsordningen.

Vid bolagisering av statliga verk har regelmässigt avtal träffats mellan ägaren och bolaget, t.ex. avtal om de särskilda åtaganden som det nya bolaget skall ha i förhållande till staten och eventuell ersättning härför. Som exempel kan nämnas att i samband med bolagiseringen av Televerket upprättades ett avtal mellan staten och Telia AB som reglerade särskilda åtaganden som bolaget har att uppfylla, bl.a. avseende infrastruktur i glesbygd. I ett motsvarande avtal mellan staten och Posten AB regleras Postens ansvar för ett rikstäckande bank- och kassanät.

Staten styr också sina bolag genom s.k. ägardirektiv. Att ge ägardirektiv är ett sätt för ägaren att på stämman klargöra för styrelsen vad som förväntas av den med det underförstådda antagandet att styrelsens ledamöter kan bytas ut om inte förväntningarna uppfylls. Ägardirektiv har hittills utnyttjats i ganska begränsad omfattning. De har sällan innehållit mer än avkastningskrav, utdelningsmål och soliditetsmål samt mycket allmänna riktlinjer för verksamheten.

Det bör också nämnas att det kan finnas risker förknippade med att utnyttja sitt ägarinflytande till att detaljstyra ett statsägt bolag. En sådan risk är att staten genom sitt agerande ger bolaget så gynnsamma villkor att det strider mot EU:s regler om statsstöd (främst art. 92-93 i Romfördraget). Indirekt riskerar vidare statligt ekonomiskt stöd att inom bolaget användas på ett sätt som snedvrider konkurrensen och motverkar syftet med konkurrenslagstiftningen. Det skulle t.ex. kunna vara fallet om staten, ägaren, till ett marknadsdominerande företag som Vattenfall tillskjuter specialdestinerade medel för att se till att en viss produkt kan tillhandahållas till ett lägre pris eller att tillskjutna medel används till företagsförvärv som innebär att bolagets ställning på marknaden ytterligare stärks.¹⁰ Dessutom kan större kapitaltillskott till statsägda bolag uppfattas som stridande mot konkurrens- och näringspolitiska

¹⁰ Med den nuvarande konkurrenslagstiftningen föreligger emellertid inte några skillnader mellan statliga bolag och affärsverk i dessa avseenden.

målsättningar. Staten/ägaren kan å andra sidan också motverka en förstärkt dominans genom att påverka företagens förvärvspolicy.

Även utan att tillskjuta medel kan ägaren önska påverka bolaget att genomföra en viss investering som inte är den företagsekonomiskt mest lönsamma. I ett sådant läge måste risken beaktas att bolaget får ett sänkt förtroende på kapitalmarknaden och därigenom ökade kostnader för sin finansiering.

Sammanfattningsvis kan konstateras att det inte finns några formella hinder för staten att utnyttja vare sig affärsverk eller statliga bolag i energipolitiskt syfte. I praktiken torde det inte heller vara svårare för staten att styra ett bolag än ett affärsverk. I vissa fall kan t.o.m. ett bolag vara formellt lättare att styra än ett affärsverk. Det måste dock i sammanhanget beaktas att en orsak till att riksdagen har valt att bolagisera flera av de tidigare affärsverken har varit att en detaljstyrning inte har ansetts vara önskvärd. Motiven för bolagiseringen av flertalet tidigare affärsverk har varit att nå en effektivare förvaltning av statskapitalet. En styrning av bolagens verksamhet som innebär att detta mål inte längre vore primärt, skulle leda till betydande svårigheter för företagen att agera på sin egen marknad och gentemot kapitalmarknaden. Bolagsformen är i så fall knappast längre en relevant associationsform, utan verksamheten kunde lika väl och sannolikt med fördel bedrivas i myndighetsform.

På energiområdet är det i första hand genom Svenska kraftnät och Vattenfall AB som staten kan utöva sitt ägarinflytande. Det är i detta sammanhang viktigt att notera att riktlinjerna för Vattenfalls verksamhet fastställdes av riksdagen i samband med bolagiseringen 1991. Det framgår av dessa att Vattenfall genom bolagsformen skall ha möjlighet att konkurrera på lika villkor med övriga företag på elmarknaden. Riksdagen har inte uttalat att Vattenfall skall agera på andra grunder än övriga kraftföretag. Om riksdagen i framtiden skulle välja att ge Vattenfalls verksamhet en ändrad inriktning jämfört med i dag innebär emellertid inte bolagsformen något formellt hinder.

2.3 Styrmedlens effektivitet på en reformerad elmarknad

I föregående avsnitt har översiktligt beskrivits vilka energipolitiska styrmedel som finns tillgängliga. Användandet av dessa styrmedel förutsätter inte någon speciell marknadsform utan de kan i princip utnyttjas på samma sätt på en reformerad elmarknad som på dagens elmarknad. Frågan är dock om styrmedlens effektivitet förändras genom

en övergång till en reformerad elmarknad. Det är sannolikt att kraven på styrmedlens sammansättning och användning ökar.

2.3.1 Administrativa styrmedel och information

Möjligheterna att använda administrativa styrmedel och information kommer inte att påverkas av elmarknadsreformen. Däremot kan, som beskrivs i underlagspromemoria 3, en reformering av elmarknaden ställa nya krav på hur de tillgängliga styrmedlen utnyttjas. En reformerad elmarknad ställer också krav på nya former av information. Möjligheterna till god prisinformation för alla aktörer blir t.ex. avgörande för hur väl den konkurrensutsatta marknaden fungerar. På en konkurrensutsatt marknad, där kunden får ökade möjligheter att välja, blir också ett gott informationsunderlag för kunden ett betydelsefullt styrinstrument.

2.3.2 Ekonomiska styrmedel

Med ekonomiska styrmedel som skatter och avgifter utnyttjas priserna som informationsbärare genom att åtminstone en del av kostnaderna för miljöpåverkan avspeglas i energipriserna. I dag belastar miljöskatterna främst de användare som är relativt prisokänsliga, dvs. hushållen samt tjänste- och servicesektorn. Den elintensiva industrins krav på internationellt konkurrenskraftiga elpriser begränsar Sveriges möjligheter att utforma kraftigt styrande miljöskatter för elproduktionen åtminstone på kort sikt. Den begränsningen gäller även på en reformerad elmarknad. Det är dock möjligt att dagens styrmedel blir effektivare efter reformen.

På dagens elmarknad har elproducenterna och distributörerna en monopolställning inom sina geografiska områden. Skatter och avgifter kan därför övervältras framåt till slutanvändarna, dvs. till industrin och hushållen. En miljöavgift är således inte lika verkningsfull som den skulle vara om företagen utsattes för konkurrens, dvs. om de hotades av andra företag som hade anpassat sig bättre genom att reducera miljöbelastningen.

På den reformerade elmarknaden skall produktion och försäljning av el ske i konkurrens. Om ett företag höjer priset, kommer kunderna att kunna gå till en annan leverantör, och skatter och avgifter kan därför påverka företagens agerande mer direkt. Skatterna på exempelvis

utsläpp kan därmed, om företagen börjar priskonkurrera, få en mer omedelbar effekt jämfört med i dag. Förutsättningarna för prissänkningar kan även på kort sikt skapas genom bl.a. bränslebyten och investeringar som ökar bränsleutbytet. Företagen får då lägre produktionskostnader genom att miljöskatten minskar. Å andra sidan finns risken att företagen väljer att inte priskonkurrera för att bl.a. få en stabilare prisutveckling, vilket behandlas i avsnitt 2.5.

Sannolikt krävs det i ännu högre grad än i dagens system att energipolitiken är robust och långsiktig på en reformerad elmarknad. Den instabilitet och osäkerhet som har kännetecknat energibeskattningen, med ofta återkommande förändringar av reglerna, skulle på en reformerad elmarknad kunna medföra betydligt högre samhällsekonomiska kostnader. Ett större förlitande på bränslebaserad kraftproduktion och därmed en mer varierad bas för en miljörelaterad beskattning ställer stora krav på förutsägbarhet i skattesystemet. I annat fall kan resultatet bli en högre prisnivå, lägre investeringar och ett större förlitande på äldre anläggningar med sämre miljöprestanda.

För att företagen vid rätt tidpunkt skall kunna bygga de kostnadseffektivaste anläggningarna, med hänsyn även till miljökostnaderna, är det nödvändigt att de energipolitiska besluten är långsiktiga och robusta. I samband med de stora investeringsbehov som uppstår vid en kärnkraftavveckling måste en lång framförhållning i dessa frågor kunna nås, eftersom omställningen innebär så stora anpassningsproblem för hela ekonomin.

Företagen kan möta osäkerhet på olika sätt. Turbulensen när det gäller beskattningen av framför allt kraftvärme har lett till att företagen har investerat i flexibilitet. Många anläggningar kan numera använda flera bränslen och driften optimeras genom att bränslet varieras efter skatteförhållandena. Bränsleprsförändringar spelar därvid också en roll, men med de nivåer på energiskatterna som i dag tillämpas för fossila bränslen för värmeproduktion får ändringar i importpriserna ett mycket litet genomslag. Att flera bränslen kan användas i kraftvärmeproduktionsanläggningar kan i och för sig ha fördelar vid försörjningskriser. Kostnaderna för ett flexibelt system är emellertid höga.

Stabilitet och långsiktighet i energi- och miljöbeskattningen blir än mer betydelsefullt om skatter införs även för elproduktion. Produktion i kondenskraftverk innebär betydligt större investeringar och krav på kontinuerlig drift. Det är såväl tekniskt som ekonomiskt mycket svårt att där ha system som klarar av anpassningar till snabba förändringar.

Det internationella beroendet

Möjligheterna att använda ekonomiska styrmedel i energipolitiken begränsas av att vissa verksamheter är utsatta för internationell konkurrens och av våra internationella åtaganden inom EU och GATT. Dessa begränsningar är dock oberoende av om elmarknaden reformeras eller inte.

Om skatter och avgifter på energi är högre i Sverige än i våra konkurrentländer kan konkurrenskraften för i första hand den energiintensiva industrin försämrans. Detta har varit motivet till bestämmelserna om nedsättningen av energiskatten för vissa industribranscher och den förändring av industrins energibesättning som skedde år 1993. Skatter på utsläpp från förbränningsanläggningar i Sverige kan i värsta fall leda till att de samlade utsläppen ökar. Detta skulle kunna bli fallet om produktion i Sverige ersätts av produktion med högre utsläpp i något annat land.

Motsvarande begränsningar när det gäller möjligheterna att använda ekonomiska styrmedel gäller för elproduktionen, eftersom även den är utsatt för konkurrens från andra länder. Om Sverige ensidigt skulle lägga koldioxidskatter på elproduktionen skulle exempelvis import av el från danska kolkondensverk kunna bli billigare än att producera el i svenska kraftvärmeverk, vilket skulle leda till högre koldioxidutsläpp totalt sett.

En lösning på detta problem skulle kunna vara att belägga importerad el med en skatt. Här uppstår dock problem med att bestämma hur den importerade elen är producerad. Även om detta vore möjligt kan en sådan åtgärd ifrågasättas till följd bl.a. av vårt deltagande i GATT. Detta avtal medger endast att skatter och avgifter belastar importerade produkter om de blir föremål för samma behandling som likartade produkter av inhemsk tillverkning. Att differentiera en eventuell importskatt med avseende på produktionsmetoder är inte tillåtet.

Importskatter är inte heller förenligt med EU:s regler om handelshinder. Medlemskapet i EU begränsar i viss mån ytterligare våra möjligheter att använda ekonomiska styrmedel i energipolitiken. Direktivet om punktskatter på mineraloljor (dir 92/81 EEG) föreskriver minimiskattesatser för vissa mineraloljeprodukter. Skattenedsättning eller skattebefrielse tillåts för vissa särskilt angivna områden, bl.a. elproduktion. Däremot medger inte direktivet en generell tillämpning av skilda skattesatser inom olika områden. Sverige har emellertid p.g.a. vår relativt höga beskattning av fossila bränslen förhandlat sig till rätten att

tillämpa lägre nivåer för hela industrin. Vi kan tills vidare även behålla vårt miljöklassningssystem för dieselolja.¹¹

För att kunna lösa miljöproblemen krävs internationellt samarbete, bl.a. när det gäller styrsatser. I Europa har sedan flera år ett arbete bedrivits som syftar till att komma överens om en gemensam koldioxid-skatt. Detta arbete och vissa andra former av internationellt samarbete behandlas i appendix. Diskussioner om s.k. gemensamt genomförande förekommer också.¹²

2.3.3 Styrning via de statliga företagen

Som redovisats i ovan finns möjligheter för staten att utöva sitt ägarinflytande över Vattenfall även efter bolagiseringen. Om riksdagen beslutar om en kärnkraftsavveckling, och om de ersättningsinvesteringar och den anpassning i övrigt som krävs skulle utebli eller komma för sent, kan det uppfattas som nödvändigt att utnyttja Vattenfall AB för att åstadkomma ersättningsinvesteringar.

Vattenfall skulle i en sådan situation kunna åläggas att investera för att öka sin marknadsandel, i den mån de andra kraftföretagen medvetet eller omedvetet dröjer med sina investeringar. På såväl en reformerad elmarknad som med dagens system skulle Vattenfall AB därmed komma att bli ännu större på den svenska marknaden, varvid konkurrensen skulle reduceras.

Ett problem med dagens ellagstiftning är att Vattenfall skulle få svårare att leverera direkt till elkonsumenter inom de andra kraftföretagens leveransområden, vilket kan leda till en situation med kraftiga variationer i elpriser mellan olika regioner i Sverige. Om lagstiftningen ändras så att näten öppnas minskar risken för sådana prisskillnader.

Det bör kraftigt betonas att det oavsett marknadsstruktur är de inblandade företagen som skall svara för att nödvändig produktion erhålls (jfr. 1991 års energipolitiska beslut). Om de övriga kraftföretagen och elkonsumenterna skulle få uppfattningen att Vattenfall förväntas att bygga subventionerad produktionskapacitet eller på annat

¹¹ EU, EES och miljön (SOU 1994:7).

¹² Gemensamt genomförande innebär ett bilateralt eller multilateralt avtal i vilket länder med höga kostnader för åtgärder mot utsläpp investerar i lågkostnadsländer och i gengäld erhåller någon form av kreditering att kvitta mot egna utsläpp. Se betänkandet Gemensamt genomförande (SOU 1994:140).

sätt agera så att de andra företagens konkurrenskraft försämras, kommer tilltron till en balanserad kärnkraftavveckling där olika elföretag kan fortleva att undermineras eller kraftigt försvåras. Om statsmakterna är oklara på denna punkt finns således en risk för att övriga kraftföretag blir alltför försiktiga i sina investeringar, och att Vattenfall av den orsaken kommer att öka sin marknadsandel ytterligare.

2.3.4 Teknikutveckling på en reformerad elmarknad

Ett framgångsrikt statligt stöd till forskning och utveckling förutsätter samverkan mellan företagen och statens forskningsorgan. Denna samverkan måste skraddarsys efter marknadens struktur, men en fri elmarknad torde inte försvåra detta. Exempel finns på andra produktområden som är utsatta för konkurrens, t.ex. informationsteknologin och läkemedelsindustrin, där det har skett framgångsrika forsknings- och utvecklingsinsatser i samverkan mellan staten och företagen.

En skillnad mellan den nuvarande och den reformerade elmarknaden är att kraftföretagen i dag i praktiken är förvissade om att få sina kostnader täckta, vilket också innefattar kostnaderna för forskning och teknikutveckling. Frågan är om det kan finnas en risk för att kraftföretagen på en reformerad elmarknad skulle mattas i sitt intresse för de långsiktiga utvecklingsfrågorna.

Mycket lite av den nya teknik som kommer till användning i kraftindustrin utvecklas dock där. Teknikutvecklingen sker i företag som agerar i konkurrens på de internationella marknaderna som leverantörer av exempelvis pannor och turbiner. Det gäller snarast för kraftindustrin att ha en förmåga att ta till sig ny och ändamålsenlig teknik, när det är dags att investera. Detta kräver att de stora kraftföretagen aktivt engagerar sig i kvalificerad forskning och teknikutveckling, antingen själva eller i samverkan. Ett sådant samarbete finns i dag inom såväl värme- som elsektorn. Det är rimligt att staten ser över hur det statliga stödet till forskning och utveckling skall utformas för att underlätta sådan samverkan. De s.k. branschforskningsprogram som i dag finansieras gemensamt av staten och kraftindustrin är en modell som passar också för konkurrensutsatta branscher. Det finns t.ex. ett motsvarande program för pappers- och massaindustrin.

Det bör påpekas att även i dessa frågor bör såväl EU:s statsstödsregler som konkurrenslagens regler om konkurrensbegränsande samarbete beaktas. Vad gäller forskning och utveckling kan dock

nämnas att regeringen för vissa kategorier av samarbeten beslutat om generella undantag från konkurrenslagens förbud mot konkurrensbegränsande avtal. Ett av de s.k. gruppundantagen avser avtal om forskning och utveckling. Avtal som uppfyller särskilt angivna förutsättningar för gruppundantag behöver inte anmälas till Konkurrensverket.

Flera betydelsefulla teknikgenombrott har skett inom den industri som levererar utrustning efter beställningar från och i samarbete med kraftindustrin. Samarbetet mellan Vattenfall och ASEA om tekniken för att överföra kraft över långa sträckor är ett exempel på detta. Farhågor förekommer, både när det gäller Vattenfall AB och t.ex. Telia, att denna typ av samarbete inte skulle vara möjlig på en reformerad marknad. Den förmåga till långsiktighet och till stora avsättningar av resurser som fanns inom företagen på den reglerade marknaden kan eventuellt behöva kompenseras. Det saknas i dag tillräcklig kunskap om dessa processer. Förutsättningarna för den typ av riktade beställningar som legat till grund för ovan nämnda utvecklingsarbete torde dock i viss utsträckning ha förändrats genom de nya krav som lagen (1992:1528) om offentlig upphandling (LOU) ställer.

En av fördelarna med en reformering av elmarknaden är att den skapar vissa möjligheter för konsumenterna att välja mellan el från olika kraftslag. Ett växande miljöintresse kan leda till ökad efterfrågan på förnybara energikällor. En sådan utveckling bör stimulera kraftföretag och utrustningstillverkare att intensifiera sina ansträngningar att utveckla miljöacceptabla produktionsmetoder.

2.4 Energihushållning på en reformerad elmarknad

Staten utnyttjar flera olika typer av styrmedel för att stimulera till effektivare energianvändning. Exempelvis beskattas energikonsumtion relativt hårt jämfört med konsumtion av andra varor. Så som beskrevs i avsnitt 2.2.4. avsätter staten också medel för att informera elkonsumenterna om möjligheterna till effektivare energianvändning. Staten bidrar även till att utveckla energieffektiv teknik. I tidigare energihushållningsprogram har staten även stött olika typer av energihushållningsåtgärder, t.ex. tätning och tilläggsisolering av bostäder. De ovan nämnda styrmedlen kan användas oberoende av hur elmarknaden är organiserad. Under de senaste åren har också begreppen "Least cost planning" och "balansprincip" diskuterats flitigt i Sverige. I 1991 års energipolitiska beslut uttrycks den s.k. balansprincipen så att investe-

ringar i effektivisering bör genomföras så länge kostnaderna per kWh inte överstiger kostnaderna för ny produktion.

Balansprincipen utvecklades ursprungligen i U.S.A, där elmarknaderna ofta kännetecknas av bristande konkurrens och regleringar. Amerikanska kraftföretag kan inom ramen för sina koncessioner åläggas att erbjuda abonnenterna kostnadseffektiva lösningar på deras behov av eltjänster. I de fall det är billigare att vidta en åtgärd hos användaren är elleverantören skyldig att på marknadsmässiga villkor bistå abonnenten. Det kan t.ex. gälla investeringar i ny, mer energisnål teknik, som amorteras genom debitering från energibolaget. Systemet har funnits i ca 15 år i vissa delstater.

En tillämpning av det amerikanska systemet för "least cost planning" förutsätter att företagen är vertikalt integrerade. Det har från statsmakterna inte bedömts vara aktuellt att införa liknande regler i Sverige. I proposition 1992/93: 100 (bil. 13, s. 689) står:

En avreglerad elmarknad med utvecklad konkurrens bidrar till ett effektivare resursutnyttjande för alla marknadens aktörer. Några formella regler om att tillämpa balansprincipen bör ej införas. Balansprincipen kan dock i en del fall vara vägledande när det gäller insatser på effektiviseringsområdet.

Vidare framhålls:

....en väl fungerande energimarknad är en grundläggande förutsättning för att ökad effektivitet skall uppnås i energianvändningen. Priset är ett viktigt styrmedel för marknadens aktörer. Den avreglering som nu förestår den svenska elmarknaden kommer ytterligare stärka prisbildningens roll som informationssystem. De informationsinsatser som görs inom ramen för energihushållningsprogrammet utgör ett komplement till marknaden när det gäller att åstadkomma ett ökat energisparande. Spridningen av information kan bidra till att energianvändarnas kunskap och beslutsunderlag förbättras.

Det skulle på en reformerad marknad vara möjligt att knyta vissa uppgifter på effektiviseringsområdet till nätföretagen. I Norge, som har en ellagstiftning som liknar den vilande svenska ellagen, krävs det att nätföretagen skall tillhandahålla rådgivning och information. Kostnaderna för denna verksamhet får nätföretagen täcka genom avgifter.

På den reformerade elmarknaden kommer kraftbolag och återförsäljare av el att verka närmare kunderna och det är tänkbart att olika former av energitjänster kommer att erbjudas som ett konkurrensmedel. Nya aktörer kommer också att etablera sig, exempelvis återförsäljare av el med specialkompetens, som kan erbjuda sig att ta hand om kundernas ändamål med elanvändning. Dessa företag kan exempelvis för ett fast pris se till att kundernas önskemål tillgodoses, och då med en lämplig balans mellan åtgärder hos kunden och tillförsel av energi. Aktörer som inte har till huvuduppgift att producera och sälja elektricitet kan många gånger lättare klara denna uppgift. Elkonsumenterna kanske också upplever sådana specialistföretag som mer trovärdigt än om en elproducent erbjuder motsvarande tjänster. På dagens elmarknad är det svårt för denna typ av företag att etablera sig.

2.5 Förutsättningarna för en fungerande konkurrens

Elprisets utveckling är en fråga som varit central i diskussionen om elmarknadens spelregler. Ett vägval finns mellan den marknadsform som diskuterades av utredningen EL 90 (SOU 1990:21), dvs. att politikerna styr utvecklingen via Vattenfall, som i så fall tillåts bli helt dominerande, och den nu vilande elmarknadsreformen där konkurrensen är tänkt att på ett enklare sätt ge låga kostnader och priser. Det bör påpekas att när EL 90-utredningen kom var Vattenfall fortfarande ett affärsdrivande verk med en taxesättning som i praktiken var underställd riksdagen. Dagens situation är förändrad, vilket redovisas i underlagspromemoria 1, avsnitt 1.

Det finns i dag en viss överkapacitet i kraftsystemet, vilket inte i tillräcklig omfattning avspeglas i elpriserna. En ökad konkurrens på marknaden skulle också kunna medföra att det utrymme som finns att ytterligare effektivisera elproduktionen och överföringssystemet tas tillvara. Den stora samhällsekonomiska fördelen med elmarknadsreformen förväntas uppstå i samband med investeringar i nya produktionsanläggningar. Kostnaderna för dessa kan komma att reduceras när företagen inte längre har leveransmonopol. Stora förhoppningar knyts således till elmarknadsreformen, som under vissa betingelser skulle kunna ge lägre priser på både kort och lång sikt, och därmed underlätta de köpande företagens konkurrensförmåga, bl.a. på de internationella marknaderna.

Den svenska elmarknaden kännetecknas av en hög koncentration på

produktionssidan.¹³ Om det inte uppstår en aktiv konkurrens på marknaden kan reformeringen därför ge upphov till högre priser genom att de stora aktörerna då kan styra prisnivån till sin egen förmån. Det förekommer även farhågor om att marknadspriset skulle kunna bli instabilt.

Prisnivån på den tillfälliga handeln kommer troligen att variera kraftigt över tiden. Det visar inte minst erfarenheterna från Norge. I situationer med gott om el pressas priserna ner mot kraftföretagens rörliga produktionskostnader, medan en period när det är ont om el innebär höga priser. Ett stort kraftföretag skulle sannolikt också periodvis ha möjlighet att påverka priset på tillfällig kraft genom att dra undan sitt utbud från marknaden eller bjuda ut stora volymer till låga priser. För elkonsumenterna och elproducenterna är dessa variationer emellertid av en begränsad ekonomisk betydelse. Det är också svårt att se att det nämnda företaget skulle göra några vinster genom ett sådant beteende. Både de köpande och säljande företagen på elmarknaden har ett gemensamt intresse av stabilitet. Processindustrin kan inte bygga sin elförsörjning på tillfälliga leveranser, som beslutas dag för dag, och kraftföretagen med sina stora produktionsanläggningar eftersträvar också säkerhet om de framtida avsättningsmöjligheterna och betalningsströmmarna. Längre kontrakt kommer därför att dominera i handeln.

Om det ändå skulle visa sig att ett eller flera av kraftföretagen faktiskt utnyttjar sin marknadsmakt på ett otillbörligt sätt finns det genom konkurrenslagstiftningen möjligheter för staten att påverka utvecklingen i mer konsumentvänlig riktning. Med den nya konkurrenslagen har den konkurrensövervakande myndigheten betydligt större möjligheter att främja konkurrensen än tidigare. Lagen har delvis blivit testad under 1994 genom att ett par elmarknadsrelaterade frågor har behandlats, bl.a. producenternas produktionsarbete och det gamla stamnätsavtalet mellan staten och de större icke-statliga kraftföretagen. Med reservation för resultaten av pågående domstolsprövningar i dessa ärenden indikerar utfallen i konkurrensverkets prövningar att konkurrenslagstiftningen kommer att ha stor inverkan på utvecklingen.

Affärsverket svenska kraftnät har ett speciellt ansvar att verka för ökad konkurrens mellan kraftföretagen. Detta kan verket göra genom att t.ex. underlätta handel över gränserna. Det kan också göras genom att

¹³ Den ökade vertikala integrationen på marknaden behandlas i underlagspromemoria 1.

villkor för balanstjänst m.m. utformas på ett sätt som underlättar för mindre aktörer att agera på marknaden (se vidare underlagspromemoria 3). Svenska kraftnät är också engagerade i att organisera den tillfälliga handeln med kraft inom Sverige och mellan de nordiska länderna. En organiserad handelsplats för tillfällig handel innebär stora fördelar för samtliga aktörer på elmarknaden, men speciellt för de mindre producenterna och för elköparna.

3 Försörjningstrygghet

En mycket väsentlig fråga är hur elmarknadsreformen skulle påverka investeringsverksamheten i elsektorn, och vilka konsekvenser eventuella förändringar i detta avseende kan få för upprätthållandet av försörjningstryggheten i det svenska elsystemet. I underlagspromemoria 2 har frågan delvis behandlats. Där betonades bl.a. vikten av stabila planeringsförutsättningar för att producenter, kunder m.fl. skall våga genomföra långsiktiga investeringar. I denna promemoria fördjupas diskussionen genom en analys av hur elmarknadsreformen beräknas påverka leveranssäkerheten, investeringsviljan och den långsiktiga försörjningstryggheten. Därvid diskuteras också om investeringsinriktningen kan förväntas att ändras med det nya regelverket för elmarknaden.

Hur försörjningstryggheten påverkas av nya utlandsförbindelser och av utrikeshandel med el behandlas i underlagspromemoria 4.

3.1 Begreppet försörjningstrygghet

Begreppet försörjningstrygghet är mångfacetterat. Tryggheten i elförsörjningen beror till viss del på risken för elavbrott eller fysisk ransonering. Denna aspekt på försörjningstryggheten behandlas nedan under benämningen leveranssäkerhet.

Det räcker dock inte med att leveranssäkerheten i teknisk bemärkelse är god. Förutom genom tekniska minimikrav på överföringsnät och övriga anläggningar kan problem i detta avseende, om inte på annat sätt, i allmänhet klaras genom att elpriset höjs så att efterfrågan på el reduceras. I begreppet försörjningstrygghet ligger vanligen också att priset på el inte skall bli så högt att det allvarligt hotar konkurrenskraften för svensk industri eller leder till kraftigt höjda levnadskostnader för svenska hushåll. Denna aspekt betonas starkt i 1991 års energipolitiska riktlinjer. Energipolitikens mål är att på kort och lång sikt trygga tillgången på el och annan energi på med omvärlden konkurrenskraftiga villkor.

I avsnitten 3.2 - 3.6 nedan behandlas försörjningstryggheten ur båda de nämnda perspektiven. Därutöver brukar man också med försörjnings-

trygghet avse elförsörjningens uthållighet vid avspärning och låga känslighet för störning vid kris och krig. Denna fråga behandlas för närvarande av en särskild utredning, Ellagstiftningsutredningen (N 1992:04). Utredningen skall senast den 28 februari 1995 redovisa hur elberedskapen bör hanteras i samband med den vilande ellagstiftningen.

Leveranssäkerhet

Leveranssäkerheten för en elkund beror på säkerheten i hela leveranskedjan från kraftstation till kundens anslutningspunkt. Avbrott i elleveranserna är oftast kortvariga, från minuter till några timmar, och uppstår vanligen till följd av något tekniskt fel i överföringssystemet.

I näten för de lägre spänningarna beror avbrottsfrekvensen i hög grad på om kunden finns i tätort eller på landsbygd, eftersom många fel drabbar luftledningarna i samband med åska, storm eller snöfall. Stamnätets ledningar och skyddssystem är byggda så att de i allmänhet endast påverkas av åska eller nedisning och efter åska mycket snabbt kan kopplas in igen. Detta nät är ett hopmaskat system, och är så dimensionerat att enstaka fel inte leder till leveransavbrott. Produktionsanläggningarna och stamnätet är orsak till en mycket liten del av elabonnents avbrottstid, men om ett större fel inträffar där kan detta leda till geografiskt mycket omfattande avbrott.

Det mest omfattande elavbrottet i Sverige sedan år 1955 inträffade den 27 december 1983, då två tredjedelar av alla abonnenter blev utan el upp till några timmar. Efter denna händelse tillsattes Kommissionen om elförsörjningens sårbarhet, som redovisade sitt uppdrag i betänkandet *Säker elförsörjning* (SOU 1984:69). Där gjordes ingen särskild bedömning av vad som ur samhällets synvinkel skulle betraktas som lämplig leveranssäkerhetsnivå, utan det noterades att den nivå som då fanns var acceptabel och inte behövde höjas. Däremot utfärdades ett antal rekommendationer om bl.a. olika åtgärder som elkunderna borde företa för att reducera verkningarna av ett elavbrott.

I betänkandet redovisades driftstörningsstatistik från Vattenfall, som då var ansvarigt för stamnätet. En störning som berör en stor del av landet uppskattades kunna inträffa en gång på 20-50 år och en regional störning 0,5-2 gånger per år.

En annan form av leveransinskränkningar kan bero på otillräcklig kapacitet i produktionssystemet. Man talar här om dels brist på energi (t.ex. under ett torrår med låg vattenkraftsproduktion), dels brist på

effekt (dvs. att elbehovet under en förbrukningstopp inte kan tillgodoses). Till skillnad från de avbrott som uppstår momentant till följd av ett tekniskt fel i överföringssystemet kan kapacitetsbrister förutses längre eller kortare tid i förväg, och elabbonenterna kan förvarnas om en väntad bristsituation. Senast det förelåg elbrist med ransonering var vintern 1969/70. Orsaken var en kombination av låg vattentillrinning två år i rad, en mycket kall vinter med hög elförbrukning och fel på ett par värmekraftstationer. Att det ibland inträffar ransoneringssituationer behöver inte betyda att systemet är underdimensionerat. I de dimensioneringskriterier som kraftföretagen tillämpar accepterar man en risk motsvarande en ransonering på 30 år. Det är inte ekonomiskt motiverat att bygga ut kapaciteten i sådan omfattning att leveranserna alltid kan garanteras. I det svenska kraftsystemet, med en stor andel vattenkraft, är risken för effektbrist ännu lägre än för energibrist, eftersom de produktionsutbyggnader som har gjorts för att begränsa risken för energibrist också har givit en god effekttillgång.

I en rapport från UNIPEDE (International Union of Producers and Distributors of Electrical Energy) presenteras leveransstatistik för perioden 1982-91 från ett tjugotal, huvudsakligen västeuropeiska länder.¹ Uppgifterna redovisades i form av genomsnittliga avbrottstider. För det svenska elsystemet var den genomsnittliga avbrottstiden ca 11 minuter per år, medan genomsnittet för samtliga länder uppgick till 20 minuter per år. I de svenska uppgifterna ingår den ovan nämnda störningen i december 1983 som orsakade mer än hälften av den angivna avbrottstiden, och som svarade för en dominerande del av de avbrott som stamnätet orsakade under perioden.

En tryggad elförsörjning

Svenska hushåll och företag har traditionellt haft en god tillgång på el till jämfört med omvärlden låga priser. De svenska naturtillgångarna i form av bl.a. vattenkraft, skog och järnmalm gav ursprungligen möjligheter att bygga upp både en förhållandevis billig elproduktion och en på råvarorna baserad, ofta elintensiv industri. Svensk industri har under lång tid haft en komparativ fördel i tillgången till el på konkurrenskraftiga villkor.

En tryggad energiförsörjning ses som en förutsättning för en utvecklad industrination. Energipolitiken är av stor betydelse för en

¹ Quality of Supply from Electric Power Systems, UNIPEDE, Paris 1993.

hållbar ekonomisk tillväxt. Av den anledningen har en myndighet särskilt ansvar på det energipolitiska området.

Den svenska vattenkraften, som var grunden för landets elektrifiering, är numera i stort sett utbyggd. Ny elproduktion kan inte beräknas att tillkomma till lika låga priser som hittills. De investeringar som blir nödvändiga för att upprätthålla elsystemets leveransförmåga under en omställning av energisystemet kan beräknas att ske i dyrare kraftslag. Det är i detta sammanhang väsentligt att elsystemet utformas och dimensioneras så att de samhällsekonomiska kostnaderna för elsystemet blir så låga som möjligt. Ett viktigt krav i sammanhanget är att utvecklingen fortgår utan så tvära och kraftiga prisförändringar att elkundernas möjligheter att planera för framtiden omöjliggörs.

I 1991 års energipolitiska riktlinjer betonas detta:

En säker tillgång på el till ett rimligt pris är en viktig förutsättning för den svenska industrins internationella konkurrenskraft. Energipolitiken skall utformas så att denna förutsättning bevaras. Särskilt för den elintensiva industrin som omfattar viktiga basnäringar som pappersindustrin, gruvindustrin och stålindustrin är detta ett grundläggande krav. Det är därför nödvändigt att det finns tillräcklig kapacitet i elproduktionen och att priset på el sätts efter marknadens villkor.

I en tryggad elförsörjning ligger således att det legala regelverket för produktion och överföring av el är sådant att kundernas behov av el tillgodoses på ett kostnadseffektivt sätt till stabila och rimliga priser. I det sammanhanget blir lagstiftningens konsekvenser för investeringsverksamheten av särskilt stor betydelse. Betydelsefulla frågor är om ny kraftproduktion kan tillkomma i tillräcklig omfattning för att tillgodose behovet av el, och om den kan byggas ut utan allt för stora prisfluktuationer.

I försörjningstryggheten ligger också att elförsörjningssystemet skall vara uthålligt och robust i det längre tidsperspektivet. Därför skall elförsörjningen uppfylla viktiga miljö- och säkerhetskrav. I de energipolitiska riktlinjerna sammanfattas detta i följande meningar: "Landets elförsörjning skall tryggas genom ett energisystem som i största möjliga utsträckning grundas på varaktiga, helst inhemska och förnybara energikällor samt en effektiv energihushållning. Stränga krav skall ställas på säkerhet och omsorg om miljön vid användningen och utformningen av all energiteknik."

En viktig fråga i detta sammanhang är vilka långsiktiga försörjningsfrågor som bör ligga i myndighetsansvaret på energiområdet. Den berörs också i de följande avsnitten.

3.2 Ansvaret för försörjningstryggheten

Myndighetsansvaret hittills

Dåvarande Statens energiverk hade t.o.m. år 1990 ett övergripande ansvar att värna om det s.k. energiintresset, dvs. att samhällets krav på billig och säker energiförsörjning tryggas på ett sätt som tillgodoser högt ställda krav på miljö och säkerhet. Denna uppgift uppfylldes genom utredningar på bl.a. regeringens uppdrag eller på eget initiativ, remisser i energipolitiskt relevanta frågor, olika typer av konsekvensbedömningar m.m. Verket hade dessutom det operativa ansvaret för flertalet av de energipolitiska programmen. Statens energiverk hade också myndighetsuppgifter som koncessionsgivning för elektriska ledningar, föreskrifter om elsäkerhet, tillsyn enligt starkströmsförordningen och ansvaret för energiberedskapen.

Statens energiverks uppgifter fördes till NUTEK år 1991. Elsäkerhetsuppgifterna överfördes år 1993 till det nybildade Elsäkerhetsverket. Den 1 juli 1994 fick NUTEK ytterligare myndighetsuppgifter på elmarknaden i och med att den s.k. nätmyndigheten förlades till NUTEK. Av NUTEK:s instruktion framgår att verket har ett övergripande ansvar för omställningen av energisystemet. NUTEK har också ett övergripande ansvar att värna om näringslivets utveckling. Eftersom energiförsörjningen och särskilt försörjningen med elenergi har stor betydelse för utvecklingen av svensk industri arbetar NUTEK för båda dessa intressen.

Statens naturvårdsverk har ett övergripande ansvar för kraftsystemets påverkan på miljön, medan Statens kärnkraftinspektion har ansvaret för kärnkraftverkens säkerhet.

Tidigare hade Statens vattenfallsverk och övriga större kraftproducenter tagit på sig ansvaret för elsystemets drift och säkerhet, vilket reglerades i ett antal formella och informella överenskommelser. Före den 1 januari 1992 reglerades kraftföretagens samarbete i huvudsak genom två avtal, stamnätsavtalet och samkörningsavtalet. Statens Vattenfallsverk var part i båda avtalen.

Genom samkörningsavtalet reglerades samarbetet avseende leveranssäkerhet och produktionsoptimering. Som grundläggande krav på de

deltagande företagen angavs en tillfredsställande leveranssäkerhet (i huvudsak genom egen kraftproduktion eller långfristiga avtal) samt möjlighet att snabbt styra produktionen. Avtalet fastställde också principerna för utbyte av tillfällig kraft mellan parterna. Vidare förband sig företagen att hjälpa varandra vid kraftbrist och att delta i frekvensregleringen. Av avtalet mellan kraftproducenterna framgick vidare att Statens vattenfallsverk hade det yttersta ansvaret för landets kortsiktiga elbalans.

Genom stamnätsavtalet reglerades de tekniska och ekonomiska villkoren för kraftföretagens elöverföring på stamnätet. Förutom avgiftsstrukturen m.m. för olika typer av abonnemang innehöll avtalet bl.a. särskilda villkor för tillgång till nätet, t.ex. krav på reservkapacitet i produktion.

I samband med bolagiseringen av Statens vattenfallsverk den 1 januari 1992 överfördes verkets få specifika myndighetsuppgifter, ansvaret för elberedskapen och samordningen av forskningen inom elområdet, till NUTEK. Ansvaret för stamnätet och den kortsiktiga elbalansen lades hos Affärsverket svenska kraftnät (Svenska kraftnät).

Myndighetsansvar på den reformerade elmarknaden

Svenska kraftnät har i dag ansvaret för att det svenska stamnätet (överföringsförbindelserna på spänningsnivåerna 220 och 400 kV) utvecklas och drivs effektivt. Svenska kraftnät har också ansvaret för den kortsiktiga elbalansen, dvs. för att frekvensen inte varierar på ett otillfredsställande sätt på det svenska elnätet.

Myndighetsansvaret för att det nationella elnätet utvecklas och drivs effektivt och för att effektivitetsvinsterna kommer elkonsumenterna till del skall enligt den vilande lagstiftningen ligga hos den s.k. nätmyndigheten, NUTEK.

Ansvarsförhållandena är således väl definierade när det gäller tillsynen av nätverksamhet och nätstabiliteten. När det gäller elsystemets långsiktiga utveckling vad avser leveransförmåga och prisutveckling är myndighetsansvaret mer komplext.

I princip sätter samhället ramarna för de enskilda aktörernas verksamhet inom elsektorn. Det sker genom exempelvis säkerhetskrav på kärnkraftverk, miljökrav, miljöskatter, osv. Myndighetsansvaret för dessa bestämmelser ligger hos Statens kärnkraftinspektion, Naturvårdsverket, Riksskatteverket m.fl. NUTEK har i egenskap av energiansvarig

myndighet ett samordningsansvar och skall företräda det s.k. energiintresset gentemot andra intressen.

Samhället har också det övergripande ansvaret för att konkurrensen på den svenska elmarknaden fungerar tillfredsställande mellan svenska företag och mellan svenska och utländska företag. Myndighetsansvaret ligger i första hand hos Konkurrensverket, men även andra myndigheter har uppgifter i syfte att främja konkurrensen.

Rollfördelningen på den reformerade elmarknaden innebär att ansvaret för elproduktionssystemets tillräcklighet kommer att ligga i producenternas affärsmässiga ansvar gentemot sina kunder. Den planering som hittills har skett i samverkan mellan kraftföretagen kommer således inom det nya regelverkets ramar i stället att ske genom uppgörelser mellan producenterna och deras kunder. Konsekvenserna att denna viktiga förändring behandlas närmare i de följande avsnitten.

3.3 Investeringsverksamheten på elmarknaden

Dagens företagsstruktur inom elproduktionen har till stor del historiska orsaker. Tidigt uppfördes kraftverk med varierande ägarintressen - statliga, kommunala och privata - för lokala behov. Ett stort antal företag växte på så sätt upp, varav vissa expanderade och efterhand kom att svara för en allt större del av elproduktionen.

Under de senaste årtiondena har koncentrationen av ägandet fortsatt. Det är främst industriföretag som tidigare bedrev kraftverksrörelse vid sidan av den huvudsakliga sysselsättningen, som nu har lämnat elsektorn. Listan på sådana industriföretag är lång: Avesta, SKF, Sandvik, Korsnäs, Gränges (Electrolux), SCA, Uddeholm, Billerud m.fl. Köpare har i dessa fall varit Sydkraft, Gullspång, Stockholm Energi och Vattenfall. På så sätt har det vuxit fram ett fåtal större renodlade kraftföretag.

Med den gällande ellagen är det omöjligt att starta nya kraftföretag om man inte redan har en eldistributionsrörelse där produktionen kan avsättas. Visserligen finns det inte, som i många andra länder, någon speciell lagstiftning som förhindrar att nya aktörer bygger kraftverk. Genom koncessionssystemet har dock de etablerade producenterna och distributörerna möjlighet att hindra en nyttillkommen producent att sälja elen. Vissa kommuner har byggt upp egna kraftföretag efter att från början bara sysslat med distribution. I samtliga fall har det varit fråga om kommuner som byggt kraftvärmeverk för både el- och värmeproduktion i samband med utbyggnad av fjärrvärme.

Den övervägande delen av elproduktionen är därför idag koncentrerad till ett fåtal företag, även om det totalt finns ett hundratal producenter. De största företagen och deras andel av produktionen år 1993 var:

Vattenfall AB	52 %
Sydkraft AB	18 %
Gullspångs Kraft AB	6 %
Stockholm Energi AB	6 %
Stora Kraft AB	5 %
Graningeverkens AB	2 %
Skellefteå Kraft	2 %
AB Skandinaviska Elverk	1 %
Övriga	8 %

Aktuell utbyggnadsnivå

Leveransförmågan i det svenska elsystemet uppgår i dag till ca 150 TWh per år (vid normal vattentillrinning). Huvuddelen av produktionstillgångarna är vatten- och kärnkraftverk (ca 63,5 respektive 72 TWh/år). De övriga produktionstillgångarna fördelar sig på kraftvärme (ca 5,5 TWh/år), industriellt mottryck (ca 4,5 TWh/år), kondenskraft (ca 25 TWh/år), gasturbiner (upp till 5 TWh/år) och vindkraft (ca 0,02 TWh/år).²

Den uppräknade produktionsförmågan uppgår sammanlagt till ca 175 TWh per år. Med hänsyn till elförbrukningens variationer över året samt till risken för torrår och haverier beräknas den samlade leveransförmågan, dvs. systemets förmåga att tillgodose den svenska elförbrukningen enligt de kriterier som tillämpas avseende risk för energi- och effektbrist, att vara ca 150 TWh per år. Till detta skall läggas möjligheterna att importera el. Vid normala år kan som maximal nettoimport påräknas ca 10 TWh. Vid torrår i hela Norden minskar emellertid möjligheterna till nettoimport av den omfattningen avsevärt.

Beträffande effektsituationen är marginalen lika god som energimarginalen.

Den totala elförbrukningen, inklusive överföringsförluster och

² Uppgifter från Svenska Kraftverksföreningen.

leveranser till avkopplingsbara elpannor, var 140 TWh år 1994. Undantas elleveranserna till elpannorna var förbrukningen 135 TWh. Skillnaden mellan maximal möjlig tillförsel av el till det svenska systemet, ca 160 TWh per år, och dagens elförbrukning exklusive avkopplingsbara elpannor, ca 135 TWh, är ca 25 TWh. Denna skillnad utgörs till stor del av elproduktion i kondens- och gasturbinverk som inte är avsedda att användas annat än kortvarigt och under särskilda omständigheter. Om denna produktionskapacitet utnyttjades fullt ut skulle koldioxidutsläppen öka med upp emot 8 miljoner ton per år i Sverige och med ytterligare kanske 4 miljoner ton utomlands.

Kapacitetsöverskottet är inte jämnt fördelat mellan företagen utan finns främst hos Vattenfall. Det beror både på kraftanskaffning och på att företagets marknadsandel minskat under de senaste åren genom att vissa distributörer fått möjlighet att byta inköpskälla trots att någon ny lagstiftning ännu ej införts.

Dagens situation, som kännetecknas av viss överkapacitet, kommer sannolikt inte att bestå. Elförbrukningen ökar, om än i långsam takt, samtidigt som vissa äldre värmekraftverk (bl.a. gasturbiner) kommer att läggas ned. Även avtalen om import från Norge upphör inom några år.

Utbyggnadsplaneringen

I takt med att elnäten byggdes ut kopplades produktionsanläggningar ihop till ett landsomfattande kraftsystem. Kraftföretagen började på ett tidigt stadium att samarbeta vid driften av systemet för att därigenom sänka kostnaderna. Ett regelstyrt samarbete uppstod när de större kraftföretagen för ca 30 år sedan träffade ett gemensamt samkörningsavtal, vilket innehöll villkor för kraftutbyten och deras prissättning samt regler om ömsesidig hjälp vid bristsituationer. För att få tillträde till det organiserade samarbetet måste företaget uppfylla vissa minimivillkor när det gällde leveranssäkerhet och företagsstorlek. Avtalet omarbetades till den 1 januari 1992 och samarbetet har därefter benämnts produktionsoptimeringen med i allt väsentligt oförändrade villkor. I samarbetet ingår ett tiotal företag som svarar för över 90 % av landets produktion.

Leveranssäkerhetskraven på varje deltagare har varit dels ett krav med avseende på effekt, dels ett krav med avseende på energi. Risken för energibrist får inte överstiga 3 % och risken för effektbrist inte 0,1 %. Detta kan beskrivas som att energibrist inte får inträffa mer än en gång på 30 år och effektbrist inte mer än 9 timmar per år. Kraven gäller för s.k. primakraftleveranser, vilket innebär att hänsyn får tas till den eventuella avkopplingsrätt som ett företag kan ha för en del av sin

försäljning. Det är dock varje enskilt kraftföretag som självständigt beslutar vilka investeringar som skall genomföras.

I verkligheten uppstår ett antal praktiska problem när det gäller att uppnå ett optimalt kraftsystem. Beslut om nya anläggningar måste med hänsyn till erforderlig tid för tillståndprocess och utbyggnad fattas många år innan anläggningen kan tas i drift. Därför måste beslut om nya anläggningar baseras på prognoser eller andra bedömningar av det framtida elbehovet.

Elproducenterna måste således, i likhet med många andra företag, bedöma marknadsutvecklingen på 5-10 års sikt. De kan inte heller med full säkerhet bedöma sin framtida produktionsförmåga. Detta medför en risk för såväl över- som underutbyggnad av elsystemet. Sådana situationer har inträffat under den senaste 30-årsperioden och kommer inte heller att kunna undvikas i framtiden.

Problemen med att finna rätt utbyggnadsnivå för elsystemet var på sätt och vis lättare att hantera företagsekonomiskt tidigare, när elbehovet växte snabbt. En för tidigt byggd anläggning kunde då vara fullt motiverad redan något eller några år efter det att den tagits i drift. Å andra sidan kunde en underutbyggnad leda till betydande och långvariga problem med att bygga ikapp.

3.4 Ansvarsfördelningen på den nya elmarknaden

I det svenska elsystemet är många företag verksamma med produktion, överföring och försäljning, och det finns ett stort antal elkunder med olika stor förbrukning. Inom elsystemet krävs en ansvarsfördelning mellan dessa aktörer. I praktiken kan rollerna fördelas mellan dem på olika sätt och den nödvändiga koordineringen av systemet kan ske med olika medel. Den vilande ellagen innebär jämfört med det hittills gällande regelverket en ändrad ansvarsfördelning i det svenska elsystemet. I delar av systemet förutsätts verksamheten bedrivas på kommersiella villkor, medan den i andra delar regleras. För såväl den konkurrensutsatta som den reglerade verksamheten anger lagstiftningen de ramar inom vilka aktörerna kan vara verksamma. Samtidigt preciseras och lagfästs statens ansvar, främst vad gäller överföring av el på stamnätet och koordineringen av elbalansen.

Det sistnämnda är Svenska kraftnäts ansvar och behandlas nedan i avsnitt 3.4.1. NUTEK har ansvaret för att det finns tillräcklig nät-

kapacitet, vilket behandlas i avsnitt 3.4.2. I avsnitt 3.4.3 behandlas relationerna mellan producenter, leverantörer och konsumenter på den nya marknaden.

3.4.1 Systemansvaret

För att koordinera systemet och svara för elbalans och nätdrift krävs att någon har det övergripande ansvaret, systemansvaret. Därmed avses den driftmässiga samordningen av alla delsystem, som är sammanknutna via stamnätet. Från och med den 1 januari 1995 har Svenska kraftnät detta ansvar. Regeringen har utfärdat närmare föreskrifter som ger Svenska kraftnät, i den utsträckning det behövs för att kunna utöva systemansvaret, befogenhet att beordra elproducenter att öka eller minska produktionen.

Regeringen har också utfärdat föreskrifter om skyldighet för elproducenter och elkonsumenter att till Svenska kraftnät ge in de uppgifter om produktion eller konsumtion av el som behövs för att systemansvaret skall kunna upprätthållas.

Svenska kraftnäts ansvar för balanshållningen innebär att landets totala elproduktion i varje ögonblick skall vara lika stor som den totala elförbrukningen. Balanshållning kallas också frekvensreglering, eftersom det är frekvensen på nätet som påverkas vid obalans.

Svenska kraftnät har ett avtal med Vattenfall som innebär att Vattenfall sköter finbalanseringen av systemet. För att kunna utnyttja landets samtliga reglerresurser på ett effektivt sätt är dock avsikten att Svenska kraftnät på sikt skall organisera en s.k. balanstjänst. Till balanstjänsten skall producenter och vissa konsumenter (t.ex. de som har avkopplingsbara elpannor) löpande bjuda in reglerkapacitet. Dessa reglerresurser disponeras därefter av balanstjänsten och utnyttjas för att momentant upprätthålla balans mellan produktion och konsumtion. De som tillhandahåller reglerkapacitet ersätts på marknadsmässiga villkor.

Genom balanstjänsten kan de producenter, återförsäljare eller elkonsumenter som tecknar avtal med Svenska kraftnät (balansansvariga) hantera sina tillfälliga obalanser mellan produktion och försäljning eller mellan konsumtion och inköp. Dessa obalanser beräknas i efterhand när mätinformation och kontraktsinformation har sammanställts av Svenska kraftnät. Den som har ett positivt saldo gentemot Svenska kraftnät ersätts för detta. På motsvarande sätt innebär ett negativt saldo att den balansansvarige får betala för elförbrukningen till Svenska kraftnät.

För att klara såväl balanshållningen som större störningar i produk-

tionen eller nätdriften krävs tillgång till driftreserver. Normaldriftsreserverna skall vara tillgängliga för frekvensreglering och för att hantera prognosavvikelser, medan störningsreserverna skall kunna täcka plötsliga produktionsstörningar eller problem i överföringsnätet. Dessa reserver är gemensamma för hela det synkront hopkopplade nordiska elsystemet.

Inom ramen för sitt systemansvar har Svenska kraftnät ansvaret för frekvensreglering vid såväl normal som störd drift. Det betyder att Svenska kraftnät genom avtal med producenter kommer att verka för att de nödvändiga investeringarna i störningsreserver genomförs.

På grund av Sveriges geografiskt centrala läge är det Svenska kraftnät (tidigare Vattenfall) som ansvarar för att samordna rutinerna för övervakning och planering av de nordiska reserverna. Svenska kraftnät planerar att inom kort att teckna avtal med Statnett i Norge om de svenska reservernas omfattning.

Prissättningen av balanskraften är viktig för att de balansansvariga skall teckna avtal som motsvarar deras beräknade elkonsumtion eller elproduktion. Om det vore mer fördelaktigt (eller lika fördelaktigt) att köpa kraften från Svenska kraftnät, skulle Svenska kraftnät snart få rollen som inköpsorganisation. Svenska kraftnät kan inte heller sätta ett för högt pris, dvs ett pris som är mycket högre än marknadspriset, eftersom ett sådant pris särskilt missgynnar de köpare och säljare som saknar egen elproduktionskapacitet.

Ett väl avvägt pris på balanskraft förutsätter att Svenska kraftnät har en god uppfattning om marknadspriset på tillfällig kraft. Ett av motiven till att Svenska kraftnät har engagerat sig i att skapa en organiserad norsk-svensk handel med tillfällig kraft är att en sådan ger ett gott underlag för prissättning av balanskraft.

För att säkerställa att aktörerna har drivkrafter för att teckna korrekta leveransavtal kommer således Svenska kraftnät att prissätta balanskraften så att det aldrig är billigare att köpa balanskraft än att handla kraften till marknadspris.

3.4.2 Nätägarnas ansvar och nätmyndighetens roll

Enligt den vilande ellagstiftningen är en nätkoncessionshavare (nätägare) skyldig att på skäligen villkor ansluta andras ledningar och anläggningar till sitt nät. Skyldigheten att ansluta gäller emellertid endast om nätets eller ledningens kapacitet är tillräcklig för att anslutning skall kunna ske utan att leveranssäkerheten i nätet riskeras.

I samband med att en koncessionshavare prövar en begäran om anslutning skall han ta ställning till om nätet har kapacitet att klara de överföringar som blir möjliga med den begärda anslutningen. När en anslutning väl har accepterats bör det således inte uppstå några kapacitetsproblem till följd av anslutningen. De ökade möjligheterna att fritt välja leverantör och en ökad konkurrens mellan elsäljare bör inte medföra att nya kapacitetsproblem uppstår. De fysiska flödena av el i nätet ändras inte av att en förbrukare byter leverantör. Enbart byte av leverantör kan därför normalt inte åberopas som skäl för att vägra överföring. Frågan om ledig kapacitet är aktuell främst vid anslutnings-tillfället.

I koncessionshavarens skyldighet att ansluta anläggningar till nätet ingår också en skyldighet att förstärka överföringskapaciteten när den är begränsad i förhållande till önskemålen om överföring. Också i detta fall gäller skyldigheten utom när särskilda skäl föreligger.

Om det finns särskilda skäl är det nätmyndigheten (NUTEK) som beviljar undantag från anslutningsskyldigheten. Om kapacitetsbrist anges som skäl för att neka en anslutning är det nätägaren som har bevisbördan.

Det är inte endast skyldigheten att ansluta en kund som skall kunna prövas av nätmyndigheten utan också villkoren för anslutning, såsom anslutningsavgiftens storlek eller andra krav som nätägaren ställer. Avsikten är inte, enligt prop. 1993/94:162, att nätägarens anslutningsskyldighet med det nya systemet skall bli mer begränsad än med dagens system. Det hänvisas i propositionen till att det i dag finns en praxis på området, och att det inte finns anledning att bedöma anslutningsskyldigheten mer restriktivt i framtiden.

NUTEK skall också verka för att kvaliteten på nättjänsterna är hög. Bland de konkreta åtgärder som myndigheten planerar att vidta kan nämnas:

- Vid skälighetsprövningen av tarifferna kommer stor vikt att läggas vid den tekniska standarden på nätet och på leveranskvaliteten.
- För att en koncessionshavare överhuvudtaget skall kunna få sin koncession förnyad kommer vissa minimikrav att ställas på nätet

standard.

- Varje nätägare kommer att vara tvungen att redovisa s.k. nyckeltal som bl.a. belyser leveranskvalitén.
- Olika typer av information och utbildning kommer att riktas till nätägarna i syfte att förebygga leveransproblem.

3.5 Kunder och leverantörer på en reformerad elmarknad

3.5.1 Relationen mellan elleverantör och elkund

En elkund kommer i framtiden att ha två olika avtal, ett nätanslutningsavtal och ett kraftleveransavtal, i stället för som i dag normalt endast ett avtal. För de mindre elförbrukare som köper el från en leveranskoncessionär kommer dock dessa avtal att vara enkla standardavtal som påminner om dagens abonnemangsavtal med eldistributörerna.

Nätanslutningsavtal

Ett av avtalen kommer att gälla nätanslutningen. Som nämnts tidigare uppstår de allra flesta elavbrott till följd av nätstörningar. Det nätavtal som elkonsumenten tecknar med den lokala nätägaren kan antingen vara ett standardavtal, som för närvarande håller på att utarbetas av branschen, eller ett specialavtal.

I ett sådant standardavtal kommer sannolikt i relativt allmänna ordalag anges vad som är nätägarens ansvar och vad som är elkonsumentens ansvar. Det har hittills inte varit praxis att nätägaren blir ersättningsskyldig vid strömavbrott till följd av nätfel, förutsatt att inte felet orsakats av vårdslöshet från nätägarens sida. I stället kan avtalet reglera nätägarens skyldigheter i sådana fall, exempelvis hur snabbt ett fel skall vara avhjälp.

För elkunder som har större krav på leveranssäkerheten finns det däremot anledning att kräva specialvillkor. Sådana villkor kan t.ex. vara extra matningsvägar. Det kan också gälla ekonomisk ersättning vid avbrott.

Skäligheten i de nätanslutningsavtal som tecknas med nätägaren kan prövas av NUTEK.

Kraftleveransavtal

Kraftleveransavtalens utformning kommer sannolikt att vara mycket olika beroende på elkonsumentens förbrukningsstorlek, förbrukningsmönster samt övriga behov. I det följande beskrivs hur tre olika grupper av elköpare kan förväntas agera på den reformerade elmarknaden. Den första gruppen består av elkonsumenter som väljer att köpa el från innehavaren av en leveranskoncession. En andra grupp innehåller större elköpare som handlar el i konkurrens. Grupp tre består av stora elköpare, för vilka det är lönsamt att lägga ner relativt stora resurser på elupphandlingen.

Grupp 1. Denna grupp innehåller elförbrukare som inte finner det lönsamt att handla el i konkurrens utan väljer att köpa från innehavaren av leveranskoncession. Inledningsvis kommer sannolikt flertalet hushållskunder, bostadsrättsföreningar, mindre näringsidkare m.fl. att köpa sin el på detta sätt. De omfattas då av leveranskoncessionärens leveransskyldighet och behöver i princip inte teckna något speciellt kraftleveransavtal. Branschen håller dock på att utarbeta standardavtal också på detta område, vilket torde medföra att de allra flesta elkonsumenter kommer att erbjudas ett sådant avtal. Dessa standardavtal kan antas innehålla ungefär samma rättigheter och skyldigheter för parterna som i dag. Det bör dock noteras att om inget annat avtalas så är leverantören skyldig att täcka konsumentens elbehov till 100%. De eventuella leveransstörningar som kan uppstå beror då på överföringssystemet och konsekvenserna skall regleras i kundens nätanslutningsavtal och inte i kraftleveransavtalet.

För de elkunder som väljer att köpa kraft från leveranskoncessionären enligt standardavtal kommer således situationen inte att avvika från dagens situation. En viktig skillnad jämfört med i dag är dock att leveranskoncessionären, som ofta i sin tur är en stor elköpare (se grupp 3 nedan), kommer att ha goda möjligheter att konkurrensupphandla kraften.

De elkonsumenter som inte accepterar standardavtalen kommer att ha möjlighet att avtala andra villkor med leveranskoncessionären. Eftersom leveranskoncessionären riskerar att elkonsumenten väljer en annan leverantör torde möjligheterna att förhandla sig till individuellt anpassade villkor öka jämfört med i dag. Om en elkonsument finner de villkor som erbjuds av leveranskoncessionären vara oskäligen, finns möjligheten att få dem prövade hos NUTEK.

Alla elkonsumenter som är anslutna till ett nät som omfattas av nätkoncession för område kommer att omfattas av leverans-

koncessionärens leveransplikt. Samtidigt har dessa elkonsumenter möjlighet att köpa kraften från en konkurrerande leverantör, förutsatt att de har erforderlig mätutrustning.³

Grupp 2. Denna grupp innehåller elkonsumenter som har en tillräckligt stor elförbrukning för att det skall vara intressant för dem att upphandla el i konkurrens. Det är emellertid inte enbart förbrukningens storlek som kommer att avgöra vilka som väljer att lämna leveranskoncessionären. På den reformerade elmarknaden kommer det att finnas stora möjligheter för elköpare med många uttagpunkter att samordna inköpen. Exempel på företag som med fördel skulle kunna göra samordnade inköp är fastighetsförvaltare, butikskedjor och tillverkningsföretag med flera anläggningar. Erfarenheterna från Norge visar att också bostadsrätts- och villaägareföreningar kan finna former för att upphandla el i konkurrens.

De elkonsumenter som köper el i konkurrens måste teckna ett giltigt kraftleveranskontrakt. Utan ett sådant avtal är ingen skyldig att leverera el. Efter en viss period utan ett giltigt kraftleveransavtal tvingas den lokala nätägaren att koppla bort kunden från nätet.

Normalt räcker det med att elkonsumenten tecknar ett kraftleveransavtal med en producent eller en återförsäljare. Leverantören förbinder sig i ett sådant avtal att leverera all den el som elkonsumenten kan ta ut från nätet. Den maximala effekten som producenten förbinder sig att leverera bestäms då av kundens abonnerade näteffekt.

Om inget annat avtalas är leverantören skyldig att leverera el upp till den avtalade effekten under hela kontraktstiden. Den enda risk som kunden löper är att leverantören kan hamna på obestånd och av det skälet inte fullgör sina åtaganden. Eftersom kunden normalt betalar i efterskott begränsas risken till att han kan tvingas att teckna ett nytt avtal med en annan leverantör, eventuellt till mindre förmånliga villkor.

Om kunden kan acceptera att ibland minska sitt uttag av el kan speciella återköpsklausuler skrivas in i kraftleveransavtalet. En kund skulle t.ex. mot lägre avgift kunna acceptera att reducera sitt maximalt möjliga uttag med 50% under ett visst antal timmar, förutsatt att han erhåller en avtalad förvarning.

På samma sätt som för andra elkonsumenter skall konsekvenserna av

³ Ett krav för att kunna byta leverantör kommer att vara att kundens förbrukning kan registreras timme för timme. Detta kräver i allmänhet en mer avancerad mätutrustning än den som i dag finns installerad.

eventuella leveransstörningar på överföringssystemet regleras i nätanslutningsavtalet och inte i kraftleveransavtalet.

Grupp 3 består av industriföretag med stor elförbrukning och återförsäljare av el. Återförsäljarna kommer i stor utsträckning att utgöras av dagens eldistributörer som köper el för att leverera till kunderna i sitt område, men det kan också tillkomma helt nya aktörer.

Affärsrelationerna mellan dessa större kunder och elleverantörerna kommer sannolikt att vara av varierande natur. Vissa kunder kommer att prioritera en långsiktigt stabil relation till sin leverantör genom att teckna långa avtal där kanske andra tjänster än elleveranser också ingår. Andra kunder kommer att försöka utnyttja den nya konkurrensituationen så långt som möjligt genom att teckna korta avtal och därigenom spela ut elproducenterna mot varandra. Speciellt i en situation med viss överkapacitet i elproduktionen kan det vara en strategi som många företag väljer.

Kundernas intresse av att teckna långa kontrakt kommer inte att vara stort när det finns gott om el och man samtidigt tror att den goda tillgången kommer att bestå några år. Eventuellt kan producenterna då vara beredda att sänka priserna i de långa kontrakten. Om konkurrensen på marknaden fungerar tillfredsställande kommer konsumenterna på kort sikt att kunna förhandla till sig låga elpriser. Den signal som elproducenterna därmed får är att de skall vänta med att genomföra nyinvesteringar.

I takt med att utbudsöverskottet minskar ökar kundernas intresse att teckna längre kontrakt. De vill undvika att vara beroende av att handla på korta kontrakt i situationer när de producenter, som har el att sälja, kan ta ut höga priser. Eftersom kunderna vill undvika att hamna i beroendeförhållande till några få leverantörer kommer de sannolikt att försäkra sig om flera kraftleveranskontrakt med varierande tidslängder. De kommer också att tidigt försäkra sig om långa kontrakt om de väntar att elbrist hotar. På den reformerade elmarknaden kommer således prisnivån på längre kontrakt att spegla elköparens och elproducenters förväntningar om den framtida tillgången på el.

För att kunna utnyttja den reformerade elmarknaden maximalt kommer många av de större kunderna att teckna minst två kraftleveransavtal. Ett avtal tecknas med Svenska kraftnät som ger elkonsumenten eller återförsäljaren rätt att avräknas mot Svenska kraftnäts balanstjänst, dvs. rätt att köpa och sälja balanskraft. Ett eller flera avtal tecknas med producenter eller återförsäljare om kraftleveranser. I de senare avtalen kommer inköpsvolymerna vara specificerade till såväl volym som till leveranstidpunkt. Sådana avtal har fördelen att de kan återförsäljas. Ett industriföretag som har tecknat ett mycket långt avtal

med en producent skulle därmed kunna tillgodogöra sig värdet av kontraktet även om det egna behovet av el sjunker. För en producent är dessa kontrakt fördelaktiga eftersom producenten slipper volymrisken, dvs. risken att kunden ökar eller minskar sitt uttag av el. Kontrakten har också den fördelen att de skulle kunna omsättas på en organiserad handelsplats. Mycket talar för att kontrakt med specificerad volym och leveranstidpunkt kommer att bli vanliga i framtiden.

3.5.2 Producenternas investeringsbeteende

Ansvar för att nya produktionsanläggningar byggs i tillräcklig omfattning kommer också i framtiden att ligga på elproducenterna. Ett större ansvar än i dag vilar dock på de större elkonsumenterna och på återförsäljare av el. Från att tidigare ha "tillhört" en viss kraftproducent måste de större elköparna i framtiden försäkra sig om att de har kraftleveransavtal. Producenter och återförsäljare har ansvar för att säkra sina leveransåtaganden genom egna produktionsresurser eller genom avtal med andra producenter.

Staten har aldrig påtagit sig det direkta ansvaret för att nya elproduktionsanläggningar byggs.⁴ Tidigare reglerades utbyggnaden genom en serie avtal mellan de stora producenterna. På den nya elmarknaden sker motsvarande reglering i stället genom frivilliga avtal mellan elproducenter och större elanvändare eller återförsäljare.

En avgörande och betydelsefull skillnad mellan de gällande och vilande regelverken för elmarknaden är att försäljningen av el med de nya reglerna skall ske i konkurrens. Det kommer att påverka investeringsutvecklingen i kraftproduktionen på många sätt. I vissa avseenden kan den nya investeringssituationen komma att leda till en ökad försiktighet att investera i ny produktion, men det finns också faktorer som kan vara stabiliserande eller stimulerande för investeringsverksam-

⁴ Detta betonades i 1991 års energipolitiska riktlinjer "Det är kraftföretagens uppgift att med utgångspunkt i den av statsmakterna fastlagda energipolitiken planera och utveckla kraftsystemet så att landets behov av el blir tillgodosett".

heten.⁵

På en öppen elmarknad blir en producents försäljningsprognos med nödvändighet mer osäker än inom det hittillsvarande systemet. Det leder till en *fördröjnings- och försiktighetseffekt* i jämförelse med den reglerade marknaden, vilket kan resultera i senareläggningar av investeringar och till en lägre fastkostnadsandel och ökad småskalighet i investeringarna.

På den reglerade marknaden ligger det ingen risk i att bygga anläggningar med en stor andel fast kostnad. Kostnaderna kan föras vidare till kunderna i företagets avsättningsområde. På den konkurrensutsatta marknaden kommer producenterna att fokusera på kostnaderna betydligt mer än i dag, eftersom de inte har absoluta garantier för att kraften går att sälja till det pris som krävs för att investeringen skall bli lönsam.

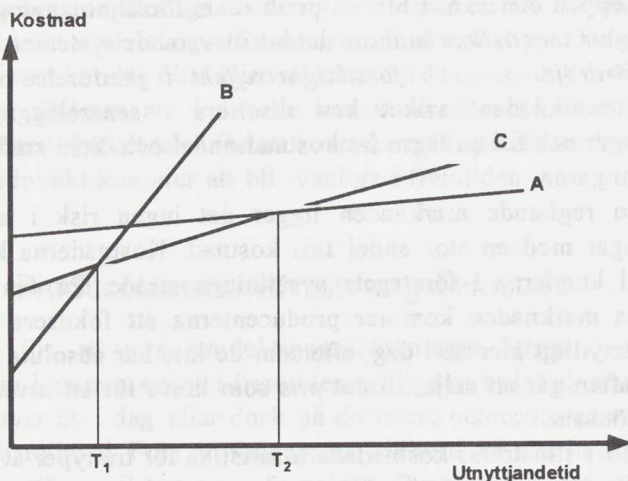
I figur 3.1 illustreras kostnadskarakteristika för tre typer av produktionsanläggningar. Linjen A i figuren anger relationen mellan produktionskostnaden och utnyttjandetiden för en baskraftanläggning, t.ex. kärnkraft, som har hög utbyggnadskostnad men låg rörlig kostnad. I en sådan anläggning produceras elen billigast om drifttiden är lång.

Den mer brant lutande linjen B visar motsvarande samband för en toppkraftsanläggning, t.ex. en gasturbin, som har låg fast kostnad men hög rörlig kostnad. En sådan anläggning bör endast utnyttjas när elbehovet är som störst (mindre tid än T_1 i figuren) eller vid störningar. Gasturbiner utgör även en reserv vid torrår. Typ C är ett mellanting mellan A och B, t.ex. en fossilkondensanläggning, och är billigast i ett mellanregister av utnyttjandetiden (mellan T_1 och T_2 i figuren).

⁵ Framställningen i detta avsnitt bygger delvis på följande rapporter:

- Hur kommer en avreglering av elmarknaden att påverka investeringarna i elproduktionen?, Bertil Strindmark och Arne Granholm, Bohlin & Strömberg.
- Elmarknadsreformens inverkan på investeringar i ny och befintlig elkraftproduktion. Per Möller och Sievert Göthlin, Bergman & Co.

Figur 3.1



Vattenkraft intar en särställning eftersom den kan användas för såväl bas- som toppkraftproduktion. Utnyttjandet är beroende av hur vattnet kan regleras under dygnet och veckan samt mellan årstider. Dimensioneringen av en vattenkraftstation är sålunda beroende av hur vattnet får regleras och kostnaderna för de andra kraftslag som utnyttjas i elsystemet.

Vanligen har det varit ekonomiskt fördelaktigt för elproducenterna att ha en blandning av olika typer av produktionsanläggningar för att täcka upp leveranserna. Om stabiliteten i elproducentens avsättning blir osäkrare kommer det att leda till att investeringsmönstret förskjuts mot en mindre andel baslastanläggningar. Den osäkrare bedömningen av framtida pris och försäljning som följer av konkurrensen torde bl.a. innebära att en producent ogärna har en onödigt stor andel produktionsanläggningar med stor del fast kostnad och låg rörlig kostnad. Investeringskalkylerna tenderar att blir kortsiktigare, dvs. kalkylräntorna blir högre, den fasta kostnadsandelen blir lägre och att man inriktar sig på mer småskalig teknik. Det högre avkastningskravet innebär också att man kommer att vänta längre än i det gamla systemet innan man investerar.

En förskjutning av investeringsmönstret kan innebära ökade kostnader för produktion av samma kvantitet el. Risken för överinvesteringar i kapitalintensiva produktionsanläggningar kommer å andra sidan att minska, vilket leder till lägre kostnader. Dessutom kan denna förskjutning av investeringsmönstret medge en ökad flexibilitet i

produktionen och därmed ett större utrymme att anpassa elproduktionen till förbrukarnas efterfrågan.

En betydelsefull och komplicerande faktor är de långa ledtiderna för byggande av nya produktionsanläggningar. Normalt tar det mellan 5-10 år från investeringsbeslut till drifttagning av en kraftstation, vilket innebär att företagen måste ha god framförhållning. I investeringsverksamheten kommer de därför sannolikt också i ökad utsträckning utnyttja mindre och enklare anläggningar. Exempel på sådana investeringar är också kapacitetshöjningar av existerande anläggningar. Reservkapacitet i form av relativt små aggregat (mellan 1 och 100 MW) anses komma att få en ökad marknad på grund av behovet att ha fast mark under fötterna inför svängningar på en spotmarknad och hos återförsäljarna inför förhandlingar med de stora elproducenterna. För den del av efterfrågan som bedöms som säker kommer dock elproducenterna även fortsättningsvis att investera i de anläggningar som totalt sett ger de lägsta kostnaderna.

Det finns också i dag en osäkerhet hos elproducenterna om det framtida investeringsbehov som följer av omställningen av energisystemet. Osäkerheten hänger bl.a. samman med frågan om tiden för avvecklingen av kärnkraften, men beror också på att det bland aktörerna i branschen finns mycket olika föreställningar om under vilka förutsättningar de enskilda företagen kommer att kunna verka under omställningen. Det finns exempelvis mycket skilda uppfattningar om det statsägda Vattenfalls roll i omställningen, vilket torde bero på bl.a. dålig kännedom om Vattenfalls förändrade roll på elmarknaden.

Denna osäkerhet om förutsättningarna på elmarknaden är i sig inte en följd av elmarknadsreformen, men dess konsekvenser skulle kunna förstärkas på en konkurrensutsatt marknad. Om inte osäkerheten elimineras kommer den att bidra till att öka affärsriskerna på den avreglerade elmarknaden vilket i sin tur ytterligare skulle fördröja investeringsverksamheten.

Energikommissionens uppdrag avseende omställningen av energisystemet är också i detta perspektiv mycket betydelsefullt.

Ytterligare en faktor som bidrar till en ökad osäkerhet och därmed till att fördröja investeringverksamheten är de långa tider som krävs för att erhålla tillstånd att uppföra nya produktionsanläggningar, liksom också osäkerheten om de förutsättningar med vilka ett eventuellt tillstånd kommer att meddelas. Det vore mycket värdefullt om tillståndspeduren kunde nedbringas, utan att miljö- och säkerhetskraven sänks. Det är särskilt viktigt i perspektivet av en kärnkraftavveckling då osäkerheten i elförsörjningen också på annat sätt kan komma att öka.

Oavsett vilken produktionstyp som väljs kommer omställningen av

energisystemet att kräva stora investeringar i infrastruktur för transport av bränsle eller el. Kärnbränsle är ett bränsle med jämförelsevis stor energikoncentration, som inte kräver infrastruktur för transport på samma sätt som andra bränslen. Däremot kräver restprodukterna från kärnkraftdriften stora investeringar i slutförvar och i mellanlagring.

Inom en avreglerad produktion och försäljning av el finns också *stabiliserande krafter* som kommer att motverka en fördröjning av investeringsverksamheten och prishöjningar på el.

Det har redan nämnts i föregående avsnitt att också elkonsumenterna har ett intresse av att minska sin osäkerhet och därmed av att teckna långsiktiga avtal med elleverantören. Sannolikt kommer därför en betydande del av kraftförsäljningen att ske med kontrakt på 3 - 7 år eller t.o.m. längre, vilket medför att leverantören/producenten får en rätt god överblick av vilka behov som finns och vilka priser som kan förväntas gälla inom den tidsramen. Överhuvud taget kommer ett ömsesidigt intresse av nära kontakter att finnas mellan köpare och säljare. Vad gäller investeringsverksamheten hos nya aktörer är sådana avtal och nära kundkontakter närmast en förutsättning för finansiering av nya anläggningar. De etablerade producenterna har större möjlighet att finansiera motsvarande investeringar utan sådana kontrakt.

Avtalen används som underlag för att finansiera nya investeringar, dvs. finansiärerna kommer i framtiden att fästa större avseende vid långsiktiga kundavtal än vid traditionella säkerheter i form av anläggningar eller etablerade tariffer.

Den ökade osäkerhet som följer av konkurrensen skall inte heller överdrivas. Branschen kännetecknas av en hög grad av samägande och samarbete, inte minst på produktionssidan. En stor del av aktörerna på den konkurrensutsatta marknaden kommer att vara desamma som idag med ett välutvecklat nätverk och en stark gemensam bas i form av utbildning, erfarenheter, långvarigt samarbete i branschföreningar, investeringsprojekt och utvecklingsprojekt.

Prognoserna för efterfrågan på el kommer inte heller att påverkas nämnvärt av det nya regelverket. De kalkyler som dessa och andra aktörer skulle göra på en öppen marknad, är därför på kort sikt förhållandevis lätta att förutsäga, åtminstone för de närmaste 5 - 10 åren och i genomsnitt, på såväl efterfråge- som kostnadssidan.

Den osäkerhet i investeringsverksamheten som under sådana förhållanden framför allt kan antas verka fördröjande eller avhållande är risken för en överetablering i produktionen, dvs. risken för att utbudet är så stort när investeringen genomförs att investeraren inte erhåller

kostnadstäckning. Återigen torde det naturliga sättet att reducera denna osäkerhet vara att ha åtminstone en försvarlig del av avsättningen säkrad genom kontrakt innan investeringen genomförs. Osäkerheten kan emellertid också minskas genom vissa generella åtgärder.

Förbättrad information om investeringsplaner och prisutvecklingen inom elförsörjningen skulle minska osäkerheten i investeringsverksamheten. Om de långsiktiga utbyggnadsplanerna sammanställs och offentliggörs ökar planeringsunderlaget för de enskilda producenterna. Vidare skulle en organiserad handel med el, en elbörs, dels ge producenter och övriga på marknaden möjlighet att informera sig om elprisutvecklingen, dels innebära att det alltid finns möjlighet för producenten att finna avsättning för den icke kontrakterade produktionen till rådande marknadspris. I avsnitt 3.6 behandlas behovet av information närmare.

Den viktigaste stabiliserande faktorn är sannolikt hotet om nyetableringar. Mycket talar för att helt nya aktörer kan få svårt att etablera sig och bygga upp nya produktionsanläggningar även när de formella etableringshindren är avskaffade. Nya investerare får räkna med höga investeringskostnader varför det är en fördel att vara etablerad med äldre, ibland redan avskrivna anläggningar. Men enbart möjligheten att nya aktörer kan träda in om priserna stiger tillräckligt kommer att ha en stabiliserande inverkan.

De befintliga producenterna, som har anläggningar med låga kostnader i jämförelse med nya sådana, kommer knappast att vilja öppna fältet för nya aktörer och därmed "straffa" ut sig själva från marknaden. De kommer därför att, på en marknad med konkurrens, vara angelägna att investera i så god tid att elpriset inte på lång tid höjs ända upp till det långsiktiga kostnaden för ny produktionskapacitet. Detta fenomen utgör en viktig marknadsmekanism, med en prisdämpande och investeringsstimulerande effekt.

Man kan förutspå att elpriset stannar någonstans mellan medelkostnaden i den etablerade produktionen och kostnaden för ny produktion. På det sättet skyddar sig de befintliga aktörerna mot nya aktörer. Däremot kommer man i syfte att öka vinsten säkert att effektivisera produktionsapparaten för att sänka sin medelkostnad, vilket ju i grunden är positivt.

Den avreglerade produktionen och försäljningen av el kan beräknas att medföra hittills okända dynamiska eller *stimulerande effekter* inom elförsörjningen. Det är svårt att förutse deras karaktär och omfattning till fullo, eftersom parallellerna med andra marknader inte är relevanta på grund av elförsörjningens särskilda tekniska och ekonomiska villkor. Vissa effekter går dock att förutse med stor sannolikhet, och det finns

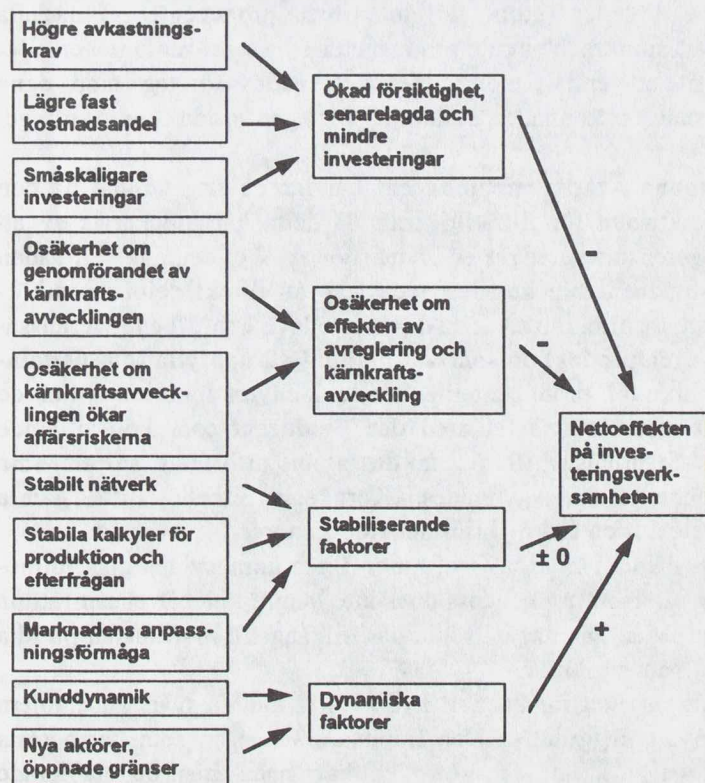
också erfarenheter att hämta från de norska och engelska elmarknadsreformerna.

Några sådana effekter har redan berörts ovan, t.ex. den potentiella konkurrensens inverkan på elpriserna och de etablerade företagens investeringar. Andra effekter av dynamisk karaktär kan också förutses till följd av den intensifierade kundkontakten och den ökade möjligheten för nya aktörer att träda in på marknaden.

Ovan har redan elleverantörernas intresse att knyta kunder till sig berörts. På en konkurrensutsatt marknad är det troligt att säljarekundkontakterna på sikt utvecklar sig till att gå utöver de hittills gängse avtalen inom elsektorn. En trolig utveckling är att de tjänster som saluförs alltmer differentieras för att anpassas till önskemålen hos särskilda kundkategorier. I föregående avsnitt har redan en sådan produktdifferentiering nämnts, nämligen olika grader av leveranssäkerhet. En annan typ av produktutformning är att leverantören utnyttjar produktionssystemets belastningsvariationer i syfte att kunna erbjuda särskilt låga priser till kunder med lämpliga belastningsmönster. Vidare kan avtalen kombineras med olika slag av effektiviseringar, också i syfte att sänka kundens kostnader. En annan differentieringsgrund är att vissa kunder kan vilja ställa krav på att den el man betalar för produceras i en viss typ av anläggning, exempelvis "grön el".

De särskilda avtalen med kunder är ett viktigt inslag som skapar underlag för olika typer av segmenteringar. Genom marknadens uppdelning i kundsegment kommer det också att liksom idag uppstå prisdifferenser, men möjligen längs andra linjer som är svåra att förutse. Kunderna kan få paketerbjudanden som innehåller kombinationer och valmöjligheter, inklusive olika slag av näraliggande tilläggstjänster. Man kommer att tänka mer i årskostnaden för en viss tjänst än i priset per kWh. Mäklare, kommissionärer och traders kommer, liksom i Norge, att vara en dynamisk aktörsgrupp som kommer att inrikta sig på särskilda kundsegment och utveckla nya specialiteter.

Figur 3.2



Alla dessa möjligheter till skräddarsydda lösningar och möjligheter till kunddrivna strategier gör att det uppstår delar av marknaden som inte följer den reglerade marknadens fasta uppfattningar om när det är lönsamt att investera med utgångspunkt från ett etablerat "långsiktigt marginalpris". Köparna kan få en maktposition i vissa nischer. Stora kunder eller kundgrupper kan själva komma att bli investerare.

I figur 3.2 sammanfattas de effekter på investeringsverksamheten i elproduktionen som har diskuterats ovan.

3.5.3 Nya aktörer

Det har tidigare konstaterats att det i stort sett är omöjligt för en ny producent att etablera sig inom det gällande elmarknadssystemet, som har många inbyggda etableringshinder. Det finns dessutom inga givna avsättningsmöjligheter (utom för de minsta producenterna) då alla marknader är "inmutade" av de producenter som äger regionnäten. Det har inneburit att endast kommuner och andra företag med egna distributionsnät har kunnat få avsättning för egen produktion i sitt eget nät.

En kommunal kraftvärmeproducent har t.ex. aldrig kunnat nå den nordiska marknaden för tillfällig kraft då detta har blockerats av att regionnätägaren inte medger en sådan typ av abonnemang. En sådan lokal kraftproducent blockerades även från att direkt delta i samkörningsgruppen, då man för att delta där måste leva upp till en leveranssäkerhet med egen produktion som var omöjlig att uppfylla som nettoköpare. De mindre producenterna kunde medverka indirekt, om de tecknade ett reservkraftsavtal med den producent som kontrollerade regionnätet. Stamnätsavgiften var dessutom utformad så att små stamnätsabbonnenter missgynnades. Kort sagt innehöll det gamla elmarknadssystemet en rad diskriminerande faktorer.

I den föreslagna elmarknadsreformen finns inga sådana diskriminerande hinder eftersom nätkoncessioner inte längre innebär ensamrätt på försäljningen. Man kan säga att alla har tillgång till marknaden på lika villkor, även som ny aktör.

Ändå talar mycket för att helt nya aktörer kan få svårt att etablera och bygga nya anläggningar. Den främsta orsaken är, som har berörts i föregående avsnitt, att de möter konkurrensen från de etablerade företagen. Den nya aktör som ger sig in i denna kapitalintensiva verksamhet måste således ha en stor kapitalreserv, för att kunna hålla mot konkurrensen från de redan etablerade producenterna, eller garanterade intäkter genom långfristiga avtal.

Utvecklingen under de senaste åren tyder på att större industriföretag inte längre är intresserade av att investera i en sådan långsiktig sidoverksamhet som elproduktion utgör. Företagen vill hellre satsa tillgängligt kapital i sin huvudverksamhet, där de ser möjligheter till en snabbare och högre avkastning. En liknande inställning har också dagens återdistributörer, som dessutom ofta saknar den finansiella styrkan för att etablera sig som större producenter.

Elproduktionsverksamhet ligger dock närmare återdistributörernas intressesfär än den tunga industrins. För återdistributörerna är det främst aktuellt med kraftproduktion i mindre mottrycksanläggningar i de kommuner som har ett lämpligt fjärrvärmeunderlag. Etableringen av sådana anläggningar gynnas av att marknadsreformen genomförs, samt på sikt av den prishöjande effekt som behovet av ny elproduktion innebär.

Sannolikt kommer flera av de nya aktörerna på elmarknaden att vara okända konstellationer av nordiska producenter och återdistributörer samt inhemska och utländska finansiärer. Den ökande internationaliseringen inom elbranschen har medfört ett ökat intresse bland de europeiska kraftföretagen att även etablera sig utanför det egna landets gränser. En utländsk kapitalplacerare kan ha ett intresse av att skaffa sig en position på den svenska marknaden inför framtiden, vilket kan motivera investeringar framförallt i redan existerande, men också i nya anläggningar.

Utrustningsföretagen nämns som intressanta investerare med olika former av finansieringslösningar, t.ex. i samarbete med kommuner. Det är möjligt att t.ex. en norsk vattenkraftproducent, för att torrårssäkra sig, lierar sig med någon kraftvärmekommun i Sverige och tillsammans med en svensk eller utländsk finansiär bygger värmekraft i Sverige och därmed etablerar sig som en ny aktör med egen produktion. Sådana eller liknande samordningsfördelar kan utgöra förutsättningarna för att nya aktörer skall kunna etablera sig som producenter. Friheten att välja samarbetspartner kommer att skapa nya konstellationer.

3.6 Behovet av information på den nya elmarknaden

Elförsörjningens karaktär av nödvändig infrastruktur och den långsiktiga investeringsverksamhet som är nödvändig för att elsektorn skall kunna tillfredsställa hushållens och industrins behov av el leder till frågan om det finns behov av en kontinuerlig översyn av de enskilda producenternas och nätägarnas långsiktiga planering.

Det kan finnas två motiv för att sammanställa de långsiktiga utbyggnadsplanerna inom elförsörjningen. Ett motiv skulle vara att samhället önskar informera sig om försörjningsläget i så god tid att det finns möjlighet att vidta åtgärder om utvecklingen bedöms vara otillfredsställande. Ett annat motiv skulle vara att officiellt publicerade sammanställningar av de enskilda aktörernas planer skulle kunna reducera osäkerheten på marknaden och utgöra ett medel för att

åstadkomma effektiv elförsörjning utan onödiga pris- och utbudsfluktuationer.

En väsentlig förändring som den vilande ellagstiftningen för med sig är att kraftproducenterna inte på samma sätt som tidigare, med samkörningsorganisationen, kommer att ha överblick över kraftsystemet och dess utveckling. NUTEK har emellertid ett speciellt ansvar som sektormyndighet för energi, och har regeringens uppdrag att årligen redovisa försörjningssituationen. Frågan är om denna granskning räcker eller om det krävs ytterligare insatser för att information om försörjningsläget i tid skall förväntas nå marknadens aktörer och de politiska beslutsfattarna.

Regionala kraftsystemplaner

I sammanhanget kan det vara intressant hur man har hanterat denna fråga i Norge. Norges Vassdrag och Energiverk (NVE) har sedan 1988 arbetat med regionala kraftsystemplaner. Arbetet påbörjades i samarbete mellan NVE och de regionala distributionsföretagen. Syftet var primärt att effektivisera NVE:s behandling av nya koncessionsansökningar men också de regionala distributionsföretagen bedömdes ha stor nytta av planerna.

Genom 1991 år energilag har arbetet fått en formell status. Av lagstiftningen framgår att regionala kraftsystemplaner är ett gemensamt ansvar för alla i regionen som har eller kommer att söka anläggningskoncession. NVE kan i princip inte bevilja koncessioner om dessa planer saknas.

Planerna skall omfatta en tidshorisont på minst 10 år och innehålla uppgifter om bl.a.

- Planeringsprocessen,
- Planeringsförutsättningar,
- Beskrivning av dagens system,
- Prognos över framtida produktion, förbrukning och överföringsbehov,
- Investeringsbehovet i nätet.

Om de olika regionala aktörerna är oense om hur planeringsarbetet skall organiseras är det NVE:s uppgift att tillse att en lämplig organisationsform skapas.

De regionala kraftsystemplanerna är offentliga och skall kunna

användas av såväl företagen själva, elkonsumenterna och marknadens övriga aktörer samt naturligtvis av NVE i samband med koncessionsgivning och som underlag till NVE:s arbete med att analysera kraftsystemets långsiktiga utveckling.

Marknadens behov av information

Regionala och nationella försörjningsplaner skulle kunna reducera marknadsosäkerheten och underlätta för elproducenter och elkonsumenter att fatta beslut om bl.a. kontraktslängd och om nyinvesteringar. Staten har också andra möjligheter att söka underlätta för aktörerna genom att tillse att information görs offentlig. NVE i Norge har möjlighet att begära in information om innehållet i de kraftkontrakt som tecknas mellan elsäljare och elkonsumenter. Denna information sammanställs och görs offentlig. Informationsspridning uppges vara värdefull för att enskilda aktörer skall kunna skaffa sig en uppfattning om den nationella försörjningssituationen. Det kan noteras att kravet på anmälningsplikt för långsiktiga export- eller importaffärer i den vilande svenska ellagstiftningen bl.a. motiverades av att information om sådana kontrakt är nödvändig för att svenska aktörer skall kunna bedöma behovet av nyinvesteringar, förväntad leveranssäkerhet och prisutvecklingen på den svenska marknaden. Om man i Sverige väljer att sprida kontraktsinformation på motsvarande sätt som i Norge är det viktigt att det sker på ett sådant sätt att inte företagshemligheter kommer ut eller strider mot sekretess- eller konkurrenslagen.

Ytterligare ett sätt att underlätta för aktörerna att bedöma marknaden är att organisera handeln med el som en börs. Om börserna organiseras som en transaktionsbörs kommer priset på de kontrakt som byter ägare att göras offentligt. I Norge finns i dag en organiserad handel med timkontrakt och med veckokontrakt. När det gäller veckokontrakt handlas dessa ca 12 månader i förväg. El som skall levereras i början av år 1996 kan således köpas på den norska elbörsen idag. I Norge är det Statnett som administrerar börserna. Som tidigare nämnts pågår det för närvarande ett samarbete mellan Svenska kraftnät och Statnett om att undersöka förutsättningarna för att organisera en svensk/norsk elbörs. Ambitionen är att en sådan skall kunna starta den 1 januari 1996. Även Nordel undersöker förutsättningarna att organisera en nordisk handelsplats för tillfällig kraft.

På sikt är det tänkbart att elkontrakt med längre framförhållning än ett år kommer att handlas på börserna. Det skulle t.ex. kunna etableras ett marknadspris för elkraft som skall levereras om fem år. En sådan

information vore naturligtvis mycket intressant för alla som står i begrepp att teckna bilaterala avtal eller att investera i ny produktion.

4 Utrikeshandel med el

I energikommissionens uppdrag ingår att mot bakgrund av elmarknadens reformering analysera konsekvenserna av en utökad handel med el till kontinenten med avseende på elförsörjningssystemets långsiktiga leveranssäkerhet och effekterna på de svenska elpriserna. I denna promemoria behandlas den nuvarande handeln med el samt ett antal faktorer som har betydelse för bl.a. utvecklingen av den framtida handeln. En mer detaljerad redovisning när det gäller kostnader, priser, miljörestriktioner m.m. finns i appendix.

Inledningsvis beskrivs vilka drivkrafter som finns för handel med el. Vidare redovisas Sveriges utlandshandel med el, när det gäller såväl omfattning som struktur. I avsnitt 4.2 behandlas vissa förutsättningar och begränsningar för utlandshandeln, främst elmarknadens struktur och regelverken i Sverige, Norge, Finland, Danmark och Tyskland samt befintliga och planerade överföringsförbindelser mellan länderna. I avsnitt 4.3 görs en jämförelse av elproduktionskostnader och elpriser mellan länderna. Det ges också en kortfattad beskrivning av möjlig utveckling av den framtida situationen på elmarknaden i Sverige och i grannländerna. Avslutningsvis behandlas effekterna av en ökad integration av den nordiska elmarknaden, med avseende på bl.a. miljöutsläppen.

4.1 Motiv för utrikeshandel med el och handelns omfattning

Den främsta drivkraften för handel mellan olika länder är skillnader i produktivitet och produktionskostnader. Genom att varje land specialiserar sig på produktion av de varor och tjänster där det har relativa fördelar uppnås en internationell arbetsdelning som leder till en högre samlad realinkomst. Huvudargumentet för fri handel är de vinster som kan göras genom en ökad internationell specialisering.

Sverige har på de flesta områden avvecklat handelshinder som tullar, importkvoter och andra restriktioner. Inom EU är den fria rörligheten för varor och tjänster en av grundstenarna. El och annan energi omfattas

dock inte av EU:s inre marknad. De flesta länder har traditionellt varit självförsörjande med el och har ambitionen att i huvudsak förbli så. Detta hindrar inte att handel med el mellan olika länder förekommer och att den tenderar att öka i omfattning.

Det finns olika motiv för handel med el över gränserna. Handel med *tillfällig kraft* innebär att el köps och säljs enligt uppgörelser som träffas för kort tid, t.ex. timme för timme. Den största delen av de kraftaffärer mellan producenter som hittills gjorts inom Sverige och inom Norden har gällt utbyte av tillfällig kraft. Handeln mellan kraftföretagen i de nordiska länderna har lett till en samkörning av systemen på motsvarande sätt som skett inom Sverige. Huvudsyftet med sådan handel är att minimera de totala produktionskostnaderna genom att alltid utnyttja de anläggningar som har de lägsta rörliga kostnaderna oberoende av i vilket land de finns.

Med *fast kraft* menas el som säljs på långsiktiga kontrakt, ofta längre än ett år, och ofta med garantier för leveransen. Priset brukar sättas så att det täcker leverantörens fasta och rörliga kostnader. Utlandshandeln inom Norden med fast kraft har hittills varit relativt liten och uteslutande skett mellan elproducenter. Även inom länderna förekommer en viss handel med fast kraft mellan producenter.

4.1.1 Tillfällig handel

Olika produktionssystem medför olika marginella kostnader för produktion av el vilket i sin tur ger förutsättningar för handel. Det finns speciellt stora fördelar med att knyta ihop ett vattenkraftsbaserat system med ett värmekraftsbaserat. Skillnaderna i de nordiska ländernas elproduktionssystem har därför utgjort ett starkt incitament till att bygga ledningar som förbinder de nationella systemen med varandra.

Sammansättningen av elproduktionen i de nordiska länderna och i Tyskland visas i tabell 4.1.

Tabell 4.1 Elproduktion i Norden och i Tyskland år 1993, TWh

	Danmark	Finland	Norge	Sverige	Tyskland
Vindkraft	1,0	-	-	0,05	1,2
Vattenkraft	0,0	13,5	119,7	73,3	20,4
Kärnkraft	-	18,8	-	58,9	144,1
Konv. värmekraft	31,0	25,9	0,4	8,5	325,8
- kondens	30,5	7,3	1,3	0,5	
- kraftvärme	0,5	18,6	2,9	8,0	
Total produktion	32,0	58,1	120,1	140,8	491,4

Källa: Nordel och Eurostat

Danmarks elproduktionssystem baseras nästan uteslutande på värmekraft, främst kolbaserad, och är därmed effektdimensionerat. Detta innebär att kraftverkens samlade produktionskapacitet skall kunna täcka årets maximala effektbehov. Därmed klaras även energiförbrukningen och Danmark kan dessutom exportera energi under de flesta av årets timmar.

Finlands elproduktion baseras på såväl kärnkraft, vattenkraft som konventionell värmekraft och är i huvudsak effektdimensionerat. Detsamma gäller för Tyskland som också har ett blandat system med en övervägande del konventionell värmekraft.

Norges produktionssystem består praktiskt taget enbart av vattenkraft. Elproduktionen är därför känslig för variationer i nederbörd mellan olika år. Produktionssystemet är energidimensionerat, dvs. det är byggt för att tillgodose behovet även under dåliga vattenår. Vattnet måste lagras i magasin för att klara årets energibehov medan variationer i efterfrågan under dygnet och året normalt inte är något problem. Norge kan vanligen också exportera reglerkapacitet.

I Sverige produceras el huvudsakligen i vattenkraft- och kärnkraftverk, men det finns även viss värmekraftproduktion. Eftersom vattenkraften under ett normalår svarar för knappt hälften av elproduktionen är systemet i första hand energidimensionerat.

Våtår och torrår

En viktig fördel med handel mellan länder med olika elproduktionssystem är möjligheterna till utbyte under år med liten eller stor vattentillrinning. Under extremt torra år importerar exempelvis Norge och Sverige el från Finland och Danmark, eftersom den egna produktionen blir otillräcklig eller dyr. Speciella kontrakt förekommer för s.k. torrårssäkring. Under våtår är däremot exporten omfattande från Sverige och Norge till Danmark och Finland.

Oförutsedda störningar

En annan situation när handel är fördelaktig är om det uppstår oförutsedda störningar i produktion eller överföring, exempelvis om ett kärnkraftsblock måste stängas av. Bortfallet måste momentant ersättas med annan produktion eller köpt el. I en sådan situation kan det vara mera lönsamt att köpa elen från ett grannland än att koppla in dyr toppkraft. Exempelvis köpte Sverige mer el än vanligt från Danmark under år 1993 när flera svenska reaktorer tidvis var ur drift.

Efterfrågevariationer

Andra motiv för handel med el hänger samman med att efterfrågan varierar under året och dygnet. Årsvariationen beror bl.a. på att uppvärmnings- och belysningsbehovet är störst under vinterhalvåret. Industri- och servicenäringar har därtill en något större aktivitet och därmed större elbehov under höst, vinter och vår än under sommaren. Variationerna under dygnet hänger samman med människans dygnsrytm. De högsta elbehoven per timme, eller med andra ord de högsta effektbehoven, uppkommer under morgontimmarna på vardagar. Elbehovet faller sedan måttligt under dagen för att därefter minska under kvällen. De lägsta effektbehoven uppkommer timmarna efter midnatt.

Det finns vissa olikheter i efterfrågemönstret mellan olika länder som bl.a. beror på tidsskillnader eller skillnader i uppvärmningsbehov och i elanvändningens sammansättning, vilket visas i tabell 4.2.

Tabell 4.2 Elanvändningens fördelning i olika länder år 1992

	Industri		Elvärme i bostäder och lokaler	Total använd- ning
	TWh	Andel i %	TWh	TWh
Finland	31,7	53	7,1 ¹	60,3
Norge	44,9	46	15,3 ²	98,4
Sverige	50,5	39	25,3	130,1
Danmark	9,2	30	2,4	30,5
Tyskland	211,9	45	23	475,9

Källa: Electricity information 1993, IEA.

I Danmark går nästan två tredjedelar av elen till bostads- och service-sektorn, medan motsvarande andel för Finland är knappt hälften. Denna skillnad beror huvudsakligen på olika industristruktur. I Danmark finns, till skillnad från de övriga nordiska länderna, nästan ingen elintensiv industri. Även elanvändningen inom sektorn bostäder och lokaler skiljer sig mellan länderna.

Skillnader i elefterfrågans dygns- och årsvariationer kan medföra att handel mellan länder blir lönsam. Utan olikheter i produktionssystemen är dock vinsterna av en sådan handel begränsade. Det är återigen fördelarna med att knyta ihop vattenkrafts- och värmekraftsbaserade system som är avgörande. Genom att skapa förutsättningar för handel minskar således behovet av att hålla kraftverk i reserv. Samtidigt ökar förutsättningarna för att de billigaste kraftverken skall utnyttjas vid varje tidpunkt.

Handelsmönstret under dygnet brukar följa variationerna i användningen. Under kortare perioder kan variationerna vara betydande. Exempelvis kan utbytet mellan Sverige och Danmark växla riktning ett par gånger per dygn. Under höglasttid, t.ex. på förmiddagarna, kan Danmark köpa kraft från Sverige för att slippa starta anläggningar med höga rörliga kostnader. Under natten kan Danmark sälja kraft till Sverige i stället för att reglera ned produktionen i värmekraftverken. Liknande utväxling av kraft förekommer mellan Danmark och Norge.

¹ År 1993

² År 1990

Utbytet möjliggörs genom nedreglering av vattenkraft under natten och uppregering under dagen.

4.1.2 Fasta kontrakt

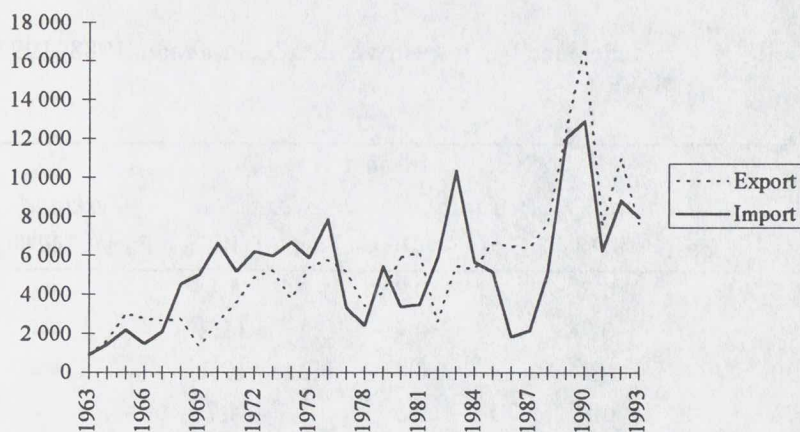
På längre sikt, om elefterfrågan ökar, kan import av el vara ett alternativ till att bygga ut produktionskapaciteten inom landet. Beroende på var utlandsledningarna är belägna geografiskt kan elimport i vissa fall även ersätta en utbyggnad av det inhemska ledningsnätet. Sådan handel sker enligt kontrakt med längre löptid.

I det längre tidsperspektivet är det inte alltid enbart skillnader i kostnader och priser som styr elhandeln. Svårigheter att få tillstånd för att bygga kraftverk eller ledningar kan leda till att import av el blir nödvändig, även om det vore billigare att producera den i nya inhemska anläggningar. Å andra sidan kan politiska krav på nationell självförsörjning med el omöjliggöra en mer omfattande import av fast kraft.

4.1.3 Utrikeshandelns omfattning

Hur Sveriges totala elhandel har förändrats och varierat på helårsbasis under åren 1963-1993 visas i figur 4.1. Åren 1989 och 1990 var vattentillgången extremt god i Norge och Sverige, vilket avspeglas i den stora omfattningen av Sveriges import och export av el.

Figur 4.1 Sveriges export och import av el åren 1963-1993, GWh Källa:



Nordel

Sveriges elhandel åren 1992 och 1993 visas i tabell 4.3.

Sammanlagt var både den svenska importen och exporten lägre under år 1993 än under föregående år. Sveriges nettoexport till Danmark och Finland låg på 2,7 TWh el vardera medan nettoimporten från Norge var omkring 5,8 TWh. Sveriges nya handelspartner, Tyskland, mottog under år 1993 drygt 0,9 TWh el.

Tabell 4.3 Sveriges elhandel med de nordiska länderna och Tyskland under åren 1992 och 1993, TWh

Till/från	Svensk import		Svensk export	
	1992	1993	1992	1993
Danmark	1,5	1,3	5,4	4,0
Finland	0,7	0,4	4,5	3,1
Norge	6,7	6,3	1,2	0,5
Tyskland	-	-	-	0,9
Totalt	8,9	8,0	11,0	8,6

Källa: Energirapport 1994, NUTEK B 1994:9.

Tabell 4.4 visar Sveriges elhandel för perioden 1988-1993 uppdelad på

Tabell 4.4 visar Sveriges elhandel för perioden 1988–1993 uppdelad på fast och tillfällig kraft.

Tabell 4.4 Handel med fast respektive tillfällig kraft åren 1988–1993, TWh

Sveriges import från								
	Danmark		Finland		Norge		Tyskland	
	Fast	Tillfällig	Fast	Tillfällig	Fast	Tillfällig	Fast	Tillfällig
1988	-	0,2	..	0,3	-	4,5	-	-
1989	-	0,2	..	0,4	0,2	11,2	-	-
1990	-	0,2	..	0,3	0,2	12,1	-	-
1991	-	0,8	0,1	0,5	-	4,7	-	-
1992	-	1,5	0,1	0,6	-	6,7	-	-
1993	-	1,3	..	0,3	4,3	1,9	-	-

Sveriges export till								
	Danmark		Finland		Norge		Tyskland	
	Fast	Tillfällig	Fast	Tillfällig	Fast	Tillfällig	Fast	Tillfällig
1988	-	3,5	0,5	2,6	-	1,1	-	-
1989	-	7,8	0,5	3,9	-	0,4	-	-
1990	-	7,9	0,4	5,9	-	0,4	-	-
1991	-	1,8	1,0	1,7	-	3,1	-	-
1992	-	5,4	1,0	3,4	-	1,2	-	-
1993	0,1	3,8	0,8	2,3	-	0,5	0,9	-

Anm. .. mindre än 100 GWh. Avrundningsfel förekommer.

Källa: Energirapport 1994, NUTEK, B 1994:9.

Import från Norge sker i dag huvudsakligen i form av fast kraft. Av den totala importen från Norge till Sverige på 6,3 TWh under år 1993 utgjorde import av fast kraft 4,3 TWh. Även från Finland importerades fast kraft, om än i små mängder. Under år 1993 importerade Sverige endast tillfällig kraft från Danmark.

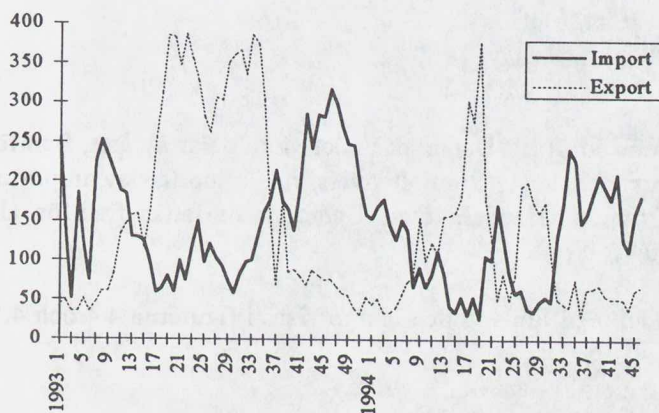
Efter årsskiftet 1992/93 har den tidigare omfattande danska exporten till Tyskland minskat. Samtidigt har Sverige börjat exportera fast kraft till Tyskland via Jylland. Vattenfall har ett avtal med danska ELSAM om överföring av maximalt 250 MW under perioden 1992–1997 på

nätet mellan Jylland och Tyskland. Till Norge och Danmark exporterade Sverige år 1993 enbart tillfällig kraft och av exporten på 3,1 TWh till Finland utgjordes 0,8 TWh av fast kraft. Sverige har dock exporterat fast kraft till Finland under hela perioden. Förutom den nordiska elhandeln har Finland en betydande import av fast kraft från Ryssland.

Utländshandelns variationer under året

Sveriges elhandel med andra länder varierar under året. I figur 4.2 visas Sveriges totala elhandel med de nordiska länderna vecka för vecka under år 1993 och större delen av år 1994.

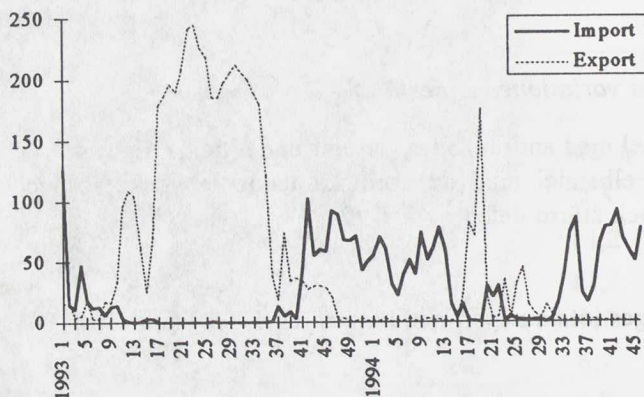
Figur 4.2 Sveriges totala export och import jan 1993 - nov 1994, GWh



Källa: Vattenfall

Figuren visar att Sverige under de aktuella åren i stort sett var nettoexportör under sommarveckorna och nettoimportör under resten av året. Detta förhållande var mer markant under år 1993. I de följande diagrammen beskrivs Sveriges elhandel med de enskilda länderna. Handeln med Danmark visas i figur 4.3.

Figur 4.3 Sveriges handel med Danmark januari 1993 - november 1994, GWh

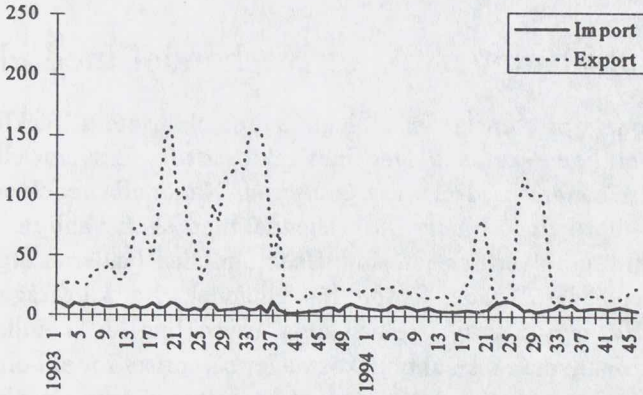


Källa: Vattenfall

Sverige exporterar kraft till Danmark under stora delar av året, framför allt vår, sommar och höst. Normalt överskrider exporten av importen endast under vintern. Handeln med Danmark omfattar framför allt utbyten av tillfällig kraft.

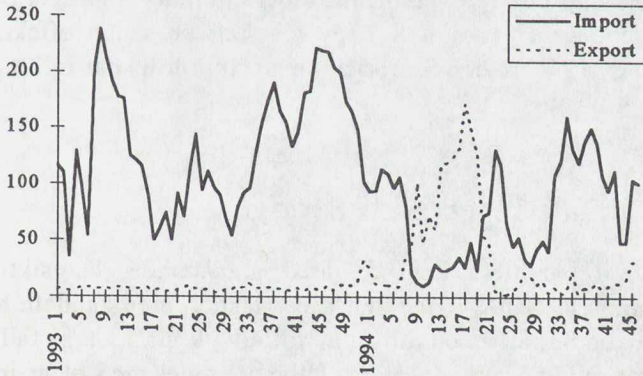
Sveriges elhandel med Finland och Norge visas i figurerna 4.4 och 4.5.

Figur 4.4 Sveriges handel med Finland januari 1993 - november 1994, GWh



Källa: Vattenfall

Figur 4.5 Sveriges handel med Norge januari 1993 - november 1994, GWh



Källa: Vattenfall

Handeln med Finland består huvudsakligen av export under sommarhalvåret. Gentemot Norge var Sverige nettoimportör under år 1993, medan det första halvåret 1994 uppvisar ett mer blandat mönster.

4.2 Förutsättningar för utrikeshandel med el

Att det finns goda motiv för länder att handla med el är inte tillräckligt för att handel verkligen skall ske. Det finns faktorer som försvårar eller förhindrar en fri handel med el över gränserna. Nationella regelverk, som begränsar eller helt förbjuder utrikeshandel med el, är vanliga.

Även de befintliga överföringsförbindelserna mellan länderna utgör på kort sikt en begränsande faktor för elhandel. En kärnfråga i bedömningen av den framtida elhandelns utveckling är i vilken utsträckning skillnaderna i produktionskostnader och priser för el i olika länder gör det lönsamt att bygga nya överföringsförbindelser. En ökad överföringskapacitet är en förutsättning för en väsentlig ökning över dagens nivå av elhandeln på fasta kontrakt.

De nationella regelverken anger de legala ramarna för utrikeshandeln med el. De avgör bl.a vilka aktörer som får och kan delta i elhandeln. I många länder i Europa förekommer rena monopolrättigheter när det gäller export och import av el. Även om det inte finns legala export- och importrestriktioner begränsas utrikeshandeln med el i de flesta länder av bristande tillgång till de nationella näten, vilket har medfört att handeln främst har bedrivits mellan de stora elföretag som äger och kontrollerar näten. Regelverket i Sverige har haft en sådan effekt. I Europa är det endast Norge och Storbritannien som hittills har infört en friare tillgång till elnäten.

4.2.1 Nuvarande regelverk i Sverige

Under årens lopp har flera kontrakt med garanterade, långsiktiga elleveranser funnits mellan Sverige och andra länder, men handeln har ändå huvudsakligen bestått av ett utbyte av tillfällig kraft. I bägge fallen har handeln skett mellan elproducenter. Utlandshandel med el är inte underkastad något direkt tillståndskrav.

Inte heller när det gäller koncessionsprövning finns enligt gällande lag några särskilda villkor när ansökan gäller en utlandsförbindelse. I 2 § 2 mom. ellagen (1902:71 s.1) anges vad som skall beaktas vid

prövningen av om koncession skall ges. Koncession får inte meddelas om den strider mot en detaljplan eller områdesbestämmelser. Vid koncessionsprövningen skall också lagen (1987:12) om hushållning med naturresurser m.m. tillämpas. Vidare får koncession bara meddelas om anläggningen är behövlig och förenlig med en planmässig elektrifiering.

Bestämmelsen om att en anläggning skall vara behövlig och förenlig med en planmässig elektrifiering infördes i ellagen år 1938, främst för att hindra en utbyggnad av dubbla ledningsnät inom den lokala eldistributionen. Efterhand framträdde dock uppfattningen att en sådan prövning borde ske främst beträffande ledningar med hög spänning. Departementschefen betonade i proposition 1957:161 (s. 47) vikten av att behovs- och planmässighetsprövningen skedde beträffande regionledningar och stamlinjer. Skälet var att systemet med områdeskoncession, som infördes år 1957, gjorde det onödigt att pröva lokaldistributionsnäten.

Ellagstiftningsutredningen uppmärksammade i delbetänkandet *Elkonkurrens med nätmonopol* (SOU 1993:68, s. 170) att denna bestämmelse kan ha haft betydelse i samband med prövningen av koncession för utlandsledningar. Utredningen hänvisade därvid till ett yttrande till utredningen från NUTEK av den 24 november 1992, i vilket bl.a. följande framhålls:

Fråga har uppkommit i vad mån koncession kan meddelas för en starkströmsledning avsedd för export av elkraft. Redan i dag förekommer import och export inom det nordiska samkörnings-systemet. Systemet fyller en viktig funktion i svensk och nordisk energiförsörjning. Genom det samkörande nätet skapas möjligheter att utnyttja elkraftproduktionen på ett ekonomiskt sätt, vilket minskar behovet av kraftverksutbyggnader och ger låga kostnader för elproduktion. Stamnätet bidrar därigenom till låga elpriser. Genom det samkörande stamnätet erhålls också en mycket hög tillgänglighet, vilket bidrar till att elleveranserna blir av hög kvalitet.

Det kraftutbyte som sålunda sker inom den nordiska samkörningen gagnar således i hög grad respektive land. Utbytet får också anses vara helt i överensstämmelse med syftet med ellagstiftningen nämligen att trygga landets försörjning med elektrisk kraft. Därmed har också kraven för meddelande av koncession för de ledningar som behövs för utbytet ansetts vara uppfyllda. Ändamålet med ledningarna har i ansökningshandlingarna ansetts vara kraftutbyte eller liknande. Med tanke på den utveckling som skett inom Norden i fråga om elkraftutbytet bedömer NUTEK att befintliga och nya ledningar för höga spänningar kommer att användas i ett europeiskt

elkraftutbyte. Baltic Cables förbindelser är ett exempel härpå. I ett sådant perspektiv får ledningarna precis som i det nordiska kraftutbytet bedömas utifrån det behov som kan finnas för ett mer omfattande kraftutbyte.

Situationen är emellertid en annan om en kraftledning skulle användas enbart för att överföra elkraft från Sverige till utlandet utan att något utbyte av kraft avses äga rum. Denna situation torde inte ha föresvävat lagstiftaren när lagen skrevs. Det torde därför vara en öppen fråga om ledningen kan anses uppfylla de krav som ellagen ställer upp i fråga om behövlighet och planmässighet.

NUTEK har hittills inte haft att ta ställning till någon koncessionsansökan där behovet angetts vara att använda ledningen enbart för export av elkraft. Som ovan redovisats är även frågan om tillkomsten av en sådan ledning i hög grad hypotetisk.

En förklaring till att särskilda bestämmelser saknas om utrikeshandel med el finns i elförsörjningens hittillsvarande struktur. Kungl. Vattenfallsstyrelsen förordade år 1945 i en skrivelse till regeringen att ett särskilt aktiebolag bildades som skulle bygga och äga samtliga nya stamnätsanläggningar för 220 kV eller högre spänning. Frågan riksdagsbehandlades i samband regeringens statsverksproposition för budgetåret 1946/47, varvid riksdagen beslöt att förslaget inte skulle genomföras (prop 1946:1, SU 54, rskr. 96). Riksdagen uttalade därvid bl.a att de hittillsvarande stamlinjeavtalen fungerat tillfredsställande, att den föreslagna organisationen inte var nödvändig för att säkerställa ett ändamålsenligt fortsatt utbyggande av stamlinjenätet, att departementschefen därvid funnit lämpligt att samtliga nya stamlinjer för 220 kV och högre spänning borde ägas av staten samt att erforderligt samarbete liksom hittills borde kunna etableras mellan därav berörda parter.

Med anledning av riksdagsbeslutet tillställde regeringen den 17 maj 1946 Vattenfallsstyrelsen en skrivelse. Enligt skrivelsen ankommer det på Vattenfallsstyrelsen att efter erforderliga utredningar i vanlig ordning yrka anslag för nya kraftledningar för 220 kV och högre spänning samt att, sedan anslag beviljats, bygga och förvalta ledningarna. Styrelsen borde därvid träffa lämpliga avtal om transitering med de kommunala och enskilda kraftföretag som kunde anses ha ett berättigat behov av att överföra kraft på stamlinjenätet. Där tvekan kunde råda om transitering borde medges skulle frågan underställas regeringen.

Under åren 1949-1991 har ett antal s.k. stamnätsavtal gällt mellan Vattenfallsstyrelsen (senare Statens vattenfallsverk) och övriga berörda

kraftföretag för överföring av elkraft via 220-400 kV-systemet. Vattenfall har enligt avtalen haft det direkta ansvaret för att planera, finansiera, driva och förvalta överföringssystemet. Särskilda avtal har också tecknats omfattande de svenska delarna av utlandsförbindelserna. Därigenom har staten genom affärsverket Vattenfall haft en indirekt men fullt tillräcklig insyn och inflytande på utlandshandeln med el.

Genom Vattenfalls bolagisering och överföringen av ansvaret för stamnätet och utlandsförbindelserna på Svenska kraftnät ändrades förutsättningarna för statens styrning genom ägandet av Vattenfall. Detta beskrivs i underlagspromemoria 1.

4.2.2 Regelverket enligt den vilande lagstiftningen

Tre bestämmelser som berör utlandshandel med el finns i den vilande lagstiftningen. I 2 § 1 mom. ellagen stadgas att en ansökan om nätkoncession som avser en utlandsförbindelse skall prövas av regeringen. 2 § 2 mom. ellagen behandlar lämpligheten hos den som skall utöva nätverksamhet. En särskild prövning skall därtill tillämpas för utlandsförbindelser. 2 § lagen (1994:618) om handel med el m.m. innehåller en generell anmälningsplikt beträffande långsiktiga kontrakt om import eller export av el.

I prop. 1993/94:162 underströk regeringen att koncessionsprövningen av en utlandsförbindelse bör göras utifrån ett bredare perspektiv än prövningen av andra nätkoncessioner. I lagens förarbeten anges att ett flertal faktorer bör vägas in i samband med prövningen av ansökan om nätkoncession för utlandsförbindelse, som exempelvis förbindelsens betydelse för den allmänna tillgången till överföringskapacitet till utlandet, driftsäkerheten i det svenska elsystemet och den långsiktiga leveranssäkerheten. En koncession kan meddelas med bl.a. de villkor för anläggningens utförande och nyttjande som behövs av säkerhetsskäl eller annars behövs från allmän synpunkt.

Enligt 2 § 2 mom. ellagen får nätkoncession endast beviljas den som från allmän synpunkt är lämplig att utöva nätverksamhet. Bedömningen skall ske utifrån bl.a. den sökandes allmänna kompetens och utformningen av den organisation som skall handha nätverksamheten. I specialmotiveringen anges särskilt att när det gäller nätkoncession för linje avseende utlandsförbindelse fyller lämplighetsprövningen även en annan funktion. Vid prövningen får i förekommande fall tas hänsyn till om det är lämpligt att annan sökande än Svenska kraftnät erhåller koncession.

Vad beträffar anmälningsplikten för den som exporterar eller

importerar el angavs den i propositionen vara nödvändig av flera skäl. Sådan information behövs för att det skall bli möjligt att göra marknadsbedömningar, t.ex. beträffande förväntad leveranssäkerhet och prisutveckling på den svenska marknaden. Svenska kraftnät som har systemansvaret kommer med nödvändighet att behöva information om det önskade framtida utnyttjandet av utlandsförbindelserna för att kunna fullgöra sin uppgift. Informationen behövs också som underlag för en analys av huruvida handeln med kraft mellan Sverige och andra länder orsakar störningar i elförsörjningen eller påverkar beredskapen på elområdet.

Noteras bör att det inte krävs att anmälan skall innehålla vare sig uppgifter om pris eller om motpart.

4.2.3 Regelverken i våra grannländer

Enligt den vilande ellagstiftningen skall ledningar och nät hållas öppna för alla som vill använda dem för att överföra el. Denna skyldighet skall även gälla utlandsledningarna. Möjligheterna för olika aktörer att handla med el över gränserna ökar därför om den vilande lagstiftningen införs. I princip kommer det då att bli möjligt för svenska kunder att importera el direkt från ett utländskt elföretag, förutsatt att det andra landets lagstiftning medger det. Det kommer också att bli möjligt för svenska elföretag att sälja el direkt till kunder i utlandet, återigen under förutsättning att det andra landets lagstiftning medger det. Utvecklingen av den svenska utrikeshandeln med el och de effekter den kommer att få är därför i hög grad att vara beroende av regelverken i vår omvärld. Nedan ges en kort beskrivning av elmarknadens struktur och regelverkens utformning i våra grannländer med betoning på utrikeshandeln.

Norge

I Norge domineras produktionen av det statliga Statkraft SF som äger 30 % av kapaciteten, medan 55 % ägs av kommuner och fylkeskommuner. Privata verk och industrikraftverk äger ca 15 %. Fem företag, inklusive Statkraft, står för knappt hälften av landets totala elproduktion. Övriga cirka 50 producenter är var och en mycket små.

Norge inledde år 1991 en reformering av elmarknaden, vilket beskrivs i underlagspromemoria 1, avsnitt 2. Den norska utrikeshandeln

med el är reglerad på flera sätt.

Statnett, som är ett norskt statsföretag, äger idag alla utlandsförbindelser med undantag av någon regionalledning till Sverige. För nytillkommande utlandsförbindelser skall Statnett vara ensamägare.

För att få bygga och driva en utlandsförbindelse krävs en koncession benämnd anläggningskoncession. Sådan koncession beviljas av Norges vassdrags- och energiverk (NVE). Ett antal villkor skall uppfyllas, som direkt anges i Energiloven (3 kap. 4 §). Som exempel kan nämnas att anläggningen skall leda till en rationell energiförsörjning och att villkor får uppställas i själva koncessionen för att undvika skador på natur och kulturvärden.

För att överhuvudtaget få omsätta elektrisk energi i Norge krävs, för alla utom staten, en särskild omsättningskoncession. Även denna koncession beviljas av NVE.

För andra än staten som vill importera eller exportera el krävs en särskild koncession för kraftutväxling. Kravet på koncession omfattar således även statligt ägda företag som Statkraft och Statnett. En sådan koncession kan inte NVE bevilja utan den beslutas av Närings- och energidepartementet. Sådan koncession kan beviljas om inte allmän hänsyn talar emot. För import och export över 5 000 kilowatt kan koncession endast ges om särskilda skäl föreligger. I koncessionen kan uppställas sådana villkor som är påkallat av allmän hänsyn.

Utväxling av tillfällig kraft (upp till 6 månader) är i princip förbehållen staten, och Statnett har erhållit en koncession härför. Sådan utväxling sker över den norska börsen, som drivs av Statnett, varigenom alla norska elproducenter får tillgång till exportmarknaden på lika villkor.

Kontrollen av att det uppställda regelverket för utlandshandeln, inklusive villkoren i beviljade koncessioner, efterföljs åvilar NVE.

Enligt uppgift från det norska Närings- och energidepartementet sker beviljandet av koncessionen utifrån faktiskt ingångna kontrakt. Koncessionen kan ges för en tidsperiod om högst trettio år räknat från den dag koncessionen träder i kraft. Beviljandet innebär att koncessionshavaren får en exklusiv rätt till fasta kontrakt på en särskild utlandsförbindelse. Anledningen härtill är bl.a. att denne skall kunna finansiera byggandet den nya utlandsförbindelsen. Det är dock bara en del av den sammanlagda utnyttjandetiden för kabeln som binds upp på detta sätt. Den återstående utnyttjandetiden används för utbyte av tillfällig kraft, varvid kraftflödet på förbindelsen skall gå i riktning från det land som för tillfället har lägst pris på den elektriska energin. Detta skrivs in som ett särskilt koncessionsvillkor. Den el som importeras på detta sätt säljs över börsen.

Utöver koncessionsförfarandet har Stortinget beslutat om en exportkvot på 5 TWh. Statnett har ansvaret för att administrera fördelningen av denna exportkvot på kraftföretagen. Ett kontrakt inom denna kvot får inte ha en varaktighet överstigande fem år.

Denna reglering av utlandshandeln motiveras med att det inte skall uppstå någon press på det norska vattenkraftssystemet och att leveranssäkerheten skall kunna upprätthållas på ett tillfredsställande sätt.

Departementet uppger att detta regelverk inte torde strida mot EES-avtalet, eftersom det inte är fråga om någon monopolmarknad utan enbart ett generellt krav på koncession som inte anses diskriminera någon enskild aktör. Vidare anför departementet att koncessionskravet torde kunna falla inom de möjligheter till särskild reglering som Romfördraget medger av miljöhänsyn och av hänsyn till landets försörjningstrygghet. Härvid anføres att detta torde gälla särskilt som el är en speciell vara med mycket stor betydelse för alla innevanarna i landet.

Koncession har beviljats Statkraft SF för ett tjugofemårigt avtal med tyska PreussenElektra. Avtalet gäller kraftutbyte och norsk nettoexport av 2 TWh per år. Leveransen skall påbörjas år 1998 via den befintliga Skagerackförbindelsen till Danmark och från år 2003 via en ny 600 MW likströmskabel mellan Norge och Tyskland.

Intresset för denna typ av handel är stort från norska producenters sida. Flera liknande avtal har diskuterats och prövats. Eurokraft Norge AS har sökt koncession för ett avtal med Hamburgische Elektrizitäts-Werke AG, men inte fått tillstånd. Den norska regeringen ansåg att avtalet innehöll en för stor exportandel och att den förväntade avkastningen på kapitalet var för låg.

Finland

I Finland finns 130 elproducenter och ungefär 125 distributörer. De tio största producenterna står för 75 % av elproduktionen och de tre största för 55 %. Distributörerna är till övervägande del kommunägda.

Industrin svarar för en förhållandevis stor del av elförbrukningen i Finland. Den är också en stark aktör på den finska elmarknaden och äger ungefär 40 % av den finska kraftproduktionen. Den största producenten är dock det statsägda Imatran Voima Oy, IVO, som kontrollerar knappt 45 % av produktionen.

I Finland finns två separata stamnät. IVO förvaltar största delen av

det ursprungliga stamnätet genom sitt dotterbolag IVS. Moderbolaget förvaltar dock utlandsförbindelserna. Det andra stamnätet ägs och drivs av TVS, Teollisuuden Voimansiirto Oy. TVS bildades år 1988 och ägs av ett antal privata aktörer bestående av kommuner, producenter och distributionsföretag.

För ellexport och elimport krävs, enligt lagen om överföring av elektrisk energi över landets gränser, regeringens tillstånd. I realiteten har alla sökande beviljats tillstånd och den praktiska betydelsen av tillståndet som ett hinder för handel har följaktligen varit litet.

Den finska riksdagen beslöt den 10 februari om en ny elmarknads- lag. Lagen beskrivs översiktligt i underlagspromemoria 1.

Danmark

För elproduktionen i Danmark svarar elva kraftföretag, som ägs av ett hundratal distributionsföretag. Dessa ägs i sin tur dels av slutanvändarna, dels av kommunerna. Distributionen sköts av lokala distributionsföretag som ansvarar för var sitt område.

Kraftföretagen på Jylland och Fyn samarbetar i organisationen ELSAM och är kopplade till det västeuropeiska elnätet. ELSAM äger utlandsledningar till Norge, Tyskland och Sverige. Under senare år har förbindelserna till Norge fördubblats samtidigt som det inhemska nätet på Jylland har byggts ut. Norska Statkraft SF har ingått avtal om att från år 1998 överföra 400 MW till och från PreussenElektra via ELSAM:s nät. Vidare har Vattenfall ingått avtal om transiträtt till Tyskland via ELSAM:s nät under perioden 1993-95.

Kraftföretagen på Själland och Bornholm samarbetar i organisationen ELKRAFT och samkör med Nordel-nätet. ELKRAFT har idag endast överföringsförbindelser till Sverige. Som beskrivs närmare i följande avsnitt är en kabel till östra Tyskland, KONTEK, under byggnad. Vattenfall kommer genom ett avtal med Sjellandske Kraftverker att kunna överföra 200 MW på kabeln. Sjellandske Kraftverker och Vattenfall ingick under år 1993 ett långsiktigt samarbete som omfattar elproduktion, handel, forskning och utveckling samt internationella energiprojekt.

Idag saknas förbindelser mellan Själland och Jylland. En kabel under Stora Bält är planerad.

Den danska ellagen berör inte explicit export och import av el. Det finns således inget krav på tillstånd för att handla med el, och någon anmälningssplikt föreligger heller inte. Eftersom ELKRAFT och ELSAM äger utlandskablarna har de dock i praktiken monopol på

utlandshandeln med el. Med nuvarande institutionella förhållanden i Danmark är det inte möjligt för svenska eller andra utländska elleverantörer att sälja kraft direkt till danska elverk eller högspänningskunder.

Tyskland

På elmarknaden i *västra Tyskland* finns ett stort antal aktörer i både produktions- och distributionsledet. Marknaden domineras av åtta företag som svarar för den överregionala elförsörjningen. Ägarstrukturen är blandad med inslag av såväl privat som statligt och delstatligt ägande. Tillsammans kontrollerar och äger DVG-företagen högspänningsnätet. De tre största kraftföretagen är RWE Energie, Preussen-Elektra och Bayernwerk.

Av speciellt intresse för den nordiska elmarknaden är Preussen-Elektra, eftersom det är det enda kraftföretag i västra Tyskland som gränsar till den nordiska elmarknaden. PreussenElektra har sin huvudverksamhet i delstaterna Schleswig-Holstein, Nieder-Sachsen och Hessen. Över hälften av företagets elproduktion består av kärnkraft, vilket är mer än genomsnittet för västra Tyskland. PreussenElektra har ingen egen distributionsverksamhet utan säljer hela sin elproduktion till stora industrier och distributörer.

PreussenElektra samarbetar på flera sätt med elföretag i de nordiska länderna. Företaget äger en tredjedel av Baltic Cable och innehar efter årsskiftet 1994/95 18,5 % av aktieandelen i Sydkraft. Sydkraft å sin sida äger delar i PreussenElektras moderbolag och kommer att ingå som delägare i ett kolkraftverk som PreussenElektra skall bygga i Lübeck. Vidare är PreussenElektra delägare i det danska Enstedverket som är beläget strax norr om den tyska gränsen och organiserat under ELSAM. PreussenElektra utnyttjar sin ägareandel till att bl.a. importera ca 2 TWh el årligen. PreussenElektra har även inlett ett samarbete med Statkraft SF i Norge.

Förutom den överregionala elförsörjningen skiljer man i Tyskland på regional och lokal försörjning. Elleveranserna på den regionala nivån går dels till slutförbrukare och dels till andra kraftföretag. Den lokala elförsörjningen sköts av ett tusental företag som huvudsakligen utgörs av städernas eller kommunernas "tekniska verk", Stadtwerke. De största tekniska verken i städerna har egen elproduktion eller är delägare i kraftverk. Den övervägande delen av kraften köps dock in från de stora kraftföretagen.

Konkurrensen på den tyska elmarknaden är mycket begränsad. Elföretagen har slutit s.k. demarkationskontrakt, vilka innebär att de delar upp marknaden geografiskt. Denna uppdelning förstärks av koncessioner som ger företagen exklusiv rätt att dra ledningar och bygga anläggningar inom ett visst område. Avgifter för dessa koncessioner betalas till de lokala myndigheterna.

Koncessioner skall omförhandlas efter 20 år och då råder fri anbudsgivning. Demarkationskontrakten får inte utgöra något hinder för den fria anbudsgivningen. I praktiken är denna dock begränsad, vilket har uppmärksammats av den tyska kartellmyndigheten. Med hjälp av såväl tysk lag som EG-rätten försöker konkurrensmyndigheten att luckra upp de inhemska monopolen inom energisektorn.

Tysklands federala regering har presenterat ett förslag till förändringar i de lagar som reglerar den tyska energimarknaden. Förändringarna berör framför allt el- och gasmarknaderna. Det föreslås att systemet med demarkationskontrakt skall upphöra och att de s.k. exklusivitetsklausulerna i koncessionsavtalen skall avskaffas. Prisöverenskommelser mellan producenter och distributörer skall inte längre tillåtas och en förstärkt konkurrenslagstiftning skall förhindra att dominanta aktörer utnyttjar sin ställning på marknaden. En begränsad rätt till nättillgång för tredje part, TPA, ingår också i förslaget. Syftet med lagändringarna är framför allt att via ökad konkurrens åstadkomma lägre energipriser för den tyska industrin.

Elmarknaden i *östra Tyskland* domineras av en stor aktör, Vereinigte Energiewerke Aktiengesellschaft, VEAG, som har ansvar för den överregionala elförsörjningen. När privatiseringen är slutförd kommer RWE, PreussenElektra och Bayernwerk att tillsammans äga 75 % av VEAG och resterande 25 % kommer att ägas av fem regionala kraftföretag i västra Tyskland. Enligt det avtal som slutits får kommunerna i östra Tyskland själva producera upp till 30 % av sin elförbrukning medan resten skall täckas med elleveranser från VEAG.

De båda tyska landsdelarna tillhör än så länge olika elsystem. All överföring mellan de båda systemen sker via likströmsförbindelser. Idag finns två 380 kV-ledningar mellan östra och västra Tyskland, men det krävs ytterligare minst två högspänningsledningar för att skapa säkerhet och stabilitet i det östtyska systemet.

VEAG:s område gränsar liksom PreussenElektras till Östersjön, och det finns därför möjligheter att via sjökablar knyta elmarknaden i f.d. Östtyskland närmare de nordiska länderna. En kabel mellan Själland och Rostock är redan beslutad. Dessutom förstärks anknypningen till Norden genom PreussenElektras engagemang på elmarknaden i östra Tyskland. I början av år 1994 köpte PreussenElektra dessutom fem av

de fjorton regionala distributionsföretagen i östra Tyskland.

4.2.4 Befintliga och planerade överföringsförbindelser

Elmarknaderna i Europa är organiserade i tre regioner inom vilka de nationella produktionssystemen körs synkront, dvs. de olika länderna håller samma frekvens. De tre samkörningsområdena är UCPTÉ, som omfattar flertalet Västeuropeiska länder¹, CDO/IPS inom vilket de östeuropeiska länderna och västra Ryssland ingår samt Nordel som omfattar de nordiska länderna. Överföringsförbindelserna mellan länderna i de samkörande regionerna är relativt väl utbyggda. Regionerna är i sin tur ihopkopplade genom ett mindre antal likströmsförbindelser.

I vissa fall skär gränsen mellan två samkörningsområden genom länder. Västra Tyskland ingår i UCPTÉ-systemet medan östra Tyskland fortfarande tillhör CDO/IPS. En hopkoppling av de båda tyska systemen beräknas ske tidigast år 1995. En strävan finns hos Polen, Ungern, Tjeckien och Slovakien att också ansluta sig till UCPTÉ.

Även Danmark är delat mellan två samkörningsområden. Inom det nordiska området körs systemen i Sverige, Norge, Finland och Själland synkront. Mellan Själland och Jylland finns än så länge ingen elektrisk förbindelse. Jylland körs däremot synkront med UCPTÉ-systemet. Via likströmskablar till Jylland finns idag överföringsmöjligheter mellan det nordiska området och länderna på kontinenten.

Mellan de nordiska länderna är överföringsförbindelserna relativt väl utbyggda, speciellt mellan Sverige och Norge. Förbindelserna byggdes under förutsättning att varje land under normala förhållanden skulle vara självförsörjande med inom landet producerad el. Nya ledningar är under uppförande eller planering. Till en viss del är detta ett resultat av den förändrade syn på elhandel som har växt fram under den senaste tioårsperioden.

¹ I UCPTÉ ingår EU-länderna, förutom Storbritannien och Irland, samt Schweiz, Österrike och f.d. Jugoslavien.

Nuvarande överföringsförbindelser

Vid 1993 års utgång var den totala överföringskapaciteten på förbindelser mellan de nordiska länderna 5 600 MW. Sverige har förbindelser med Danmark, Finland, Norge och Tyskland genom 21 likströms- och växelströmsförbindelser. Mellan Danmark (Jylland) och Norge finns två likströmsförbindelser. Finland och Norge har en 220 kV förbindelse samt några lokala förbindelser.

Baltic Cable mellan Sydsverige och Tyskland togs i kommersiell drift den 1 december 1994. Kabeln ägs av kraftföretagen Preussen-Elektra i Tyskland samt Sydkraft och Vattenfall i Sverige med en tredjedel vardera.

Med undantag av kablarna till Själland och Baltic Cable äger Svenska kraftnät samtliga större svenska utlandsförbindelser. Av Sveriges del av förbindelsen till Själland, som består av två luftledningarna och sjökablar, äger Svenska kraftnät luftledningarna och hälften av kablarna medan Sydkraft äger resterande del av kablarna.

Jylland är kopplad till UCPT-systemet via tre växelströmsförbindelser till Tyskland. Norden har även vissa kopplingar till Östeuropa. Dessa består av några mindre växelströmsförbindelser mellan Nordnorge och Ryssland och mellan Finland och Ryssland, som främst används för lokalt kraftutbyte, och en större likströmsförbindelse mellan Ryssland och sydöstra Finland.

Systemet för överföring av el mellan de nordiska länderna är ständigt under utveckling, bl.a. till följd av att efterfrågan på el förändras. Under åren 1993 och 1994 utökades överföringsförbindelserna inom Norden kraftigt bl.a. genom att kapaciteten på förbindelsen mellan Sydnorge och Sverige ökade från 1 400 MW till 1 800 MW. Ytterligare en Skagerak-förbindelse mellan Sydnorge och Jylland med en kapacitet på 500 MW togs i drift i september 1993. Den totala ledningskapaciteten mellan Sydnorge och Jylland är därmed 1 040 MW.

Av den utbyggda kapaciteten är stora delar in-tecknade via olika längre kontrakt mellan kraftproducenter i respektive land. Överföringskapaciteten på utlandsförbindelserna visas i tabell 4.5. Därav framgår att den fria disponibla kapaciteten för nya längre kontrakt är begränsad. Däremot finns i allmänhet ledig kapacitet för tillfällig handel.

Tabell 4.5 Förbindelserna med Danmark, Finland och Norge.
Kapacitet och kända avtal om utnyttjande år 1995

	Jylland	Själland	Finland Norr	Finland Syd	Norge Totalt
Kapacitet	+640	+1 500	+750	+/-515	+/-1 700
	-670	-1 300	-950		¹
Avtal/Normalförhållanden					
Fasta kraftavtal	-300			+80	+620
Egna andelar hos andra än SvK		+750			
		-650			
Abonnerat enligt särskilt avtal					+/-582
Avtal om fram-/återleverans, "pumpning"	+350				
	-300				
Transitering mellan grannländer		+200	+/-50		-/+50
					-200
Återstår	+290	+550	+700	+435	+448
	-70	-650	-900	-515	-868
Avtal/bristsituationer m m					
Kompensations- och reservkraft vid störning			+300		
			-500		
Tillbudskraft ²	-600				
Torrårssäkring	+600			-500	
Disponibelt för ny överföring	+/-0	+550	+400	+0	+448
		-650	-400	-515	-868

Anm. Angivet utnyttjande av förbindelsema för överföringar av olika slag baseras på vad som var känt 1994-11. Förhandlingar om kraftleveranser till och från grannländerna var då inte avslutade.

Eftersom överföringsrätterna inte utnyttjas oavbrutet och dessutom avtalen kan innebära leverans i olika riktning samtidigt, kan det tidvis ske betydande överföringar utan att de motsvaras av garanterad överföringsrätt för längre tid.

För flera av förbindelsema är överföringsmöjligheterna beroende av driftsituationen på de anslutande nationella näten. Angiven kapacitet avser normalförhållanden.

Källa: Svenska kraftnät

¹ Summan av de enskilda förbindelsernas överföringsförmåga är 2 900 MW. Sammanlagt beräknas överföringen totalt inte kunna överstiga ca 1 700 MW under betydande del av året.

² Innebär rätt till utbyte av tillfällig kraft på i förhand uppgjorda villkor.

Beslutade överföringsförbindelser

På grund av att överföringsmöjligheterna från de nordiska länderna till Europa genom Jylland är begränsade har utbyggnaden av nya överföringsförbindelser till stor del kommit att inriktas på direkt anslutning till kontinenten (se tabell 4.6). Ett antal likströmskablar är redan beslutade och fler har diskuterats.

Tabell 4.6 Beslutade överföringsförbindelser inom Norden och mellan Norden och andra länder, MW

	Överföringsförmåga, MW		Ledningslängs, km	
			Totalt	varav kabel
Danmark	Från	Till		
-Tyskland	Danmark	Danmark		
Bjaeverskov -Rostock (Kontek)	=600	=600	181	166
Norge	Från Norge	Till Norge		
-Tyskland				
Lista -Unterweser	=600	=600	ca 500	ca 500
Norge	=600	=600	ca 500	ca 500
-Holland				
Danmark				
-Danmark				
Själland -Jylland	=600	=600	70	70

Källa: Nordel.

Likströmskabeln Kontek mellan Själland och Tyskland är under byggnad och planeras komma i drift hösten 1995. Kabeln kommer att anslutas i Rostock i östra Tyskland.

En likströmsförbindelse under Stora Bält med en kapacitet på 600 MW planeras komma i drift år 1997. Med denna kabel kommer de båda danska bolagen ELSAM:s och ELKRAFT:s områden att knytas ihop. Jylland kommer dock fortsättningsvis att köras synkront med

UCPTE och Själland med Nordel.

En 500 km lång kabel mellan Sydnorge och Tyskland har beslutats och beräknas vara klar år 2003. Den kommer att ägas av ett bolag, Viking Cable, i vilket Norska Statnett och tyska PreussenElektra ingår med 50 % vardera. Vidare har även en länk mellan Norge och Holland erhållit koncession. Den beräknas vara klar år 2001.

Planerade överföringsförbindelser inom Norden

Förbindelsen mellan norra Sverige och Finland består idag av tre växelströmsledningar med en överföringsförmåga om 950 MW. Diskussioner pågår mellan Svenska kraftnät och finska intressenter om att höja överföringsförmågan med ca 300 MW. Studier pågår även om att bygga en ny fjärde ledning mellan norra Sverige och Finland.

Mellan södra Norge och Sverige studeras en ny växelströmsledning, som skulle öka överföringsförmågan med 400-500 MW. Kraftiga förstärkningar i Norge skulle krävas i detta alternativ.

Diskuterade förbindelser till kontinenten

Ytterligare en kabel mellan Sverige och Tyskland, Baltic Cable 2, har diskuterats. Denna är en installation snarlik Baltic Cable 1 med utbyggnad av strömriktarstationerna samt ytterligare en kabel. Tillståndsfrågorna skulle sannolikt vara ett begränsat problem, eftersom man bygger på ianspråktagen mark. Luftledningen är tekniskt förberedd men kabeldelen kräver nydragningar. Kostnaden för en andra kabel torde bli något lägre än för den första. Några aktuella planer på att bygga Baltic Cable 2 föreligger emellertid för närvarande inte.

En likströmslänk mellan Sverige och Polen är också under diskussion. Kostnader och kapacitet för en sådan länk bedöms vara av samma storleksordning som Baltic Cable 1. Svenska intressenter kan förväntas behöva svara för huvuddelen av investeringen.

För såväl Baltic Cable 2 som för länken Sverige-Polen krävs följdinvesteringar i form av förstärkningar av det svenska stamnätet, vilket ökar totalkostnaderna. De ledningsutbyggnader som skulle krävas kan bli mycket komplicerade från tillståndssynpunkt och därmed komma att ta lång tid. Detta gäller särskilt om båda kablarna skulle byggas.

4.3 Elpriser i Sverige och i våra grannländer

Skillnader i kostnader och priser är av central betydelse för att handel skall uppstå mellan olika länder. En väsentlig fråga är *vilka* kostnader och priser som är relevanta. Svaret är huvudsakligen beroende av vilken typ av handel det rör sig om, fast eller tillfällig, och vilka aktörer som deltar i handeln.

Vid handel med tillfällig kraft är drivkraften skillnader i rörliga produktionskostnader. Som tidigare beskrivits finns det mellan länder med olika produktionssystem och användningsmönster stora skillnader i rörliga produktionskostnader för el över dygnet och året. Det kan också förekomma stora skillnader i produktionskostnader från år till år, beroende på variationer i vattentillgång och långvariga oplanerade avställningar av kraftverk.

Vid utlandshandel med fast kraft mellan elföretag bestäms priset att dels av vad det exporterade företaget alternativt kan erhålla i betalning för elen, och dels av vad importören skulle behöva betala för att producera elen själv eller köpa den någon annanstans ifrån. Båda dessa faktorer är beroende av förhållanden i respektive land, exempelvis tillgång till el på marknaden. I en underskottssituation kan import av el vara ett alternativ till att bygga ut produktionskapaciteten och betalningsviljan bestäms därigenom av kostnaderna i nya kraftverk. Om importören däremot har tillräcklig egen kapacitet är det snarast de genomsnittliga rörliga produktionskostnaderna i befintliga kraftverk som är de relevanta.

Om regelverken ändras så att även elanvändarna får tillgång till näten kommer större kunder att själva kunna importera el. Intresset kommer då sannolikt att fokuseras på skillnader mellan olika länder när det gäller elpriser till elkrävande industrier och distributörer. För elintensiv industri är en jämförelse dock svår att göra, eftersom priser och andra villkor regleras i specialkontrakt, som ofta löper på lång tid och är hemliga. Även priserna till distributörer kan vara svåra att uppskatta.

För annan industri än den mest elintensiva rapporteras priser i enlighet med EG:s pristransparensdirektiv. Icke-medlemmar som omfattas av EES-avtalet började att rapportera den 1 januari 1995. Det pris som redovisas i statistiken är dock något missvisande som ett mått på drivkraften för handel på en fri marknad. Det beror på att det mellan produktionskostnader och priset till slutkunden finns en mängd pålägg i form av skatter, överförings- och distributionskostnader, koncessionsavgifter, m.m. (se nedanstående figur).

Konsumentpris exkl. skatt

Övrigt
Koncessionsavgifter
Nätkostnader
Produktionskostnad- importpris

Eftersom importerad el belastas med samma avgifter för nättjänster, koncessioner m.m. som inhemskt producerad el är det produktionskostnaden i importlandet eller priset på import från annat land som är relevant för exportören.

4.3.1 Kostnader och priser i dag

I appendix redovisas produktionskostnader och priser i Norden och i Tyskland. En jämförelse mellan länderna är av flera skäl svår att göra. Det kan för det första vara svårt att hitta tillförlitliga källor för produktionskostnader, råkraftpriser samt priserna till elverk och elintensiva industrier. För det andra är den statistik som finns ofta inte jämförbar mellan olika länder då typkunderna specificeras på olika sätt. Vidare är jämförelsen känslig för ändringar i växelkursen. Relationen mellan svenska och utländska elpriser har exempelvis förändrats drastiskt efter den svenska kronans fall hösten 1992.

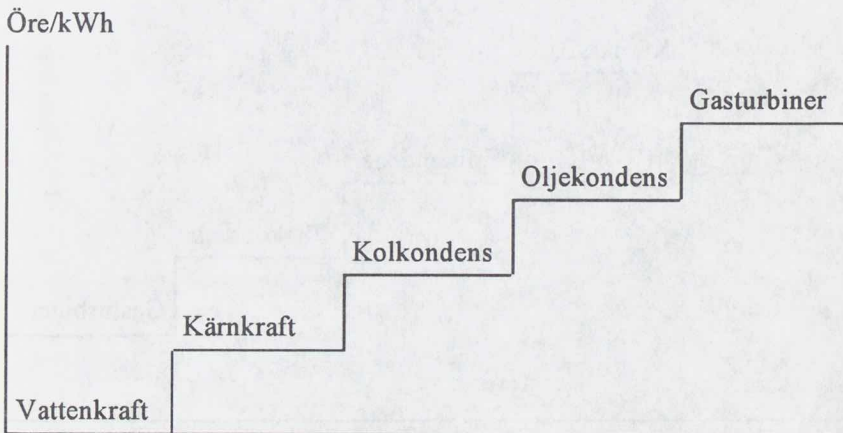
Produktionskostnader

De länder som här behandlas har elproduktionssystem som består av olika typer av anläggningar med olika ekonomiska förutsättningar, och de har därmed också helt olika kostnadstrukturer. Som framgår av nedanstående figurer har anläggningar med låga rörliga kostnader också höga fasta kostnader och omvänt.

Figuren nedan visar rörliga kostnader, som direkt kan anges i öre/kWh. Dessa utgörs främst av bränslekostnader samt s.k. rörliga drift-

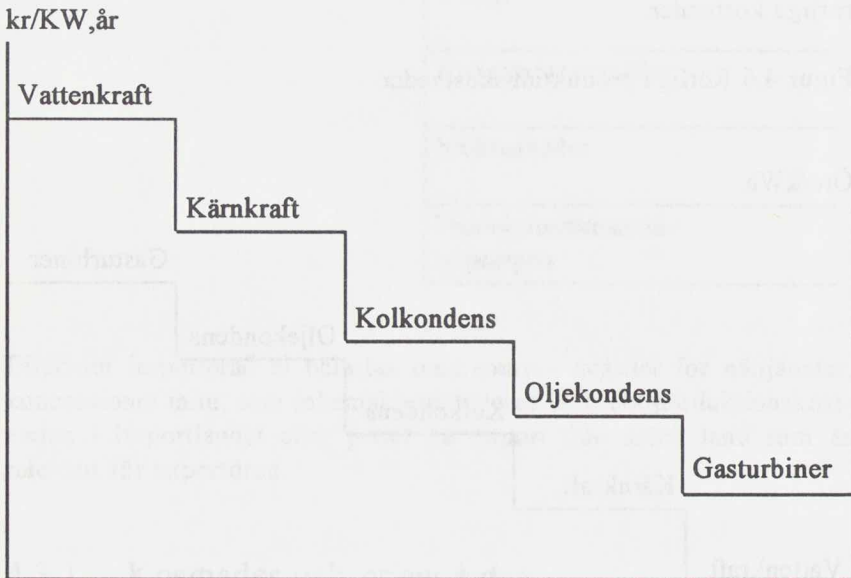
och underhållskostnader. Vattenkraft har mycket låga, i princip försumbara, rörliga kostnader medan gasturbiner har mycket höga rörliga kostnader.

Figur 4.6 Rörliga produktionskostnader



I figur 4.7 visas fasta kostnader (ränta, avskrivningar, fasta driftkostnader) som är oberoende av om anläggningen används för produktion eller inte. Äldre anläggningar har mestadels låga kapitalkostnader beroende på att avskrivningstiden för investeringarna ofta är kortare än anläggningens faktiska livslängd. Detta medför att de totala produktionskostnaderna i exempelvis äldre vattenkraftverk för det mesta är betydligt lägre än i nya.

Figur 4.7 Fasta produktionskostnader



Sammansättningen av de olika ländernas elproduktionssystem kan således till stor del förklara de skillnader i elproduktionskostnader som beskrivs i appendix. Sammanfattningsvis kan det konstateras att Norge med sitt vattenkraftbaserade system under normala förhållanden har de lägsta produktionskostnaderna, såväl totalt som på marginalen. Därefter kommer Sverige med ett system som till hälften baseras på vattenkraft och till hälften på kärnkraft.

Även Finland har med sitt blandade system relativt låga genomsnittliga produktionskostnader. Normalt har dock Finland högre marginalkostnader än Norge och Sverige, eftersom det är kolkraft eller dyrare kraftslag som utnyttjas på marginalen.

Så är fallet även i Danmark och bränslekostnaderna för kol bestämmer där, liksom i Finland, de marginella produktionskostnaderna under en stor del av året. De totala produktionskostnaderna ligger i Danmark högre än i de övriga nordiska länderna.

Produktionskostnaderna är ännu högre i Tyskland. Det beror delvis på de omfattande investeringar i reningsutrustning som har genomförts i de koleldade kraftverken i västra Tyskland. Även tvånget för kraftverken att använda en viss mängd inhemskt kol, som är 3-4 gånger dyrare än

importerat kol, bidrar till att produktionskostnaderna är höga. De marginella produktionskostnaderna är dock, i den mån det är importerat stenkol eller brunkol som används på marginalen, inte väsentligt högre än i Danmark eller Finland.

Råkraftpriser och priser till distributörer

Med råkraftpris avses här det genomsnittliga priset på stamnätets nivå. Det innefattar således enligt denna definition avgifter för överföring på stamnätet men inte på de regionala näten. Råkraftpriser i de nordiska länderna och i Tyskland behandlas i appendix. Om man till råkraftpriserna adderar överföringsavgifter för regionnäten erhålles det pris som betalas av distributörer och stora industrier som är direkt anslutna till regionnäten.

I tabell 4.7 ges en sammanställning av de priser som distributörer i olika länder betalar till producenterna. För att belysa effekten av de senaste årens växelkursförändringar har även priser i 1992 års växelkurs angetts. Siffrorna i tabellen bör tolkas med försiktighet eftersom de inte är helt jämförbara. Exempelvis är det i vissa fall oklart vilka överförings- och andra avgifter som ingår. I Tysklands fall är gapet mellan produktionskostnaderna och priset till distributörerna påfallande stort.

Tabell 4.7 Pris till distributörer och producentskatt år 1994 svenska öre per kWh

	1993 års växelkurs ¹	1992 års växelkurs ²
Sverige	25-27 ³	
Norge	16+2	13+1
Finland	23+3	22+3
Danmark	32	25
Tyskland	50 ⁴	40

¹ 1993 års mittpriser ; NOK 1,10, FIM 1,36, DKK 1,20, DEM 4,71.

² 1992 års mittpriser; NOK 0,94, FIM 1,3, DKK 0,96, DEM 3,73.

³ Gäller år 1993. Källa: NUTEK, Nätkostnader i överföring och distribution av el.

⁴ "Gränslös el", utredningar om elmarknadsreformen, DS 1994:2

Elpriserna till distributörerna är lägst i Norge och därefter kommer Finland och Sverige där nivån är ungefär densamma. Om man undantar producentskatten pekar dock de tillgängliga uppgifterna på lägre priser för distributörerna i Finland, vilket kan förklaras av att överföringskostnaderna på de regionala näten är lägre än i Sverige. Efter de senaste årens växelkursförändringar ligger prisnivån för de danska distributörerna betydligt högre än i Norden i övrigt. De tyska elverkspriserna är allra högst.

Elpriser till industrin

I tabell 4.8 visas priser till olika industrikunder i de nordiska länderna och i Tyskland. Som framgår av kommentarerna till tabellen skiljer sig definitionerna av de olika storleksklasserna åt mellan länderna. Det bör påpekas att det i Sveriges finns industrier som är betydligt mer elintensiva än den största storleksklassen i tabellen.

Tabell 4.8 Industrins elpriser år 1994, exklusive skatt, svenska öre/kWh¹

	Pris till elintensiv industri ²	Pris till mellanstor industri ³	Pris till mindre industri ⁴
Sverige ⁵	23	28	32
Norge ⁶	10	13	35
Finland	27	-	45
Danmark	-	-	42
Tyskland	62	71	85

Rangordningen av de olika länderna när det gäller industrins elpriser varierar beroende på kundens storlek. För stora och mellanstora industrier har Norge de lägsta priserna. För mindre industrier ligger priserna i Norge och Sverige på i stort sett samma nivå, medan Danmark och Finland har högre priser. De tyska elpriserna till industrin är för alla storleksklasser betydligt högre än i de nordiska länderna. För mycket elintensiv industri med hemliga kontrakt är dock skillnaderna sannolikt betydligt mindre.

Skatter och avgifter

Skatter och avgifter i insats- eller producentledet påverkar förutsättningarna för elhandeln. Det gäller dock inte skatter i konsumtionsledet, eftersom de drabbar importerad och inhemskt producerad el lika.

¹ 1993 års mittpriser; NOK 1,10, FIM 1,36, DKK 1,20, DEM 4,71.

² Sverige 140 GWh/år och 20 MW, Norge genomsnitt för industri över 70 GWh/år, Finland 500 GWh/år och 70 MW, Tyskland 75 MW, Danmark saknar denna typkund.

³ Sverige 50 GWh/år och 10 MW, Norge 50-70 GWh/år, Tyskland 50 GWh/år och 10 MW. Danmark och Finland saknar denna typkund.

⁴ Sverige 2 GWh/år, Norge 1,25-2,0 GWh/år, Finland 2 GWh/år, Danmark 1 GWh/år.

⁵ År 1993. Källa. NUTEK, Energirapport, B1994:9

⁶ Uppgifter för år 1992

Även subventioner till olika kraftslag eller bränslen påverkar elproduktionskostnaderna. Subventioner är i grunden oförenliga med EG-rätten, men tillstånd kan i speciella fall beviljas av EG-kommissionen. Sådana tillstånd har för det mesta gällt subventioner till förnybara energikällor, exempelvis vindkraft. Det är också i praktiken tillåtet att subventionera inhemska energikällor upp till 20 % av det totala behovet av primär-energi för elproduktion.²

I Sverige, Norge, Danmark och Tyskland ligger skatterna på el huvudsakligen i konsumentledet, medan Finland har skatter i producentledet och en importskatt. En översikt av skatter och avgifter ges i appendix.

Miljörestriktioner

Elproduktionssystemen i olika länder påverkas av såväl nationella som internationella miljökrav och emissionsmål, som i första hand berör produktion från fossila bränslen. Kraven leder i många fall till att investeringar i reningsutrustning måste göras i befintliga produktionsanläggningar, vilket ökar produktionskostnaderna. En snabbare nedläggning av äldre anläggningar än vad som annars hade skett, kan också bli följden. För nya anläggningar har miljökraven betydelse för investeringskostnaderna och de påverkar därmed framtida kostnader och priser för el. Hur olika länder påverkas beror främst på elproduktionssystemets sammansättning

Av de länder som här studeras har samtliga nationella miljökrav för nya stora anläggningar som är strängare eller lika stränga som EU:s (se appendix). Danmark och Tyskland har redan infört miljönormerna fullt ut och har strängare utsläppskrav på kväveoxid än övriga EU-länder, förutom Sverige och Finland. Tyskland har dessutom krav på anläggningar från 1 MW. Sverige har de strängaste kraven.

Vad beträffar reducering av utsläpp från befintliga anläggningar har man i västra Tyskland och Danmark i stort sett redan genomfört nödvändiga investeringar, och produktionskostnaderna i äldre anläggningar kommer snarast att minska i takt med att investeringarna skrivs av. I östra Tyskland kommer en anpassning till miljöreglerna att leda till sanering och nedläggning av produktionsanläggningar vilket innebär

² Denna siffra skall minska till 15 % år 2000.

ökade kostnader i elsystemet p.g.a. nyinvesteringar.

När det gäller utsläppsnormer för nya anläggningar är skillnaderna mellan de studerade länderna inte så stora att de borde ge upphov till några större kostnadsskillnader.

4.3.2 Möjlig framtida utveckling

Den nuvarande överföringskapaciteten mellan länderna utgör en begränsning av möjligheterna att handla med el. Speciellt gäller detta handeln mellan de nordiska länderna och kontinenten, även sedan Baltic Cable färdigställts. Med tanke på att det tar tid att bygga nya ledningar, inklusive förstärkning av nätet inom Sverige, är det av stort intresse att närmare försöka uppskatta kostnader och priser på morgondagens elmarknader. Utgående från dagens situation kan ett antal faktorer identifieras, som kan komma att påverka den närmaste framtida utvecklingen. Nedan diskuteras några av dessa faktorer. Liksom alla framtidsbedömningar är diskussionen behäftad med stor osäkerhet.

Förändringar i regelverken och utrikeshandel

En avreglering av elhandeln kan medföra betydande förändringar. För Sveriges del väntas en ökad konkurrens mellan producenterna att leda till att ett dolt kapacitetsöverskott frigörs och att priserna sjunker. Vinsterna kommer därmed att omfördelas från producenter till konsumenter. De krympande vinstmarginalerna inom såväl produktion som försäljning ger samtidigt ökade incitament till kostnadssänkningar. Avregleringen förväntas även leda till en ökad effektivitet med avseende på investeringarna, och därmed på längre sikt lägre totala kostnader än om elmarknaden inte reformeras.

Reformen i Finland sker i en situation utan utbudsöverskott, vilket medför att effekterna på prisnivån i Finland kanske inte blir så stora som i Sverige. Intresset från finska kunder att köpa kraft från Norge och Sverige är stort. En ökad export till Finland kan leda till att de förväntade prissänkningarna i Sverige blir något mindre. För att exporten till Finland skall kunna öka måste emellertid en utbyggnad av överföringskapaciteten ske.

En ökad integration av den nordiska elmarknaden som en följd av elmarknadsreformerna skulle få effekter i Sverige framför allt genom ett ökat handelsutbyte med Norge. Redan det faktum att norska producenter får möjlighet att komma in på den svenska marknaden kommer att genom den ökade konkurrensen verka pressande på den svenska

elprisnivån. Dessutom finns, på grund av att elproduktionen är vattenkraftbaserad i Norge, under de flesta år ett elöverskott och därmed normalt lägre priser än på den svenska marknaden³. En ökad nordisk integration kommer att leda till en utjämning av elpriserna och därmed till en press nedåt på de svenska elpriserna.

Handeln mellan Norden och Tyskland kan väntas öka i omfattning i takt med att överföringsförbindelserna byggs ut. Med Baltic Cable har Sverige numera en överföringskapacitet till Tyskland på 600 MW. Kabelns överföringskapacitet motsvarar ca 2 % av den svenska elproduktionskapaciteten.

Inverkan på elpriserna i Sverige av en ökad handel med Tyskland sker även indirekt via den norska elmarknaden när den norska handeln med Tyskland ökar. En eventuell export av el till Tyskland från Sverige och Norge kommer att verka prishöjande eftersom utbudet på den nordiska elmarknaden minskar. Detta gäller i främst för fast kraft men även för tillfällig kraft om exporten väsentligt överstiger importen.

En reformering av elmarknaden i *Tyskland* kan med tiden komma att bli verklighet (se avsnitt 4.2.3) En ökad konkurrens väntas då leda till sjunkande elpriser till följd av effektivisering och eliminering av monopolvinsterna. Därutöver kan en ökad import från Frankrike, Norden och eventuellt även Polen pressa prisnivån ytterligare. En avreglering av den tyska marknaden kan således väntas leda till lägre priser för de tyska elkonsumenterna och dagens prisskillnader kommer i den nya situationen därför inte att vara relevanta.

Den framtida elförsörjningen

Hur kostnader och priser kommer att ändras i framtiden beror bl.a. på de olika ländernas framtida kraftbalans, dvs. förhållandet mellan tillgång och efterfrågan. Utvecklingen av kraftbalansen är i sin tur främst beroende av efterfrågetillväxten samt av eventuell tillkommande kapacitet och nedläggningar.

En utbyggnad av produktionskapaciteten kan försvåras av olika politiska och miljömässiga restriktioner, som exempelvis kan vara beroende av ländernas nationella och internationella åtaganden när det

³ Vid regnfattiga år (torrår) kan dock priserna i Norge bli höga, eftersom man under dessa år måste importera från Sverige och Danmark eller ta flerårsmagasin i anspråk.

gäller koldioxidutsläpp. Även energi- och miljöpolitiska avvägningar som påverkar befintliga anläggningar har stor betydelse. I appendix finns en beskrivning av hur elförsörjningen förväntas utvecklas i olika länder, som kort sammanfattas här.

Enligt tillgängliga prognoser förväntas elefterfrågan i de nordiska länderna, med undantag av Finland, och i västra Tyskland att öka med cirka 1 % per år under den närmaste tioårsperioden. I Finland bedöms efterfrågan öka med cirka 3 % per år. Det överskott som idag finns i Sverige, Norge och Danmark kommer att krympa mot slutet av seklet. Därigenom förväntas elpriset stiga successivt i samtliga länder. I Finland, som i dag inte har något överskott, kommer behovet av ny produktionskapacitet och/eller ökad import att bli påtagligt när elhandelsavtalet med Ryssland löper ut år 2000. En ökad integration av de nordiska elmarknaderna kan dock medföra att utbyggnadsbehoven och pristegringarna kan skjutas framåt i tiden. Prisenivån på en gemensam nordisk elmarknad kommer att utjämnas.

I västra Tyskland förväntas den stigande elefterfrågan att täckas genom ökad import och en utbyggnad av anläggningar med produktionen baserad på främst importerat kol och naturgas. En omläggning av kolsubventionerna är planerad, som skulle sänka produktionskostnaderna i de stenkolseldade kraftverken. Elpriserna förväntas falla reellt.

I östra Tyskland har den kraftiga nedgången i elefterfrågan mattats av och förväntas vända till en uppgång. År 2005 bedöms elanvändningen att ligga på ungefär samma nivå som år 1989. Eftersom en stor del av de gamla brunkolseldade anläggningarna kommer att läggas ned av miljöskäl, är behovet av ny produktionskapacitet relativt stort. Investeringar förväntas ske i nya brunkolsanläggningar och i anläggningar som använder importerat stenkol och naturgas.

4.4 En nordisk elmarknad

Sedan många år är elsystemen i Norden knutna till varandra. Samarbeta har i första hand skett mellan de stora kraftproducenterna i de olika länderna. Riktlinjer för samarbetet har ofta skett inom Nordel.⁴ Detta samarbete har varit nödvändigt av tekniska skäl eftersom Sverige, Norge, Finland och Själland är sammankopplade med växelströmsförbindelser, vilket innebär att en förändring i elproduktionen eller

⁴ Nordel är ett samarbetsorgan främst för de stora elproducenterna i de nordiska länderna.

elkonsumtionen i ett land omedelbart får återverkningar i de andra länderna. Samarbetet mellan företagen har också gällt ekonomiska frågor, och det har bl.a. funnits överenskommelser om de prissättningsprinciper som skall gälla för den s.k. tillfälliga handeln mellan länderna. Samarbetet har fungerat bra, men har dock begränsats av att det enbart gällt de stora produktionsföretagen.

Norge har de senare åren genomfört stora förändringar i syfte att effektivisera elmarknaden. En rad åtgärder har vidtagits för att öka förutsättningarna för konkurrens på de områden där konkurrens är möjlig samtidigt som den statliga regleringen har blivit mer omfattande och effektivare på andra områden. Syftet med reformen har varit att stärka elkonsumenternas ställning. Till följd av att den norska reformen genomfördes tidigare än i andra nordiska länder har förutsättningarna för den nordiska elkraftutbytet förändrats.

Det vilande lagförslaget i Sverige och det regelverk som skall träda i kraft i Finland under år 1995 har stora likheter med den norska ellagstiftningen. Genom att harmonisera regelverken i de nordiska länderna skapas nya förutsättningar för ett effektivare utnyttjande av de gemensamma resurserna. Om inte Sverige ändrar lagstiftningen i riktning mot vad som gäller i de andra länderna, finns en risk för att den nordiska handeln kan försvåras med negativa konsekvenser för driftekonomin och miljön.

4.4.1 Fördelar med en integrerad nordisk elmarknad

Bättre utnyttjande av produktionsresurserna

Det finns stora fördelar med att koppla samman elsystem med stor andel vattenkraft med elsystem med stor andel värmekraft. Orsaken är att det ofta är billigt att reglera vattenkraftproduktion, dvs. att öka produktionen för att möta belastningsvariationer eller bortfall av annan produktion. I ett elsystem med en stor andel vattenkraft finns det sällan någon risk att effekten i den samlade produktionen inte skall räcka till. Däremot finns risk för att den totala mängden vatten inte skall räcka till att producera all den energi som behövs. I ett värmekraftsystem är situationen den omvända.

Genom att integrera ett värmekraftsystem och ett vattenkraftsystem uppnås flera fördelar:

- Bättre bränsleekonomi i värmekraftverken genom att vattenkraften utnyttjas för att reglera belastningsvariationer.
- Lägre utsläpp av miljöskadliga ämnen genom att värmekraftverken kan köras jämnare och under kortare tid av året.
- Befintlig vattenkraft utnyttjas i stället för att bygga värmekraft som enbart skulle komma att utnyttjas under ett fåtal timmar som topplast. Om nyinvesteringar krävs är det ofta billigare att, om det är möjligt, höja effekten i befintliga vattenkraftstationer än att investera i värmekraft.
- I stället för att investera i dyr reservproduktion eller investera i flerårsmagasin för att kunna spara vatten utnyttjas befintlig värmekraft mer när det är ont om vatten.
- En gemensam marknad för el med betydande och lättillgängliga reglerresurser garanterar att den billigast tillgängliga reglerresursen utnyttjas vid varje tidpunkt. Eftersom vattenkraften i de nordiska länderna har olika egenskaper (lättare att reglera i Norge) minskar de gemensamma kostnaderna för reglering vid en samordning.

Förbättrad konkurrens

Elmarknadsreformerna i Norge, Sverige och Finland är delvis en anpassning till stora förändringar på elområdet (se underlagspromemoria 1), vilka har medfört ett ändrat beteende hos elmarknadens aktörer; producenter, distributörer och slutförbrukare av el. Den nuvarande ellagstiftningen förutsatte en stor andel offentligt ägande inom kraftindustrin och distributionen för att fungera tillfredsställande och ge det konsumentskydd som eftersträvades.

Ett kraftföretag med en stor andel av produktionskapaciteten och marknaden har flera olika möjligheter att utnyttja situationen till sin fördel. Detta gäller speciellt i den situation som råder i dag, men risken finns även på en reformerad elmarknad om koncentrationen i produktionen är för hög. Förutsättningarna för en fungerande konkurrens ökar betydligt på en gemensam nordisk elmarknad. På en norsk-svensk elmarknad kommer exempelvis Vattenfalls andel av de sammanlagda produktionsresurserna att reduceras till knappt 30 %, vilket ungefär motsvarar Statkrafts andel av den norska produktionen. På en gemensam norsk-svensk-finsk elmarknad är Vattenfalls andel drygt 20 %.

Stabilare priser

I ett rent vattenkraftsystem som i Norge är det svårt att förutsäga den kortsiktiga prisnivån. Orsaken är att den rörliga produktionskostnaden för vatten är låg, dvs. att prisgolvet är mycket lågt, ca 2 öre/kWh.⁵ Å andra sidan kan priserna stiga till höga nivåer om aktörerna befarar att det kommer att bli ont om vatten framöver.

I ett kraftsystem med en större andel värmekraft riskerar inte priserna att svänga på samma sätt. Till skillnad från vattenkraftsystemet bestäms priserna mer av faktiska produktionskostnader än av bedömningar av det framtida innehållet i vattenmagasinen.

Redan idag bestäms prisnivån på dygns- och veckomarknaden i Norge till stor del av kraftsituationen och priserna i Sverige, Danmark och Finland.

I det nordiska kraftsystemet används nästan alltid någonstans kolkraft. Den rörliga kostnaden för kolkraft ligger på ca 13 öre/kWh. Förutsatt att det inte finns nätbegränsningar (vilket sällan är fallet) kommer inte prisnivån i Norge normalt att sjunka under 13 öre/kWh vid en öppen nordisk elmarknad. På motsvarande sätt finns det betydande mängder produktion i Norden som har en rörlig kostnad på under 30 öre/kWh. Det betyder att prisnivån vid kortsiktiga affärer inte bör understiga ca 13 öre och inte överstiga ca 30 öre.

Om det riskerar att bli brist på kraft kommer prisnivån på kortsiktiga affärer att stiga. Om det inte finns mer produktion att sätta in eller om producenterna "håller på kraften" måste anpassningen ske hos elkonsumenterna. Det finns många konsumenter som kommer att välja att tillfälligt minska sin elanvändning om priserna blir höga. Sådan priskänslig förbrukning finns inom hushållen men framför allt inom industrin. Ju fler konsumenter som känner av prisförändringarna desto snabbare och lättare blir anpassningen. Detta gör att de prisfluktuationer som kommer att uppstå på en gemensam nordisk marknad blir mindre än motsvarande prisfluktuationer om de nationella marknaderna är isolerade.

⁵ Prisgolvet bestäms huvudsakligen av produktionsskatten som för närvarande är 1,5 norska öre per kWh.

Effektivare investeringar

Ett viktigt motiv till den nya ellagstiftningen i Norge, Sverige och Finland är att skapa bättre investeringsincitament. Med en gemensam nordisk elmarknad ökar förutsättningarna för att investeringar genomförs där det är billigast och att de genomförs av de företag som är bäst lämpade att genomföra investeringen.

En integrerad nordisk elmarknad kommer innebära en ökad handel både på kort och lång sikt och därmed ett ökat behov av överföringskapacitet. Eftersom de ökade möjligheterna till handel leder till att de befintliga produktionsresurserna kommer att utnyttjas effektivare kan investeringar i ny kraftproduktion till en del skjutas på framtiden. Ett optimalt utnyttjande av befintlig produktion och en optimal lokalisering av ny produktion förutsätter dock att överföringstjänsterna är riktigt prissatta.

4.4.2 Miljökonsekvenser

Som tidigare beskrivits medför öppna nät att producenter och kunder kan handla fritt vilket i sin tur leder till ett effektivare utnyttjande av befintliga resurser och effektivare investeringar.

En öppning av elnäten ökar förutsättningarna för att det kraftslag vid varje tidpunkt kommer att utnyttjas som har de lägsta rörliga kostnaderna. Följande effekter kan då väntas inträffa:

- Vattenkraften kommer att utnyttjas effektivare. Vid våtår kan vattenkraftsproducenter lättare få avsättning för sin el och risken för att vatten måste spillas minskar. Hur stora miljöeffekterna blir beror på vilket kraftslag som vattenkraften ersätter. Som det nordiska produktionsystemet är utformat är det under normala förhållanden kolkraft som har de högsta rörliga kostnaderna och som därför kommer att minska i volym om tillgången på vattenkraft är god. Om vattenkraft ersätter kolkraft minskar utsläppen av miljöfarliga ämnen.
- Värmekraftverken kan köras jämnare om vattenkraftens regleringskapaper kan utnyttjas till fullo genom handel. Genom att undvika upp- och nedregleringar av produktionen i värmekraftverken blir bränsleekonomin bättre och utsläppen därmed lägre.
- Eftersom kärnkraft har lägre rörliga kostnader än kolkraft kan den vid ökad handel komma att ersätta viss kolkraft som baslast, vilket medför reduktioner i de samlade utsläppen.

- I bristsituationer kan man undvika att använda reservanläggningar som ger stora utsläpp av miljöskadliga ämnen. För Sveriges del består reservkapaciteten av gasturbiner och äldre oljekondensanläggningar med höga rörliga kostnader. Det kommer i de flesta fall att finnas kraft att tillgå till lägre kostnader på en integrerad nordisk marknad.

Liksom i dag kommer Sverige i framtiden sannolikt att i vissa situationer importera el framställt med kol från Danmark. Som vi redan beskrivit önskar man i Danmark reducera kolanvändningen till förmån för gas- och biobränslen vid elframställning, gärna i kombination med fjärrvärme. Detta belyser vikten av en integrerad nordisk miljöpolitik vad gäller utsläpp av svavel och kväve samt koldioxid.

För att uppnå ett effektivt utnyttjande av produktionresurserna med hänsyn tagen till deras miljöpåverkan måste miljökostnaderna tillåtas att slå igenom på produktionskostnaderna för el, dvs. skatter och avgifter på miljöskadliga ämnen måste läggas på bränslen i elproduktionen. Detta gäller även om länderna inte handlar med varandra, men reduktionen av utsläppen blir större vid en ökad integration. Det är också viktigt att utsläppsnormer för produktionsanläggningar inte skiljer sig väsentligt mellan olika länder.

Att använda importskatter på el för att kompensera för olika former och nivåer av miljöavgifter mellan länderna är inte tillåtet enligt EG och GATT. Om Sverige exempelvis skulle införa koldioxidskatt även i elproduktionen är det inte möjligt att genom en importskatt förhindra att importen av fossilbaserad el ökar.

På längre sikt kommer utsläppen av miljöskadliga ämnen att påverkas av vilka investeringar som kommer att göras i nya produktionsanläggningar. Genom att de samlade resurserna utnyttjas bättre vid ökad handel kan investeringar, exempelvis i nya värmekraftanläggningar för topplast undvikas eller senareläggas.

Den utbyggnad av produktionskapaciteten som är nödvändig kommer på en integrerad marknad att ske där det är billigast. I detta sammanhang kan miljöavgifter och utsläppsnormer för nya anläggningar vara avgörande för i vilket land anläggningarna byggs. Det är därför viktigt att avgifter och normer harmoniseras så att ett land inte får konkurrensfördelar på grund av lägre miljökrav. Som beskrivs närmare i appendix är kraven på nya anläggningar relativt lika i de nordiska länderna. I appendix beskrivs även det arbete på området som bedrivs internationellt.

Det är svårt att kvantifiera effekterna på miljöutsläppen av utrikeshandeln med el och de försök som görs i detta avsnitt får närmast betraktas som räkneexempel. Ett problem härvidlag är att bestämma hur stora utsläppen i elsektorn skulle vara i respektive land i avsaknad av handel. Vidare förekommer stora variationer i handeln mellan de nordiska länderna från år till år. Dessa beror främst på årsvisa skillnader i nederbörd men även på varierande tillgänglighet i kärnkraftverken.

Om vi betraktar effekterna på kort sikt har vi redan pekat på hur mönstret för kraftutväxlingen mellan de nordiska länderna möjliggör minskade utsläpp från elproduktionen. De största miljövinster härrör från att vatten- och kärnkraft genom handel kan ersätta produktion i fossilbaserade anläggningar. För att ge en uppfattning om storleksordningen kan nämnas att varje ersatt TWh el från ett konventionellt kolkraftverk minskar utsläppen av koldioxid med i genomsnitt 0,9 miljoner ton⁶. (För nya kolkraftverk är motsvarande siffra 0,7 miljoner ton koldioxid). Utsläppen av svavel och NO_x minskar med ca 0,5 tusen ton vardera per TWh.

På längre sikt, om efterfrågan på el växer, behövs ny produktionskapacitet. Om miljöavgifter tillämpas i elproduktionen kommer miljökostnaderna att påverka investeringsbesluten och effekterna av miljöavgifterna förstärks om den nordiska elmarknaden integreras. Modellberäkningar visar att med en avgift på knappt 400 SEK per ton koldioxid (350 NOK) skulle de samlade utsläppen på den nordiska elmarknaden vid handel reduceras med över 7 miljoner ton koldioxid år 2000 jämfört med ett fall utan handel.⁷ Motsvarande siffra för år 2010 är 20 miljoner ton.

4.4.3 Konsekvenser av olika marknadssystem i Sverige, Norge och Finland

Om det vilande lagförslaget i Sverige inte införs kommer Sveriges elmarknadssystem att skilja sig väsentligt från vad som gäller i Norge och Finland. Detta skulle innebära betydande nackdelar eftersom en integration av den svenska elmarknaden med de övriga ländernas

⁶ Energi- och CO₂-avgifter som klimatpolitiska verkemedel i Norden. Nordisk Ministerråds ad hoc grupp för klimatstrategier på energiområdet. EK-EN (E) 1/94-6.

⁷ Statistisk Sentralbyrå 1994. CO₂-utslipp og det nordiske elektricitetsmarkedet. En modellanalyse.

elmarknader då inte är möjlig.

Norge kan välja att orientera sig mer mot kontinenten om den svenska reformeringen inte blir av. Fler kablar kan byggas och Norge kan genom långsiktiga avtal binda en stor del av sitt överskott till kontinenten.

Möjligheterna för Sverige att bedriva handel med de övriga nordiska länderna kommer att försämrats om reformeringen inte fullföljs. Detta får i sin tur ett antal negativa följdverkningar för bl.a. resursutnyttjandet, driftsäkerheten, konkurrensen och miljön.

4.4.4 Vägen mot en fortsatt integration

Det pågående arbetet med ny ellagstiftning i Finland, Norge och Sverige har aktualiserat frågan om hur förbindelserna mellan de nationella elmarknaderna skall utnyttjas i framtiden och hur det hittillsvarande nordiska samarbetet på elområdet skall föras vidare. En arbetsgrupp under Nordiska ministerrådet avlämnade i augusti 1994 rapporten "Det nordiske kraftmarkedet - under utveckling" som bl.a. behandlar förutsättningarna för och behoven av åtgärder för att utveckla det nordiska elsamarbetet. De nordiska energiministrarna beslöt i november 1994 att överlämna rapporten som sitt svar på Nordiska Rådets rekommendation nr. 9/1993 om "Nordels framtid".

I rapporten konstaterar arbetsgruppen att de ekonomiska och miljömässiga vinsterna av det nordiska elsamarbetet kan öka ytterligare om samarbetet vidareutvecklas. I den nya situationen, när regelverken för elhandeln ändras på områden som nättillgång, prissättning och rollfördelning på marknaderna, bör samarbetet omorganiseras. Särskilt bör ett vidare samarbete om driftkoordineringen i det nordiska elsystemet prioriteras. Ändringarna medför bland annat att ansvaret för centrala funktioner i elsystemet i flera länder förläggs till nya aktörer. De systemansvariga i de enskilda länderna bör därför utarbeta de avtal och riktlinjer som krävs för att säkra ett systemtekniskt samarbete mellan länderna i det nordiska frekvensområdet.

Arbetsgruppen påpekar samtidigt att de grundläggande tekniska förutsättningarna är goda för en utveckling av den nordiska elhandeln. Gruppen pekar på bland annat följande viktiga inslag i utvecklingen av en nordisk elmarknad:

- ett mer effektivt systemtekniskt samarbete, t.ex. en nordisk regler-

- kraftsmarknad,
- hantering av flaskhalsar i överföringssystemet och principer för utnyttjande av överföringsförbindelserna som inte snedvrider eller hindrar handeln,
 - regler för nättillgång och avgiftssystem som inte snedvrider handeln eller diskriminera vissa aktörer,
 - överföringstariffer som baseras på de reella kostnaderna. Ett punktтарiffsystem bidrar till en mer effektiv handel,
 - regelbundet och ömsesidigt informationsutbyte mellan de systemansvariga om de långsiktiga infrastrukturplanerna i de enskilda länderna,
 - standardiserade metoder för mätning och avräkning,
 - handelsformer som börser och organiserade marknader effektiviserar handeln genom att bl.a. reducera transaktionskostnaderna, förbättra prisinformationen och förbättra marknadsaktörernas möjligheter att hantera risk och osäkerhet,
 - vid etableringen av börser och organiserade marknader i flera av länderna bör regelverken för sådan handel samordnas,
 - möjligheten till långsiktiga avtal mellan länderna kan bidra till mer rationella investeringar i elproduktion och ge miljöfördelar. Om man önskar ett bästa möjliga utnyttjande av de nordiska energiresurserna kan inte målet om självförsörjning i varje land upprätthållas strängt.
 - de miljöpolitiska styrmedlen bör fastställas så att prissignalerna till kraftmarknaden blir konsistenta.

Die Wirtschaftliche Lage in den letzten Jahren ist durch die allgemeine Krise in Europa und die damit verbundenen Schwierigkeiten für den Export gekennzeichnet. Die Produktion ist zurückgegangen, und die Arbeitslosigkeit ist stark ansteigend.

Die Regierung hat verschiedene Maßnahmen ergriffen, um die Wirtschaft zu stabilisieren und die Arbeitslosigkeit zu verringern. Dazu gehören Steuererleichterungen und die Förderung der Exporte.

Die Lage der Landwirtschaft ist ebenfalls besorgniserregend. Die Ernteerträge sind gering, und die Preise für landwirtschaftliche Produkte sind niedrig.

Die Industrie hat ebenfalls erhebliche Schwierigkeiten. Die Produktion ist zurückgegangen, und die Preise für Industrieprodukte sind niedrig.

Die Lage der Dienstleistungsbranche ist ebenfalls besorgniserregend. Die Produktion ist zurückgegangen, und die Preise für Dienstleistungen sind niedrig.

Die Lage der öffentlichen Verwaltung ist ebenfalls besorgniserregend. Die Ausgaben sind hoch, und die Einnahmen sind niedrig.

Die Lage der öffentlichen Finanzen ist ebenfalls besorgniserregend. Die Ausgaben sind hoch, und die Einnahmen sind niedrig.

Die Lage der öffentlichen Gesundheit ist ebenfalls besorgniserregend. Die Ausgaben sind hoch, und die Einnahmen sind niedrig.

Die Lage der öffentlichen Bildung ist ebenfalls besorgniserregend. Die Ausgaben sind hoch, und die Einnahmen sind niedrig.

Die Lage der öffentlichen Sicherheit ist ebenfalls besorgniserregend. Die Ausgaben sind hoch, und die Einnahmen sind niedrig.

Die Lage der öffentlichen Kultur ist ebenfalls besorgniserregend. Die Ausgaben sind hoch, und die Einnahmen sind niedrig.

Die Lage der öffentlichen Wissenschaft ist ebenfalls besorgniserregend. Die Ausgaben sind hoch, und die Einnahmen sind niedrig.

Die Lage der öffentlichen Kunst ist ebenfalls besorgniserregend. Die Ausgaben sind hoch, und die Einnahmen sind niedrig.

Die Lage der öffentlichen Literatur ist ebenfalls besorgniserregend. Die Ausgaben sind hoch, und die Einnahmen sind niedrig.

Die Lage der öffentlichen Musik ist ebenfalls besorgniserregend. Die Ausgaben sind hoch, und die Einnahmen sind niedrig.

Die Lage der öffentlichen Theater ist ebenfalls besorgniserregend. Die Ausgaben sind hoch, und die Einnahmen sind niedrig.

Die Lage der öffentlichen Oper ist ebenfalls besorgniserregend. Die Ausgaben sind hoch, und die Einnahmen sind niedrig.

Die Lage der öffentlichen Ballett ist ebenfalls besorgniserregend. Die Ausgaben sind hoch, und die Einnahmen sind niedrig.

Die Lage der öffentlichen Schauspielerei ist ebenfalls besorgniserregend. Die Ausgaben sind hoch, und die Einnahmen sind niedrig.

Die Lage der öffentlichen Kunstszene ist ebenfalls besorgniserregend. Die Ausgaben sind hoch, und die Einnahmen sind niedrig.

Die Lage der öffentlichen Kulturpolitik ist ebenfalls besorgniserregend. Die Ausgaben sind hoch, und die Einnahmen sind niedrig.

Die Lage der öffentlichen Kulturpolitik ist ebenfalls besorgniserregend. Die Ausgaben sind hoch, und die Einnahmen sind niedrig.

5 Glesbygdskundernas situation

Den vilande ellagstiftningen som riksdagen beslöt om i maj 1994 innebär att produktion och försäljning av el skiljs från överföringen av el (nätverksamhet). För elkunden betyder det att elleveranserna blir beroende av två separata avtal - ett avtal om inköp av el och ett avtal om överföring av el till kundens uttagspunkt på elnätet.

Det pris som kunden då betalar till elproducenten eller elleverantören är i princip oberoende av var i landet elen tas ut från nätet. Kundens inköpsavtal reglerar när säljaren skall tillhandahålla el på elnätet och under vilka villkor det skall ske, men det är kunden som genom sitt avtal med ett nätföretag har att se till att elen kan tas ut från nätet.

I normalfallet kommer en kraftproducent att ha avtal med en nätägare som möjliggör överföring av el från kraftstationen till stamnätet. Kundens avtal med den nätägare till vars nät han är ansluten inkluderar anslutning till och överföring på nätägarens nät, utmatning från stamnätet och överföring på eventuella mellanliggande nät. Det innebär att en köpare av el kan avtala om inköp med vilken producent eller säljare som helst i landet. Elpriset blir oberoende av var kundens uttagspunkt är belägen. Den delen av det totala pris som kunden betalar för den elektriska energin påverkas inte av om den tas ut i glesbygd eller i tätort. Det är alltså de nya reglerna för prissättning av nättjänster som måste granskas med avseende på glesbygdskundernas situation.

Den följande framställningen är därför inriktad på att beskriva den praxis i tariffsättningen, som har tillämpats med nu gällande regelverk, och de planer för nättariffernas utformning enligt det nya regelverket, som har redovisats av några företag. Som bakgrund till framställningen görs också en jämförelse mellan de bestämmelser i den gällande och den vilande lagstiftningen som är betydelsefulla för vad kunderna betalar för elöverföringen.

I det följande avsnittet redovisas innebörden av några viktiga begrepp som koncession, regionalt nät, lokalt nät etc. Avsnitt 5.2 behandlar de nu gällande bestämmelserna om prissättning, leveransskyldighet m.m. och den aktuella prissättningen av elöverföring på stamnätet och av elleveranser från regionala nät och lokala nät.

I avsnitt 5.3 beskrivs de vilande reglerna för anslutnings- och

överföringsskyldighet, nättariffer m.m. på olika ledningsnivåer. Med ett regelverk som den vilande ellagen friläggs priset för elöverföringen. Lagen innehåller bestämmelser om tariffsättning och särredovisning av nätverksamhet som är avsedda att i huvudsak bibehålla nu gällande praxis för tarifiering av överföringstjänster. Beskrivningen kompletteras med en redovisning av preliminära nättariffer för år 1995, som utarbetades av vissa företag under hösten 1994.

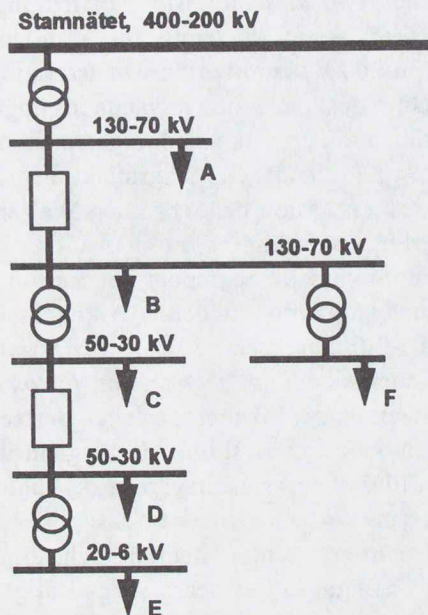
Därefter (avsnitt 5.4) analyseras behovet av ändringar i den vilande lagstiftningen i syfte att stärka glesbygdskundernas situation. Några fall identifieras där det vilande regelverket under ogynnsamma villkor skulle kunna leda till försämringar för glesbygdskunder. Det bör understrykas att dessa möjligheter att ändra kostnadsfördelningen mellan kunder också finns med den nu gällande ellagen.

5.1 Några viktiga begrepp

En glesbygdskund är - i likhet med övriga elkunder - antingen ansluten till ett regionalt elnät (kund med betydande förbrukning) eller till ett lokalt elnät (övriga kunder). Några få mycket elkrävande industrier kan ta ut sin el direkt från stamnätet. *Stamnätet* utgörs av samtliga 400 och 220 kV ledningar i Sverige inklusive tillhörande ställverk, transformatorstationer, m.m. Staten äger genom Svenska kraftnät större delen av stamnätet och disponerar genom avtal de övriga ledningar och andra anläggningar som ägs av enskilda företag. Nätet utnyttjas i dag av de stora kraftföretagen för överföring av el mellan områden i landet och till och från utlandet. Utlandsledningarna omfattar ledningar och kablar mellan Sverige och våra grannländer. De är direkt förbundna med stamnätet.

Begreppet *regionnät* eller *regionalt nät* är inte definierat i vare sig den gällande eller vilande lagtexten. Med ett sådant nät brukar förstås ledningar på huvudsakligen spänningsnivåerna 130-20 kV inom ett sammanhängande område som förvaltas av samma företag. De regionala ledningarna innehas och drivs av de kraftföretag som inom regionen levererar högspänd el till kunder med större förbrukning. I figur 5.1 illustreras uppbyggnaden av ett regionalt nät. Nätet är i en eller flera punkter anslutet till stamnätet. Kunderna (A-F) tar ut el på olika spänningsnivåer, och inom regionnätet transformeras el i flera led ned från stamnätetsnivån 400-220 kV.

Figur 5.1 Principskiss av ett regionnät



De kunder som tar ut el från det regionala nätet är antingen återförsäljare (lokalt distributionsföretag) eller kunder med stor elförbrukning. Regionnätägarens kostnad för överföring av el till kundens uttagspunkt beror i hög grad på det antal transformeringsled som leveransen genomgår och längden på det ledningsnät som krävs för att överföra elen till kunden. Kostnadsbildningen är dock vanligen mer komplicerad än så, och det är då svårt att entydigt hänföra alla kostnader till bestämda kunder. Ofta försörjs ett flertal kunder utmed samma ledning, som i sin tur är förbunden med högre spänningsnivåer i flera punkter.

Inom distributionsområdena, dvs. på ett *lokalt nät* eller *lokalt nät*, sker därefter en fortsatt geografisk finfördelning av överföringsnätet samt transformeringar ända ned till leveransspänningen för hushåll på 230/400 volt. De lokala näten innehas och drivs av lokala distributionsföretag.

För att få uppföra eller använda elektriska starkströmsledningar krävs

tillstånd eller *koncession*. Enligt gällande lag förekommer två typer av koncessioner. *Linjekoncession* meddelas för viss ledning med en i huvudsak bestämd sträckning och *områdeskoncession* för ledningsnät inom ett visst område. *Linjekoncession* används för stamledning (400-220 kV), regionledning (130-20 kV) samt i mindre utsträckning för fördelningsledning (20-3 kV). *Områdeskoncession* används för hög- och lågspänningsledningar och andra närdistributionsledningar, som regel med en spänning om högst 20 kV, inom ett geografiskt begränsat område. Den som har en områdeskoncession behöver inte söka särskilt tillstånd för varje ledning under en viss spänning.

I den nya lagtexten ersätts det nuvarande begreppet koncession med begreppet *nätkoncession*. Därmed markeras att den nya koncessionstypen endast avser överföring av el (nätverksamhet). *Nätkoncession för linje* motsvarar den äldre linjekoncessionen. *Nätkoncession för område* motsvarar den äldre områdeskoncessionen. Liksom idag skall den senare koncessionen avse ett ledningsnät inom ett visst område. Lagändringen innebär stora förändringar vad gäller koncessionshavarnas skyldigheter, vilket redovisas i avsnitt 5.3 nedan.

De kraftledningar som tillsammans bildar stamnät och utlandsledningar omfattas således av många linjekoncessioner. Enligt det vilande lagförslaget skall de i framtiden omfattas av nätkoncessioner för linje. Också i ett regionalt nät omfattas var och en av ledningarna av linjekoncessioner, i framtiden nätkoncessioner för linje. För ledningarna inom ett lokalt nät krävs däremot inte en linjekoncession för varje ledning, utan koncessionshavaren får dra fram ledningar inom det geografiska område för vilket områdeskoncessionen gäller. Även i detta avseende överensstämmer de nuvarande och de nya bestämmelserna.

I den vilande lagstiftningen ingår också en lag om handel med el, m.m. Den innehåller bl.a. bestämmelser om en särskild *leveranskoncession* för el. Denna koncession avser dock inte, som de tidigare nämnda koncessionstyperna, uppförandet eller driften av kraftledningar utan rätten att leverera el utan särskild mätning inom visst område, samt en skyldighet att leverera el till samtliga abonnenter inom området. I leveranskoncessionärens skyldigheter ingår också att köpa el från små producenter inom området. Leveranskoncessionen kan omfatta ett eller flera områden som omfattas av nätkoncession för område.

5.2 Elöverföringspriser med nu gällande regler

5.2.1 Vissa bestämmelser om leveransskyldighet, prisreglering m.m.

En innehavare av områdeskoncession har enligt nu gällande lag i princip ensamrätt till eldistributionen inom området. För att abonnenter inom området skall tillförsäkras elleveranser har koncessionshavaren ålagts viss leveransskyldighet om koncessionen avser yrkesmässig distribution.

Den som har en områdeskoncession för yrkesmässig distribution är skyldig att tillhandahålla el till alla inom området som behöver el för normala förbrukningsändamål. Leveransskyldighet föreligger dock inte om det finns särskilda skäl till undantag. När ett område har tillgång till fjärrvärme eller naturgas är det meningen att i första hand dessa energiformer skall användas till uppvärmning av byggnader. Leveransskyldighet av el för uppvärmningsändamål föreligger därför normalt inte under sådant förhållande. Innehavare av områdeskoncession för yrkesmässig distribution är vidare skyldig att köpa el från mindre elproduktionsanläggningar som finns inom området.

För att eldistributören skall kunna fullgöra sina skyldigheter har även innehavare av linjekoncession ålagts vissa skyldigheter. Om det är förenligt med koncessionens ändamål är den som har linjekoncession skyldig att leverera eller överföra el åt den som har områdeskoncession, om det behövs för att denne skall kunna fullgöra sina förpliktelser enligt ellagen. Samma skyldighet gäller mot förbrukare vars verksamhet "är av större betydelse för det allmänna". Om det blir omöjligt för den som har områdeskoncession att genom avtal skaffa el så att han kan fullgöra sina skyldigheter, kan koncessionsmyndigheten således ålägga den som har linjekoncession antingen att leverera eller att överföra el. Leveransskyldigheten är således en rättighet som koncessionshavaren kan utnyttja, men han måste upplåta sin ledning om han inte själv kan eller vill svara för leveransen.

Frågor om skyldighet för den som har koncession att tillhandahålla eller köpa el prövas enligt den nu gällande elförordningen av NUTEK. Sådant beslut får överklagas till kammarrätt.

För att förhindra att den monopolsituation som koncessionssystemet medför utnyttjas till förfång för elföretagens kunder och mindre leverantörer, har koncessionshavaren ålagts en skyldighet att underkasta

sig reglering av pris och övriga villkor för leverans, överföring eller inköp av el. Enligt lagtexten är ändamålet med denna skyldighet "åstadkommandet av skälig prissättning". Villkorsreglering kan begäras av den som använder eller önskar använda el från anläggningen. Reglering kan också begäras av den som levererar eller önskar leverera el till anläggningen från en sådan mindre elproduktionsanläggning inom området som den som har en områdeskoncession är skyldig att köpa el från. Anläggningens innehavare kan begära ändring i eller upphävande av beslut om prisreglering. Ett avtal som strider mot beslut om prisreglering är utan verkan.

Frågor om prisreglering avseende leverans, överföring eller inköp av el prövas av NUTEK. Frågorna avgörs av en beslutande nämnd inom NUTEK, Prisregleringsnämnden för elektrisk ström. Nämnden består av en ordförande och sex andra ledamöter. Ordföranden är jurist med domarerfarenhet. I avgörandena deltar fem ledamöter. Förutom ordföranden deltar vanligen två ledamöter som företräder förbrukarintressen och två ledamöter som företräder eldistributörerna. Om ett ärende gäller priset för leverans av el från ett mindre kraftverk deltar ledamöter som företräder ägarna av sådana kraftverk i stället för förbrukarföreträdarna. Nämndens beslut kan enligt 31 § ellagen inte överklagas.

Frågor rörande skadestånd, betalningstvister, tvist om avläsningsfel eller leveransvägran på grund av utebliven betalning behandlas inte av nämnden, inte heller frågor om huruvida avtal kommit till stånd. Inte heller har nämnden hittills gjort bedömningar enligt den kommunala självkostnadsprincipen.

Svenska Elverksföreningens tariffkommission är ett organ som skall försöka förlika parterna före den slutliga behandlingen i prisregleringsnämnden. Tariffkommissionen består av nio ledamöter som företräder eldistributörer eller är konsulterande ingenjörer. En av ledamöterna är jurist. Vid sidan av förlikningsuppgiften fungerar tariffkommissionen som utredningsorgan åt prisregleringsnämnden.

När en framställning om pris- eller avtalsreglering inkommit sker en förberedande skriftväxling genom NUTEK:s försorg. Därefter överlämnas ärendet till prisregleringsnämnden, som vidarebefordrar det till tariffkommissionen. Där sker ett förlikningsförsök. Om försöket misslyckas återgår ärendet till nämnden för prövning. Under perioden 1939-1980 inkom 477 ärenden till prisregleringsnämnden. 278 ärenden förliktes inför tariffkommissionen (58 %). Åren 1980-1990 åstadkoms förlikning i 113 ärenden och återlämnades 44 ärenden till prisreglerings-

nämnden.

Prisregleringsnämnden gör enligt praxis en helhetsbedömning av det aktuella avtalet, och behandlar alltså inte endast något enskilt villkor, exempelvis priset. Om villkoren anses som oskäligen föreskriver nämnden rättelse. Några rättsliga befogenheter därutöver har inte nämnden. Nämnden kan exempelvis inte byta ut oskäligen villkor mot andra lämpligare.

Nämndens beslut går inte att överklaga. Distributören är inte heller tvungen att följa nämndens beslut. Den som vill driva igenom ett beslut som nämnden fattat mot en part som inte godvilligt ändrar tariffen är därför hänvisad att ta upp frågan i allmän domstol. Nämndens beslut har inte heller någon rättsverkan i förhållande till andra abonnenter än den som begärt prövning. Eldistributörerna har dock i allmänhet visat en betydande vilja att generellt följa nämndens utslag.

Förutom prisregleringsnämnden löser allmän domstol och i vissa fall förvaltningsdomstol tvister mellan abonnenter och deras distributörer. Allmänna reklamationsnämnden prövar också denna typ av tvister, dock endast om värdet av vad som yrkas överstiger 1 000 kronor och tvisten inte gäller elräkningar som avser förbrukning av el. Konsumentverket har tillsyn över avtalsvillkorlagen enligt lagen (1971:112) om oskäligen avtalsvillkor i konsumentförhållanden. Verket förhandlar om standardvillkor och kan genom Konsumentombudsmannen föra talan i Marknadsdomstolen för att förbjuda oskäligen avtalsvillkor.

5.2.2 Prissättningen på stamnätet

På stamnätet har de transiterande kraftföretagens avgifter varit i stor utsträckning avståndsberoende. Enligt stamnätsavtalet, som tillämpades t.o.m. år 1991, hade de företag som överförde el på stamnätet att betala ett antal s.k. basavgifter. Bland dessa fanns en avståndsberoende överföringsavgift (90 kr/MWkm) som svarade för en betydande del av Vattenfalls intäkter av stamnätet. År 1990 togs drygt hälften av intäkterna ut i form av sådana överföringsavgifter.

Från år 1992 har stamnätsavtalet ersatts av kraftnätsavtalet. I kraftnätsavtalet är inträdesavgiften, de fasta årliga avgifterna och den fasta delen av terminalavgifterna borttagna för nya företag som önskar överföra kraft. Fortfarande svarar de avgifter som beror på överföringsavståndet för en större del av intäkterna från överföringen på nätet.

Eftersom elproduktionen i norra Sverige betydligt överstiger förbrukningen där, är stamnätskostnaderna för en elkonsument i norra Sverige lägre än i Sydsverige. Det är en följd av de avståndsberoende

överföringstarifferna - den el som förbrukas i norr överförs regelmässigt korta distanser. Därigenom har det kostnadselement i kundernas eltariffer som är hänförligt till överföringen på stamnätet blivit mindre för kunder i norra Sverige än för kunder i de södra delarna av landet. Elpriset i de nordligaste områdena i landet är av bland annat denna anledning genomgående några ören lägre per kWh än i landets sydligaste områden.

5.2.3 Prissättningen på regionala nät

Högspänd elenergi säljs från de regionala näten till industrier, återdistributörer och andra storförbrukare av el, vilka i allmänhet har starkt varierande belastningsförhållanden. Tillgängliga uppgifter visar att högspänningskundernas tariffer har varit differentierade med avseende på förbrukningens omfattning och kundens belastningsprofil, inte med avseende på kundens läge i förhållande till uttags- och inmatningspunkterna på nätet. Kunder med uttag inom ett regionnätområde vid samma spänningsnivå har erbjudits i stort sett samma pris på råkraften. I priset har nätkostnaden för överliggande nät varit inkluderat.

Vattenfall är landets största råkraftproducent, och därför har dess prissättning varit vägledande för övriga säljare av högspänd elkraft. Vattenfalls normaltarriff för högspänningsleveranser för perioden 1989-1991 var sammansatt av följande tariffelement:¹

- En *fast avgift* (kr/år) som avspeglade de kostnader som är oberoende av elkonsumentens förbrukning (mätning, debitering, kundtjänst, etc.).
- En årlig *abonnemangsavgift* (kr/kW) som skulle avspegla den del av effektkostnaden som motsvarar den lokala effektberoende nätkostnaden.
- En *högbelastningsavgift* (kr/kW) som skulle avspegla effektkostnaden i produktionen och i det centrala nätet. Den togs ut under de fem månader och under den del av dygnet som på grund av effektsituationen bedöms kräva högre avgift (vardagar kl. 06-22 under

¹ Fram till för några år sedan var kraftföretagens tariffer allmänt tillgängliga. Under de senaste åren har företagen, vanligen med hänvisning till den ökade konkurrensen om kunderna, hemlighållit priserna för tredje part.

tiden november-mars). Debiteringsgrunden var för de större kunderna medelvärde av de tre högsta effektvärdena (per timme) från skilda dagar under en månad. Det var i första hand denna avgiftskomponent som vid behov justerades för att Vattenfalls totala intäkter skulle svara mot företagets kostnader, inklusive avkastning till staten.

- En *energiavgift* (öre/kWh) som skulle avspegla den levererade energins rörliga produktionskostnader samt överföringsförluster. Energiavgiften varierade således med förbrukningen, men avgiften per kWh varierade också under årets och veckans delar. Avgiften för en kWh var högst på vardagar kl. 06-22 i månaderna november till mars, och lägst under nätter och helger i månaderna maj till augusti.

Utöver normaltarifferna, som var uppbyggda enligt den struktur som beskrivits ovan, hade Vattenfalls större högspänningskunder också möjlighet att välja en s.k. PLUS-tariff. Den skiljde sig huvudsakligen från normaltarifferna genom att högbelastningsavgiften baserades på effektuttaget under de dagar då elsystemet var högt belastat. Om kunden kunde minska sin effektförbrukning under dessa dagar reducerades kostnaderna.

Andra kraftföretag har tillämpat tariffer som i stor utsträckning liknade Vattenfalls.

Kunderna inom ett regionnätområde vid samma spänningsnivå har således i allmänhet erbjudits samma tariff. Tarifferna har dock varierat med hänsyn till antalet transformeringar. Principen illustreras i figur 5.1 där det exempelvis framgår att kunden A tar ut el direkt vid transformatorstationen vid 130-70 kV spänningsnivå, medan kunden B tar ut sin el på samma spänningsnivå ute i nätet. B erbjuds då en högre tariff än A. Kunderna C och F belastar 130-70 kV-nätet, men tar ut sin el efter transformering till den lägre spänningsnivån 50-30 kV. Kunden D belastar dessutom 50-30 kV-nätet, och erbjuds därför en högre tariff än C och F.

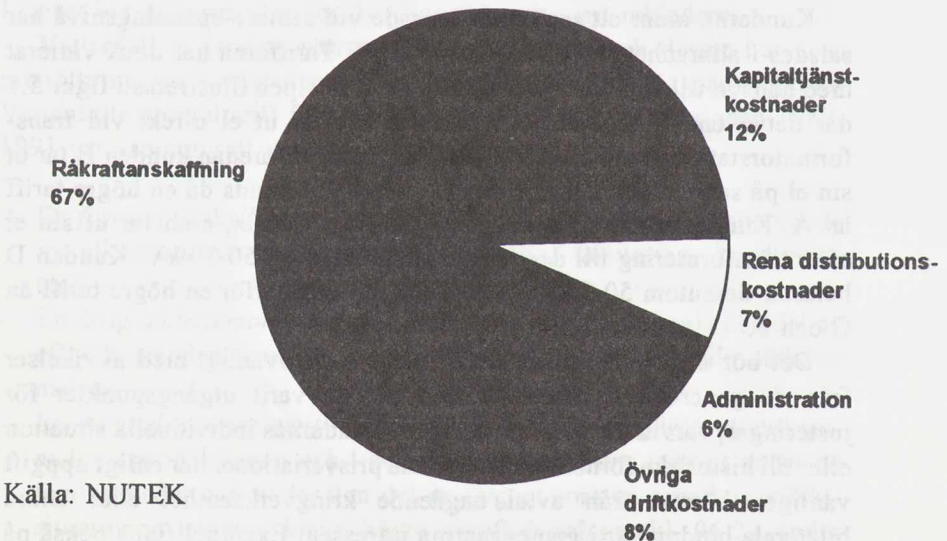
Det bör dock noteras att det inte har varit ovanligt med avvikelser från de generella tarifferna. Dessa har då varit utgångspunkter för justeringar, varvid hänsyn har tagits till kundernas individuella situation eller till historiska förhållanden. Sådana prisvariationer har enligt uppgift vanligen härrört från avtal angående kringverksamhet eller andra bilaterala bindningar i gemensamma intressen. Exempel finns också på särskilda avtal som berott på historiska förhållanden, exempelvis att man tidigare samägt nät eller produktionsanläggningar. Något avståndselement har däremot normalt inte tillämpats, utom att kunder erhållit lägre tariffer om de anslutit sin belastning direkt vid eller inom kort avstånd från transformatorstationen.

5.2.4 Prissättningen på lokala nät

El som levereras från lokala nät säljs efter tariffer som bestäms av varje enskilt distributionsföretag. Företaget köper råkraft från den råkraftsleverantör inom vars region det lokala nätet ligger. Många distributionsföretag har dessutom viss egen elproduktion. Företaget levererar el till förbrukarna inom området, som kan utgöras av såväl hushållskunder som relativt elkrävande industrier.

Bland distributionsföretagets kostnader är utgifter för elinköp (inklusive överföringen på stamnät och regionnät) en stor och normalt dominerande del. En kartläggning av distributionsföretagens kostnader år 1991 visar att den i genomsnitt utgjorde två tredjedelar av eldistributörens kostnader. Figur 5.2 visar kostnadsfördelningen.

Figur 5.2 Kostnadsfördelningen i eldistributionsföretagen år 1991



De priser som distributionsföretaget debiterar sina kunder innefattar både själva elpriset och priset för överföringen av el på näten. Företagets tariffer för detta kan betraktas som olika grader av förenklingar av tariffen för råkraftinköp (se avsnitt 5.2.3). Distributionsföretagets

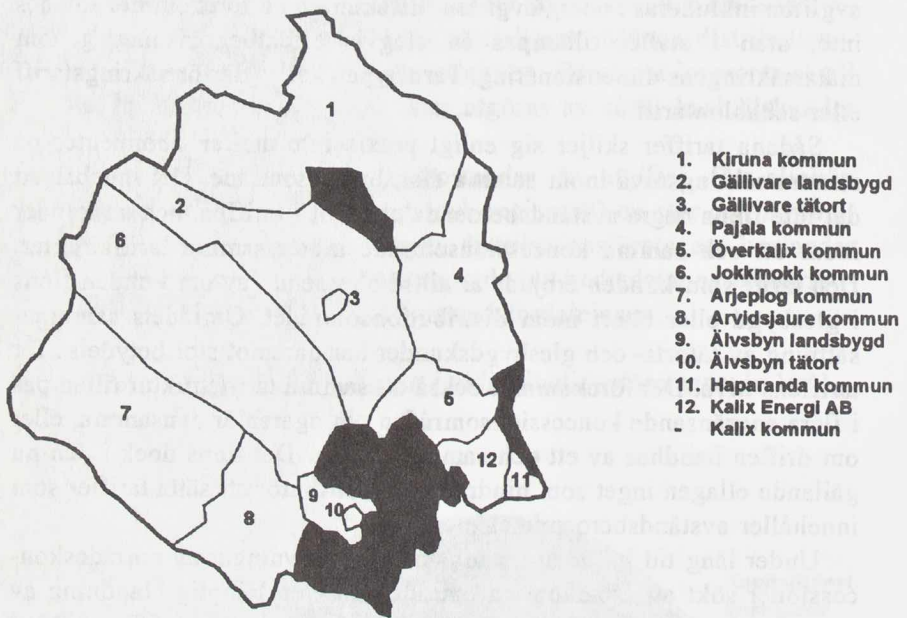
tariff för större leveranser, vid vilka mätning av effekten förekommer, kallas effekttariffer och har en uppbyggnad som liknar högspännings-tariffen.

För flertalet elkonsumenter är tariffen däremot starkt förenklad. Den fasta avgiften och abonnemangavgiften är då sammanslagen till en avgift, som baseras på huvudsäkringens storlek, och högbelastningsavgiften inkluderas i energiavgiften. Effektmätning förekommer således inte, utan i stället tillämpas en stegvis effektbegränsning genom mätarsäkringens dimensionering. Tariffypen kallas därför säkringstariff eller schablontariff.

Sådana tariffer skiljer sig enligt praxis inte mellan abonnenter på samma säkringsnivå inom samma distributionsområde. Det innebär att det inte finns några avståndsberoende element i tariffen, och att kunder inom ett och samma koncessionsområde möter samma tariffstruktur. Den tariff som kunden erbjuds är alltså oberoende av om kunden finns i glesbygd eller tätort inom distributionsområdet. Områdets sammansättning av tätorts- och glesbygdskunder har däremot stor betydelse för tariffens nivå. Det förekommer också att samma tariffstruktur tillämpas i flera angränsande koncessionsområden om ägaren är densamma, eller om driften handhas av ett och samma företag. Det finns dock i den nu gällande ellagen inget som hindrar en eldistributör att sätta tariffer som innehåller avståndsberoende element.

Under lång tid har man i samband med prövningar av områdeskoncessioner sökt att åstadkomma områden med en lämplig blandning av tätorts- och glesbygdskunder för att nå en utjämning av tarifferna. Med stöd av 2 § 5 mom. ellagen kan koncessionsmyndigheten ändra gränserna för en områdeskoncession om det behövs för en ändamålsenlig distribution. En förutsättning är dock att det kan ske utan synnerlig olägenhet för koncessionshavaren.

Figur 5.3 Vattenfalls koncessionsområden i Norrbotten



Figur 5.3 illustrerar den betydelse som sammansättningen av tätorts- och glesbygdskundernas situation kan ha för den genomsnittliga överföringskostnaden inom ett område. Figuren visar Vattenfalls koncessionsområden i företagets Norrbottendistrikt. Distriktet omfattar omkring dussinet koncessionsområden, av vilka flera under årens lopp övertagits från enskilda lokaldistributörer. Några av koncessionsområdena omfattar huvudsakligen tätortsdistribution, medan andra i stort omfattar ren glesbygdskunddistribution. Nätkostnaderna för hela distriktet, räknat per överförd kWh el, ligger i paritet med genomsnittet för hela landet.

Räknat på de enskilda koncessionsområdena inom distriktet är nätkostnaderna per kWh el som överförs i de rena glesbygdsområdena 4-5 gånger högre än i tätortsområdena, och de är omkring dubbelt så höga som genomsnittet för landet.

NUTEK har genomfört en kartläggning av distributionsföretagens nätkostnader under perioden 1991-1993.² Undersökningen visar att den genomsnittliga kostnaden för överföring av el ökade från 13,4 öre/kWh år 1991 till 14,6 öre/kWh år 1993. Kartläggningen visar också att nätkostnaderna varierar beroende på vid vilken spänningsnivå inköpen görs. Den totala nätkostnaden är lägre vid högre spänningsnivåer. För överföring till abonnenter på lägre spänningsnivåer var kostnaden 16,0 öre/kWh år 1991 och 17,3 öre/kWh år 1993, för överföring på högre spänningsnivå (> 1 kV) var kostnaden 6,9 öre/kWh både år 1991 och år 1993. Det bör betonas att en områdeskoncession i allmänhet omfattar nät med en spänning på 20 kV och därunder. Dessa har således både lågspännings- och högspänningstariffer.

Det finns ett samband mellan ledningslängden per abonnent och nätkostnaden per uttagen kWh el. NUTEK definierar i sin kartläggning områden med glesbygdsdistribution som de områden där den genomsnittliga ledningslängden per abonnent överstiger 85 meter. Med denna definition är 53 % av de undersökta företagen tätortsdistributörer och 47 % glesbygdsdistributörer. Den genomsnittliga nätkostnaden är för de senare företagen 16,3 öre/kWh, medan den för företag med tätortsdistribution är 12,8 öre/kWh. Nätkostnaden i glesbygden är alltså 3,5 öre eller 27 % högre än i tätorten.

NUTEK har gjort en regionalt fördelad sammanställning av de redovisade försäljningspriserna till abonnent och företagets nätkostnader år 1993. Denna översikt återges i tabell 5.1. Regionerna är skapade utifrån postnummerindelningen av de områden där företagen har sin huvudsakliga distribution, vilket innebär att region 1 är Storstockholmsområdet, region 2 i huvudsak omfattar Skåne, osv.

² NUTEK november 1994. Undersökningen omfattade 238 av landets 273 lokala eldistributörer.

Tabell 5.1 Genomsnittligt försäljningspris till abonnent, genomsnittlig nätkostnad för låg- och högspänd el samt distributionsföretagens genomsnittliga inköpskostnad år 1993 (öre/kWh)

Region	Försäljning		Inköps- kostnad	Nätkostnad		Antal företag
	hög- spänning	låg- spänning		hög- spänning	låg- spänning	
1	29	41	26	3	15	19
2	37	44	27	10	17	26
3	35	44	27	8	17	18
4	34	46	27	7	19	21
5	33	43	27	6	16	42
6	33	45	27	6	18	31
7	32	44	27	5	17	32
8	31	44	26	5	18	23
9	30	40	26	4	14	13

Källa: NUTEK.

Nätkostnaden för abonnenter vid de högre spänningsnivåerna (leveransspänning på 1 kV eller därutöver) varierar relativt mycket mellan regionerna. I Storstockholmsområdet är den betydligt lägre än i övriga regioner, medan den ligger betydligt över genomsnittet i Skåne, Blekinge och södra Småland (regionerna 2 och 3).

För överföringen till lågspänningsabbonenterna (leveransspänning som understiger 1 kV) är skillnaden mindre mellan de lägsta och högsta kostnaderna. Också här finns de lägsta kostnaderna i Storstockholmsområdet, följt av region 5 (Västergötland, norra Småland och södra Östergötland). Därefter redovisas också låga nätkostnader för region 9 (Väster- och Norrbotten). Den dyraste distributionen återfinns i region 4 (Bohuslän).

De genomsnittliga inköpskostnader för el, så som de redovisas i tabellen, varierar relativt lite mellan regionerna. Skillnaden mellan lägsta och högsta inköpskostnad är ca 1,5 öre/kWh.

De genomsnittliga försäljningspriserna, som alltså inkluderar såväl det egentliga elpriset som priset för överföring av elen, är lägst i Storstockholmsområdet och i nordligaste Sverige (regionerna 1 och 9). På de högre spänningsnivåerna betalar kunderna mest i Skåne, medan lågspänd el är dyrast i regionerna 4 och 6 (sydvästra Sverige).

Också inom de enskilda regionerna kan elpriserna variera mellan distributionsföretagen. Tabell 5.2 innehåller jämförelser mellan de elpriser som betalas av vissa typkunder och illustrerar prisspridningen mellan distributionsområden. Tabellen visar det medelpris som i början av år 1994 betalades av tre typkunder i vissa distributionsområden i Norrbotten, Storstockholm och Småland, varvid de säkringsavgifter och energipriser som företagen tillämpar har räknats om till öre/kWh.³

I såväl Norrbotten som Småland finns ett större företag som har viss tätortsdistribution, men som dessutom har en omfattande landsbyggsdistribution (Vattenfall respektive Sydkraft). Också Smålands Kraft har en omfattande glesbyggsdistribution. De övriga distributionsföretagen i dessa regioner är mer lokalanknutna med en mera tätortscentrerad distribution. De största företagens kunder får genomgående betala mer för sin el, och räknat per kWh är skillnaden mot de lokala distributörernas kunder störst vid den lägsta förbrukningsnivån (lägenhetskunder). Detta förklaras bl.a. av att de större företagen har en större andel glesbyggs-kunder, och att ju lägre kundens förbrukning är desto tyngre väger den fasta delen av tariffen, som i princip skall täcka bl.a. nätkostnaderna. Det bör dock understrykas att de största företagen med omfattande glesbyggsdistribution har en liten andel s.k. lägenhetskunder. Vidare är skillnaderna mellan de större och mindre distributionsföretagens priser inte lika påfallande för hushållskunder med större förbrukning, dvs. kunder i småhus med elvärme.

³ Uppgifterna har hämtats från Svenska Elverksföreningens Tariffbok 1994.

Tabell 5.2 Medelpris i öre/kWh för typkunder i vissa företags eldistributionsområden år 1994

Företag	Lägenheter	Småhus	
	2200 kWh/år	Utan elvärme 5 000 kWh/år	Med elvärme 20 000 kWh/år
Norrbottnen:			
Vattenfall Norrbotten AB	62,59	58,10	38,58
Skellefteå Kraft	51,92	48,50	33,80
Kalix Energi AB	55,87	54,60	36,51
Töre Belysningsförening	51,03	50,18	33,95
Bodens Energi AB	50,14	47,70	32,10
Luleå Energi AB	43,55	41,00	31,75
PiteEnergi AB	52,68	49,22	36,76
Storstockholm:			
Vattenfall Mellansverige Energi AB	76,10	65,54	47,36
Botkyrka Elverk AB	52,30	50,70	36,30
Drefvikens Energi AB	50,36	46,20	36,78
Huddinge Energi AB	52,58	51,20	38,44
Stockholm Energi AB	56,26	51,06	44,01
Nacka Energi	52,99	50,70	33,77
Boo Energi ek för	51,26	48,26	35,42
Järfälla Energi AB	51,17	47,80	40,50
Huvudsta Energi AB	52,95	53,56	40,62
Lidingö Energi AB	45,30	42,02	33,80
Sollentuna Energi AB	46,44	45,60	34,80
Täby Energi AB	45,87	52,60	35,27
Upplands Väsby Energiverk	44,65	42,20	32,09
Småland:			
Sydskraft AB	67,20	60,46	43,79
Ljungby Energi AB	49,17	47,68	36,85
Alvesta Energi AB	61,11	55,52	41,73
Växjö Energi AB	51,68	47,18	36,55
Emmaboda kommuns Elverk	64,41	58,42	43,21
Nybro Energiverk	50,15	49,10	37,60
Kalmar Energi AB	51,26	46,10	39,06
Borgholm Energi AB	58,55	57,82	33,00
Smålands Kraft AB	81,17	70,22	50,26

Tabell 5.2 ger ungefär samma bild som den tidigare redovisade vad gäller jämförelsen mellan större regioner i landet. Dessutom framgår av tabellen att det också inom varje större region finns stora skillnader mellan de priser som kunderna betalar per kWh el. De högsta priserna återfinns också i detta fall i Smålandsområdet, men där finns också distributionsområden där kunderna betalar lägre priser än i flera Stockholmsområden.

Det måste också påpekas att uppgifterna i tabell 5.2 inte bör utnyttjas för alltför långtgående slutsatser. Distributionsföretagen ändrar sina tariffer vid olika tillfällen, varför skillnaderna mellan deras priser sannolikt skulle vara mindre om de betraktades över en längre tidsperiod, i stället för som nu vid en enstaka tidpunkt.

De priser som distributionsföretagens kunder betalar för el innefattar dels det egentliga elpriset, dels ett pris för överföringen av el. Överföringspriset inkluderar överföring av el på både det lokala nätet och överliggande nät. Sammanfattningsvis visar tillgängliga uppgifter att företagets kostnader för råkraftsanskaffningen är relativt utjämnade, åtminstone mellan regioner i landet. Företagens nätkostnader (kostnaderna för överföring av el, inklusive därtill hörande kostnader för exempelvis transformering) varierar däremot vid en jämförelse per levererad kWh. De lokala nätkostnaderna utgör i genomsnitt 20-30 % av företagets totala kostnader.⁴ Det finns ett tydligt samband mellan ledningsnätets längd per abonnent och företagets nätkostnader. Det går också att utläsa ett högre kundpris per kWh för kunderna i områden med stor glesbygdsdistribution jämfört med kunderna hos företag med huvudsakligen tätortsdistribution.

Dessa samband är dock inte entydiga. Som nämnts ovan sker på olika nivåer inom elöverföringen kostnadsutjämnningar mellan de kunder till vilka överföringen äger rum. Det innebär att lokalområdeskundernas priser är i hög grad beroende av kundsammansättningen i det distributionsområde där de tar ut sin el, liksom även av kundstrukturen i det regionala nätet, varifrån distributören tar ut sin råkraft, och av regionnätsägarens uttagspunkt på stamnätet.

⁴ Om även kostnaderna för överföring på stamnät och regionnät inkluderas är andelen 40-50 %.

5.3 Elöverföringspriser med den vilande lagstiftningen

5.3.1 Nya bestämmelser

Den vilande lagstiftningen innebär att vissa nya principer för elmarknadens funktionssätt införs. Den grundläggande förändringen av koncessionssystemet gäller skyldigheterna för dem som äger och driver ledningar eller ledningsnät för överföring av el. Enligt nu gällande lag har en koncessionshavare vissa skyldigheter att *leverera el*. Med innehavet av koncession följer samtidigt en monopolställning i försäljningen av el till dem som är anslutna till ledningsnätet. I den vilande lagstiftningen är leveransskyldigheten borttagen och ersatt med en skyldighet för koncessionshavaren att *ansluta anläggningar och att överföra el*. Koncessionshavarens ensamrätt att leverera har således tagits bort och en rättighet har införts för den som är ansluten till en kraftledning att utnyttja hela elnätet för överföring av el. Köp och försäljning av el kan därmed ske oberoende av ägandet av elnäten.

Det övergångssystem med *leveranskoncession* som kompletterar den vilande ellagen innebär att det inom ett leveransområde skall finnas någon som har koncession för att leverera el utan krav på särskild mätning och avräkning. Den som innehar leveranskoncession skall vara skyldig att leverera el åt var och en inom leveransområdet. Skyldigheten gäller dock inte leveranser av el för uppvärmning inom ett område där fjärrvärme eller naturgas distribueras eller avses bli distribuerat.

Den som innehar leveranskoncession skall också vara skyldig att köpa el från en elproduktionsanläggning som är belägen inom området och som kan leverera en effekt om högst 1 500 kW.

Såväl i den gällande som i den vilande ellagen finns bestämmelser som reglerar priser och övriga villkor för de tjänster koncessionshavaren erbjuder. Enligt den äldre lagtexten regleras pris och andra villkor för levererad el, medan den nya reglerar anslutningsavgift och priset för överföring av el samt andra villkor för anslutning och överföring. Priset på el regleras däremot inte i den vilande lagstiftningen, utom vad gäller leveranser från den som innehar en leveranskoncession. Det är vidare en stor skillnad mellan lagtexterna vad gäller övervakningens organisation och innehåll.

Den vilande ellagen innehåller betydligt mer detaljerade bestämmelser om de principer efter vilka priser och andra villkor för nättjänster

kan utformas, och också om koncessionshavarnas skyldigheter att redovisa det underlag som krävs för övervakningen av lagens bestämmelser. Allmänt kan sägas att tillsynsfunktionen genom lagändringen har givits betydligt mera kraft och att grunderna för skälighetsprövningen av överföringstjänster och andra villkor har specificerats mer noggrant.

Enligt den grundläggande bestämmelsen om prissättningen av nättjänster skall nättariffer vara skäliga och utformade på sakliga grunder. Begreppet *nättariff* definieras som de avgifter och övriga villkor som gäller för överföring av el och anslutning till ledning.

I den vilande lagen anges också vilka kriterier som skall användas vid bedömningen av en nättariffs skälighet. För att möjliggöra en kontroll av att dessa bestämmelser efterlevs innehåller lagen också bestämmelser om hur nätverksamhet skall redovisas. Förutom generella regler finns också mer detaljerade föreskrifter om nättariffernas och redovisningens utformning, som skiljer sig beroende på om nätägaren innehar nätkoncession för linje eller område.

Krav på nättariffer

I den vilande lagstiftningen definieras begreppet nättariff som de avgifter och övriga villkor som gäller för överföring av el och anslutning till ledning. Nättariffer skall vara skäliga och utformade på sakliga grunder. Nätmyndigheten är tillsynsmyndighet beträffande lagens efterlevnad. Ansvar för nätmyndighetsfunktionen har lagts på NUTEK. En särskild avdelning inom NUTEK svarar för verksamheten.

I den vilande lagstiftningen anges också vilka kriterier som skall användas vid bedömningen av en nättariffs *skälighet*. Som den viktigaste faktorn anges konsumentintresset, som förtydligas som konsumenternas intresse av låga och stabila nättariffer. Även andra faktorer tillåts att inverka på skälighetsbedömningen. Dessa faktorer sammanfattas i lagtexten som kravet på en rimlig avkastning i nätverksamheten. Omständigheterna i det enskilda fallet får då avgöra vilken tyngd dessa faktorer skall få vid skälighetsbedömningen. I specialmotiveringen understryks att ökade kostnader för nätföretag till följd av investeringar eller kvalitetshöjningar bör kunna inverka höjande på tarifferna.

Nätmyndigheten skall årligen publicera vissa nyckeltal som skall ligga till grund för skälighetsbedömningen. Dessa nyckeltal blir inte bindande föreskrifter utan skall tjäna som vägledning vid bedömningen. Nyckeltalen kan komma att frångås på grund av andra omständigheter som också skall beaktas.

Att nättariff skall utformas på *sakliga grunder* innebär att nättarif-

ferna skall vara objektiva och icke-diskriminerande. Kunder får indelas i grupper efter kostnadsbild, t.ex. kunder med elvärme eller tidstariff. Kunder inom samma kundkategori skall däremot ha samma nättariff.

Ett mycket viktigt krav på nättarifferna är att den som har betalat avgift för en anslutning skall ha rätt att använda det elektriska nätet inom landet, med undantag för utlandsförbindelserna. Denna bestämmelse innebär ett krav på nätägaren att tillförsäkra den som ansluts tillräcklig överföringskapacitet till såväl över- som underliggande nät och att betala nättariff för överföring. En anslutning innebär alltså att man har tillgång till hela det elektriska nätet och kunden därmed kan träffa avtal om köp av el med vilken elleverantör som helst i landet. Denna regel gäller dock inte utlandsförbindelserna. Tillgång till utlandsförbindelserna för överföring till eller från Sverige förutsätter särskilt avtal med ägaren av utlandsförbindelsen.

Särskilt om nätkoncession för område

Vid skälighetsbedömningen av en nättariff skall varje koncessionsområde behandlas för sig. Detta innebär att det är prisutvecklingen i det aktuella området som skall beaktas.

En typ av kundindelning är inte tillåten på lokala nät. Nättariff för område får inte utformas med hänsyn till var inom området en anslutning är belägen. Det innebär att geografiska indelningar inte får göras, t.ex. med en tariff för tätort och en annan för kringliggande landsbygd. Zon-indelningar efter avstånd från en viss punkt är inte heller tillåtna. Ett undantag från detta förbud för avståndsberoende avgifter är engångsavgifter som skall täcka merkostnader vid en anslutning. Engångsavgiftens storlek skall på så sätt kunna motsvara merkostnader för t.ex. en nybyggd anslutning.

Särskilt om nätkoncession för linje

I den vilande lagstiftningen finns inga särskilda regler för hur nättariffer för regionledning skall se ut. Den lagregleringen som finns är att tariffen skall vara skälig och utformad på saklig grund, att konsumentintresset särskilt skall beaktas vid skälighetsbedömningen och att hänsyn dessutom skall tas till kraven på en rimlig avkastning i nätverksamheten.

I propositionen om Handel med el i konkurrens (prop. 1993/94:162) behandlas nättariffernas utformning och skälighetsbedömningen av dessa

på ett flertal ställen. Nedan redovisas ett antal uttalande i propositionen som belyser denna problematik.

Beträffande tariffer för nättjänster anförs bl.a. följande (s. 57):

En princip för utformningen av nättariffer bör vara att den som förorsakar kostnader för nätägaren också skall betala för detta. Denna princip innebär att tarifferna bör vara kostnadsriktiga för varje kundkategori. Det är dock viktigt att denna strävan efter kostnadsriktighet inte medför att elkonsumenter i glesbygd behöver stå för samtliga de kostnader elöverföringen till dem medför. I ellagen bör därför anges att nättariff för område inte konstrueras så att överföringsavgifter beror på var inom koncessionsområdet kunden är ansluten. Inom ett koncessionsområde skall alltså inte kunder vid exempelvis områdets gränser betala högre avgifter än de som bor centralt i området. Detta överensstämmer i stort sett med den praxis som nu tillämpas. Även med detta system för utjämning av nätkostnader kan det inte undvikas att nättarifferna i utpräglade glesbygdsområden blir högre än i utpräglade tätortsområden. Så är emellertid förhållandet även med nuvarande system med områdeskoncessioner.

Det citerade stycket tar enbart sikte på utjämning av tarifferna inom ett lokalt nätområde. När det gäller nätkoncession för linje (storkraftnätet och regionnäten) anförs bl.a. följande: (s. 59)

Ellagstiftningsutredningen anser att nättariffer för nätkoncession för linje bör kunna variera med hänsyn till var anslutningspunkten är belägen. Detta innebär enligt utredningen att det t.ex. på storkraftnätet kan vara tillåtet med högre tariffer i södra Sverige och lägre i norra Sverige. Även inom ett regionalt nät bör det vara tillåtet att variera tarifferna i de fall som det är kostnadsmotiverat. Så är fallet med de högspänningstariffer som nu tillämpas. Även tarifferna på de regionala näten bör liksom hittills kunna prövas utifrån skälighet och om de är sakligt motiverade.

I det nu citerade stycket refereras till vad Ellagsstiftningsutredningen ansåg. Att denna åsikt också delades av regeringen kan utläsas ur specialmotiveringen till 2§ 7 mom. ellagen där det anges följande:

Nättariffer för nätkoncession för linje får variera med hänsyn till var anslutningspunkten är belägen. Det är alltså exempelvis på storkraftnätet tillåtet med högre avgifter för uttag av kraft i södra Sverige och lägre i norra Sverige. Även på regionala nät får avståndsberoende

taxor förekomma.

Av propositionen (s. 59) framgår vidare att utgångspunkten för fastställande av skäliga avgift- och tariffnivåer för överföring av el bör vara nu gällande praxis.

Redovisningskrav för nätverksamhet

För att lagens bestämmelser om tariffsättning skall kunna övervakas krävs att priser och övriga villkor för nättjänster redovisas öppet. Lagen innehåller därför bestämmelser om dels att nätverksamhet skall *särredovisas*, dels hur *redovisningen skall ske*. Dessa skyldigheter gäller alla juridiska personer, inklusive stat och kommun, som driver nätverksamhet.

Nätverksamhet skall ekonomiskt redovisas skilt från annan verksamhet. Därvid skall bestämmelserna i bokföringslagen tillämpas i största möjliga utsträckning, liksom bestämmelserna i 11 kap. aktiebolagslagen. Mera detaljerade föreskrifter om redovisningen kommer att utfärdas av regeringen.

I prop. 1993/94:162 ges vissa riktlinjer för föreskrifterna avseende bl.a. enhet för särredovisningen. Nätverksamheten bör, om den inte är koncessionshavarens enda verksamhet, redovisas som en avgränsad rörelsegren. Den som har nätkoncession för område bör särredovisa varje sådan koncession för sig.

Nätmyndigheten bör dock om det finns särskilda skäl kunna medge undantag från kraven på separat redovisning av varje nätkoncession för område för sig. Det gäller i de fall där koncessionshavaren har ett antal nätkoncessioner för område som ligger geografiskt nära varandra och för vilka denne inte differentierar tarifferna.

Lagen innehåller inga särskilda regler för redovisning av linjeverksamhet. Kravet på en särredovisad nätverksamhet gäller således. I propositionen anges dock därutöver att (s. 105):

Den som har nätkoncession för område bör särredovisa varje sådan koncession för sig. Den som har nätkoncessioner för såväl område som linje kan redovisa linjeverksamheten samlat. Nätägaren bör kunna redovisa för nätmyndigheten hur kostnaderna har beräknats för var och en av linjekoncessionerna. Om flera företag inom en koncern har nätkoncession för linje bör nätverksamheten redovisas separat för

varje företag.

Lagen anger också de särskilda uppgifter som revisorerna hos företag med nätverksamhet är skyldiga att utföra. Företagens revisorer skall upprätta ett särskilt intyg som skall innehålla ett utlåtande i frågan om redovisningen av nätverksamheten har upprättats enligt gällande bestämmelser. Detta intyg skall revisorn årligen ge in till nätmyndigheten som på grundval av intyget kan vidta åtgärder mot ett nätföretag som inte uppfyllt kraven på redovisning av nätverksamheten. Regeringen kommer att meddela särskilda föreskrifter om revision av nätverksamhet.

Koncessionshavaren har enligt lagen skyldighet att lämna uppgifter av olika slag. Nättariffer skall vara öppna och tillgängliga för alla som önskar ta del av dem. Uppgifterna skall finnas i skriftlig form och de skall lämnas ut utan dröjsmål. Uppgifter om villkor i enskilda fall, t.ex. för ny anslutning, skall lämnas inom skälig tid. Koncessionshavaren skall i den skriftliga uppgiften också upplysa om möjligheten att göra anmälan hos nätmyndigheten och begära prövning.

Leveranskoncession

Den som innehar leveranskoncession blir skyldig att tillhandahålla el till alla kunder inom området. Leveransskyldigheten gäller, i likhet med nuvarande regler om leveransskyldighet, för normala förbrukningsändamål. Kunden har, till skillnad från det nuvarande systemet, efter en viss uppsägningstid rätt att byta leverantör och köpa el från annan än koncessionshavaren. En förutsättning för att kunna byta leverantör är att de krav på mätning och avräkning som är förknippade med bytet kan tillgodoses.

Koncessionshavaren är skyldig att underkasta sig reglering av priset på levererad el på begäran av den inom leveransområdet som köper eller vill köpa sin el av koncessionshavaren. Denna bestämmelse motsvarar bestämmelserna om prisreglering i den nu gällande ellagen, men prisregleringen avser endast skäligheten av priset för *leverans* eller *inköp* av el inte pris och övriga villkor som rör *överföring* av el, för vilka de tidigare redovisade bestämmelserna skall gälla.

I specialmotiveringen till lagen anges att vid skälighetsbedömningen bör om möjligt jämförelse ske med priser inom andra koncessionsområden. En utgångspunkt bör vidare vara det pris för vilket elen har köpts eller hade kunnat köpas för vid tillfället för kontraktstecknandet. Ett annat alternativ kan vara vad det har kostat att producera elen. Därutöver tillkommer ett rimligt påslag för övriga kostnader som kon-

cessionshavaren har i sin verksamhet samt ett skäligt vinstpåslag.

Skälighetsbedömningen vad gäller priset för inköpt el från små elproduktionsanläggningar bör baseras på koncessionshavarens genomsnittliga försäljningsintäkter per kWh över året minskat med avdrag för skäliga administrationskostnader m.m. samt skälig vinstmarginal.

Frågor om prisreglering som rör innehavare av leveranskoncession skall prövas av nätmyndigheten. Skälighetsbedömningen av elpriset får ske utifrån en helhetsbedömning i det enskilda fallet. En reglering av priset på el som har levererats från eller inköpts av innehavare av leveranskoncession skall ske endast på begäran, dvs. myndigheten skall inte agera på eget initiativ. De som har rätt att göra en sådan begäran är de inom leveransområdet som köper eller vill köpa el från koncessionshavaren.

5.3.2 Nätmyndighetens planer avseende prisreglering

I detta avsnitt redovisas NUTEK:s planer angående hur prisreglering av nättjänster skall utformas. Redovisningen är ett sammandrag av en skrivelse från NUTEK⁵.

NUTEK har ett ansvar som självständig tillsynsmyndighet för nätverksamheten på den avreglerade elmarknaden. Syftet med verksamheten är:

- att säkerställa att elkunden inte behöver betala ett högre pris än nödvändigt för nättjänster och att nättariffer, mät- och avräknings-system m.m. utformas på ett sätt som underlättar handeln med el och gagnar konkurrens,
- att se till att nätutbyggnad sker med hänsyn tagen till samhällsekonomi, markintrång och miljö, samt
- att se till att det finns sådana incitament i nätverksamheten att elkundernas intressen av leveranssäkerhet och kostnadseffektivitet kan tillgodoses.

Vid prövning av koncessionsansökningar skall NUTEK verka för effektiv och säker eldistribution samt en rationell struktur. Detta sker

⁵ Skrivelse 1994-12-22 (Dnr. E76A/94). Det bör påpekas att expertgruppen för elmarknadsfrågor inte har tagit ställning till skrivelsen.

genom en ömsesidig dialog mellan myndigheten och branschen där myndigheten ger information angående distributionens villkor.

Regeringen eller efter regeringens bemyndigande, nätmyndigheten, svarar för vilka regler som ska gälla för ekonomisk redovisning inom nätföretagen samt vilka krav som ska ställas på mätning och avräkning. NUTEK bedömer också skäligheten i tariffer och leveransvillkor, främst i samband med klagomål från enskilda och i vissa fall tvister mellan olika nätägare, men också på eget initiativ.

NUTEK kommer att utarbeta rutiner/system för en löpande uppföljning av nätföretagens verksamhet genom bl.a. sammanställningar av nyckeltal, särskilda effektivitetsanalyser samt statistik avseende leverans kvalitet. NUTEK skall också varje år utarbeta en rapport om utvecklingen i nätföretagen samt svara för en aktiv tillsyn av att de följer gällande lagar och regler.

Reglering av nättariffen

NUTEK kommer vid sin bedömning av skäligheten i en nättariff att utgå från följande aspekter i enlighet med riksdagens beslut:

Pristaksreglering

under beaktande av

- | | |
|--|-------------------------|
| * Sakligt grundad och skälig | * Avkastning på kapital |
| * Inte diskriminerande | * Avbrottsfrekvens |
| * Kostnadsriktig | * Teknisk standard |
| * Konsumentintresset | |
| * Initialt pris baserat på tidigare års kostnader och tariffer | |
| * Varje koncessionsområde behandlat för sig | |
| * "Generell" rationaliseringsfaktor | |

En utgångspunkt när det gäller utvecklingen av tarifferna över tiden är enligt prop. 1993/94:162 om Handel med el i konkurrens att tarifferna bör styras av ett prisutvecklingstak baserat på en kostnadsutveckling enligt ett index med avdrag för ett normativt effektivitetsförbättringsbehov. Indexutveckling och effektiviseringskrav för en viss period kommer att redovisas i allmänna råd.

NUTEK konstaterar att nättarifferna i Sverige närmast skall styras med en s.k. pristaksreglering och inte med en renodlad avkastnings-

reglering av den typ som t.ex. finns i Norge, även om nätmyndigheten vid en bedömning av skäligheten i en viss tariff också skall väga in en rimlig avkastning på det i nätanläggningarna bundna kapitalet.

En viktig utgångspunkt vid NUTEK:s prövning av en tariffs skälighet är också konsumentintresset, vilket innebär att nätmyndigheten skall ta tillvara konsumenternas intresse av låga och stabila priser. Nätmyndigheten skall också vid sin prövning utgå från de avgifts- och taxenivåer som gällde före reformeringen av elmarknaden.

Vid en skälighetsbedömning kommer vidare vikt att läggas vid teknisk standard på nätet och leverans kvalitet. Vad gäller leverans kvalitet kommer NUTEK att ställa krav på viss miniminivå som villkor för nätkoncession. Varje nätägare kommer också att vara tvungen att redovisa s.k. nyckeltal som belyser bl.a. leverans kvaliteten. Därtill konstaterar NUTEK att leverans säkerheten på en reformerad elmarknad - i likhet med vad som sker på andra marknader - sannolikt kommer att regleras via civilrättsliga avtal.

Då kostnaderna i nätverksamheten utgör en viktig grund för bedömning av tariffernas skälighet och kapitalkostnaderna utgör den största delen av nätkostnaderna uppstår frågan om hur kapitalkostnaderna skall beräknas.

NUTEK kommer i sina analyser och jämförelser av räntabiliteten mellan olika nätföretag att utgå från de bokförda värdena. I de nyckeltal som NUTEK kommer att sammanställa årligen kommer såväl räntabilitet på totalt som på eget kapital baserat på bokförda värden att redovisas. En fördel med att använda bokförda värden är enligt NUTEK att det gör det möjligt att göra jämförelser med avkastningen i andra branscher, eftersom såväl företagens bokslut som den statistik som SCB publicerar bygger på bokförda värden.

Nättarifferna kommer emellertid inte primärt att regleras med avkastningen på det sätt som exempelvis görs i Norge. Vid en bedömning av skäligheten i tariff kommer stor vikt i stället läggas vid en fördjupad analys i det enskilda fallet av vad som krävs för att klara finansieringen av erforderliga investeringar. Omständigheterna i det enskilda fallet får också avgöra vilken tyngd de olika bedömningsgrunderna skall få vid en sådan skälighetsbedömning.

5.3.3 Prissättningen på stamnätet

Svenska kraftnäts kostnader för stamnätet är ca 1,9 miljarder kronor per år. De huvudsakliga utgiftsposterna är kapitalkostnader (ca 1,25 mdkr), rörelsekostnader inklusive drift, underhåll och inköp av energiförluster (ca 0,65 mdkr).

Kostnaderna för utlandsförbindelserna är ca 230 miljoner kronor per år. För utlandsförbindelserna mot Finland och Danmark gäller tills vidare ett tariffsystem som är grundat på den s.k. kanalprincipen. För utlandsförbindelserna mot Norge gäller för närvarande övergångsbestämmelser som i huvudsak är grundat på punktтарiffprincipen. En arbetsgrupp med deltagare från Svenska kraftnät och Statnett arbetar med målsättningen att skapa ett gemensamt tariffsystem för de svenska och norska stamnäten inklusive utlandsförbindelserna.

På stamnätet gäller fr.o.m. år 1995 ett punktтарiffsystem bestående av i huvudsak två delar, en effektavgift och en energiavgift. I sällsynta fall kan också ett investeringsbidrag komma att tas ut.

Effektavgiften är differentierad mellan 1 och 35 kr per kW och år. Differentieringen speglar den dominerande effektriktningen på stamnätet, dvs. från norr till söder. Avgiften för inmatning är således störst i norr (35 kr) och lägst i söder (1 kr). Motsatsen gäller för uttag.

Effektavgiften baseras på abonnemang för ett kalenderår och gäller maximal inmatning och maximalt uttag i var och en av de ca 150 stamnätsterminalerna. Abonnemanget tecknas normalt av ägare till nät som är anslutna till stamnätet (regionnät) och ägare till produktionsanläggning som är ansluten till stamnätet.

Effektavgiften beräknas ge Svenska kraftnät ca 50 % av de intäkter som behövs för att täcka kostnaderna för stamnätet.

Energiavgiften skall spegla de marginella energiförlusterna vid överföring på nätet. Energiavgiften är således marginalförlusten under en timme vid inmatning/uttag i en terminal multiplicerad med kraftvärdet. Marginalförlusterna varierar mellan +10 % och -10% av förändringen av nyttjandet av nätet. Som kraftvärde används tills vidare ett värde grundat på Svenska kraftnäts kostnad för inköp av förlusterna. I ett senare skede kan kraftvärdet erhållas från en elbörs. Energiavgiften beräknas täcka ca 50 % av Svenska kraftnäts kostnader för stamnätet.

Om en anslutning av en produktionsanläggning eller ett regionnät medför kostnader, som inte kan täckas via det ordinarie tariffsystemet, kan ett särskilt *investeringsbidrag* tas ut. Ett sådant investeringsbidrag, som skall täcka de merkostnader som inte täcks via ordinarie avgifter, kan tas ut som en engångsavgift eller som en årlig avgift.

Tabell 5.4 Exempel på stamnätstariffer.

Uttag, norr

Gruvindustri (Porjus), 50 MW, 350 GWh

Effektled	$50 * 2\ 000 =$	100 tkr/år
Energiled	$350\ 000 * (-8%) * 250 =$	-7 000 tkr/år
SUMMA		-6 900 tkr/år = -1,97 öre/kWh

Pappersindustri (Bandsjö), 50 MW, 400 GWh

Effektled	$50 * 15\ 000 =$	750 tkr/år
Energiled	$400\ 000 * (-2%) * 250 =$	-2 000 tkr/år
SUMMA		-1 250 tkr/år = -0,31 öre/kWh

Inmatning, norr

Harsprånget, 945 MW, 2 240 GWh

Effektled	$945 * 33\ 000 =$	31 185 tkr/år
Energiled	$2\ 240\ 000 * (8%) * 250 =$	44 800 tkr/år
SUMMA		75 985 tkr/år = 3,39 öre/kWh

Uttag, söder

Höganäs Elverk (Söderåsen), 53 MW, 232 GWh

Effektled	$53 * 33\ 000 =$	1 749 tkr/år
Energiled	$232\ 000 * (3%) * 250 =$	1 740 tkr/år
SUMMA		3 489 tkr/år = 1,50 öre/kWh

Inmatning, söder

Ringhals, 3 500 MW, 21 TWh

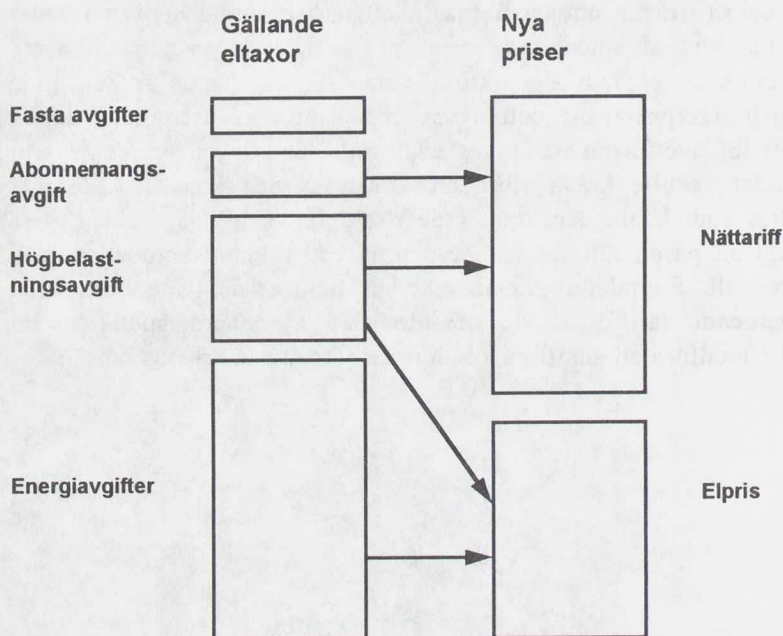
Effektled	$3\ 500 * 6\ 000 =$	21 000 tkr/år
Energiled	$21 * 10^6 * (-0,5%) * 250 =$	-26 250 tkr/år
SUMMA		-5 250 tkr/år = -0,025 öre/kWh

Tariffen är en s.k. punktтарiff i meningen att den som är ansluten till nätet i en punkt kan handla med vem som helst till samma kostnad. Det är skillnaderna i inmatnings- och utmatningskostnader mellan anslutningspunkterna som ger avståndsberoendet i tariffen. I princip bibehålls de nord-sydliga skillnaderna i den gamla stamnätstariffen med uttagkostnaderna i det nu gällande tariffsystemet. I tabell 5.4 ges några exempel på hur de aktuella tarifferna slår för några typkunder med såväl in- som utmatning på stamnätet.

5.3.4 Prissättningen på regionala nät

Kraven i den vilande lagstiftningen vad avser tarifiering och särredovisning har från kraftföretagen uppfattats som att man i huvudsak bör fortsätta att tillämpa de hittills tillämpade principerna för tarifiering. Det gäller också ifrågan om tariffernas skall varieras med hänsyn till var inom området abonnenterna befinner sig. Det är en genomgående uppfattning att en ledvis punktтарiff utan lägesberoende är den enda administrativt rimliga prissättningsprincipen. Att räkna fram individuella avgifter för överföring på ett regionalt nät, där uttagen varierar starkt över tiden, skulle kräva stora arbetsinsatser och kanske ändå inte uppfattas som kostnadsriktiga. I de flesta fall skulle det också vara omöjligt att på ett rättvist sätt bestämma vad avståndsberoendet skall relateras till. Flertalet regionala nät har flera stamnätspunkter. Med lägesberoende tariffer skulle dessutom en ny stamnätspunkt inom området medföra att samtliga kunders tariffer måste arbetas om.

Figur 5.4 Förhållandet mellan dagens högspänningstariff och separata elpriser och nättariffer



Att företagen räknar med att tillämpa lägesoberoende tariffer innebär dock inte att kundernas avgifter genomgående kommer att bli desamma som tidigare. I de hittills tillämpade tarifferna har fördelningen mellan olika fasta och rörliga element inte varit helt kostnadstrogen, och den uppdelning i produktions- och försäljningskostnader och nätkostnader som nu blir nödvändig torde medföra att många kundkategorier kommer att uppleva förändringar av såväl råkraftstariffen som nättariffen.

I figur 5.4 visas schematiskt hur eltaxan för en högspänningkund är konstruerad med nuvarande bestämmelser och dess ungefärliga relation till en framtida nättariff respektive elpris. Den största delen av vad som i nuvarande tariff är energiavgift kommer efter uppdelningen att betalas till elleverantören som elpris, medan en mindre del motsvarar de marginella överföringsförlusterna på nätet och skall erläggas till nätägaren. Abonnemangsavgiften och den största delen av högbe-

nätтарiffen, tillsammans med avgifterna för nätförlusterna.

I tabell 5.3 redovisas Vattenfalls planerade regionnätstariffer för tariffområdena Västerbotten och Södra tariffområdet. Tabellens kundkategorier är desamma som tidigare berörts i anslutning till figur 5.1, dvs. tariffnivån B avser direktanslutningar till 130-70 kV, tariffnivån C avser anslutningar vid 50-30 kV efter nedtransformering från 130-70 kV, tariffnivån D avser övriga anslutningar till 50-30 kV-nätet, osv.

Tariffen har tre kostnadselement:

- *Kundavgiften* skall täcka regionnätets kostnader för mätning, mätvärdesinsamling, debitering och övriga kundrelaterade administrationskostnader.
- *Effektavgifterna* består av en fast avgift, en abonnemangavgift och en höglastavgift. Den fasta avgiften och abonnemangavgiften skall täcka de delar av regionnätets kapacitetskostnader som kunden i huvudsak är ensamt dimensionerande för. Höglastavgiften skall täcka kapacitetskostnaderna för de centrala nätdelar som är dimensionerade för flera kunders sammantagna överföringsbehov, samt anslutningskostnaderna till överliggande nät.
- *Energiavgifterna* avser att täcka regionnätets kostnader för förluster. Häri ingår också kostnader för stamnätets förluster, vilket medför att energiavgiften kan vara negativ, dvs. att kunden krediteras.

Förutom de tariffer som redovisas i tabellen planerar Vattenfall att tillämpa ett antal specialtariffer. Vidare bör det observeras att dessa tariffer avser kunder som tar ut el från nätet. För inmatningskunder har ännu inte några tariffer föreslagits. Vattenfall anger att man avser att tillämpa en individuell prissättning för varje inmatningspunkt.

Vattenfall har med detta förslag till regionnätstariffer försökt att efterlikna dagens högspänningstaxa. De övriga större regionnätägarna tycks avse att till stor del tillämpa samma grundläggande synsätt som Vattenfall.

Tabell 5.5 Vattenfalls preliminära regionnätstariffer för Västerbotten och Södra tariffområdet, inklusive stamnätskostnader.

Tariffområde Västerbotten							
Kundkategori		B	C	D	E	F	X
Kundavgift	tkr/år	35	35	25	25	35	25
Effektavgifter							
Fast avgift	tkr/år	800	600	200	100	600	0
Abonnemangsavgift	kr/kW	20	33	60	93	52	93
Höglastavgift	kr/kW	55	83	127	151	88	151
Energiavgifter							
Vinter, höglast	öre/kWh	-1,60	-1,48	-1,05	-0,85	-1,34	+1,42
Övrig tid	öre/kWh	-0,66	-0,59	-0,42	-0,29	-0,51	+0,52
Södra tariffområdet							
Kundkategori		B	C	D	E	F	X
Kundavgift	tkr/år	35	35	25	25	35	25
Effektavgifter							
Fast avgift	tkr/år	800	600	200	100	600	0
Abonnemangsavgift	kr/kW	22	33	60	93	52	93
Höglastavgift	kr/kW	77	106	148	173	112	173
Energiavgifter							
Vinter, höglast	öre/kWh	+1,47	+1,60	+2,07	+2,30	+1,75	+4,57
Övrig tid	öre/kWh	+0,62	+0,70	+0,88	+1,02	+0,78	+1,84

De nya regionnätstariffernas struktur kommer sannolikt att relativt väl återspegla överföringskostnadernas fördelning i de nuvarande högsänningstarifferna. Det finns dock ett par punkter där olikheter kan uppstå:

- 1) Nätägarna kan välja att tillämpa olika principer för hur Svenska kraftnäts tariff skall återspeglas i regionnätstariffen.
- 2) En mycket stor del av nätföretagens kostnader utgörs av kapitalkostnader. Hur företagen beräknar sina kapitalkostnader kommer därför att få en mycket stor betydelse för regionnätstariffernas nivå. Detta är en särskilt viktig fråga när nätverksamhet skiljs från produktion och försäljning av el i samband med att den nya lagstiftningen införs. I allmänhet säger sig företagen ha för avsikt att beräkna kapitalkostnaderna på basis av real avkastning på nyanläggningskostnaderna (NUAK)⁶.

5.3.5 Prissättningen på lokala nät

I den vilande lagstiftningen har tidigare tillämpad praxis om tariffutjämnning inom koncessionsområdena skrivits in explicit. I 2 § 7 mom. stadgas att "Nättariffer för område, utom engångsavgift för anslutning, får dock inte utformas med hänsyn till var inom området en anslutning är belägen".

Vad gäller skälighetsbedömningen av nättarifferna för område finns också en uttrycklig bestämmelse i lagen, som skiljer sig från reglerna för nätkoncession för linje. Vid skälighetsbedömningen skall nättariffen för varje koncessionsområde bedömas för sig. Likaså skall, enligt propositionen, den som har nätkoncession för område särredovisa varje sådan koncession för sig.

Dessa krav innebär ett avsteg från tillämpad praxis i det avseendet att företag med flera områdeskoncessioner tidigare har tillämpat enhetliga tariffer för alla sina koncessionsområden eller för grupper av koncessionsområden. Detta har varit vanligt för geografiskt angränsande eller närliggande områden. I propositionen har hänsyn tagits också till dessa förhållanden genom föreskriften (s. 105):

Nätmyndigheten bör dock om det finns särskilda skäl kunna medge undantag från kraven på separat redovisning av varje nätkoncession för område för sig. Det gäller i de fall där koncessionshavaren har

⁶ Nyanskaffningskostnaderna för nät är kostnaderna för att ersätta det nuvarande nätet med ett helt nytt nät. Kostnaderna för ett nytt nät hämtas från en katalog (EBR-katalogen) som upprättas av Svenska Elverksföreningen eller baseras på företagets egna erfarenheter av liknande investeringar.

ett antal nätkoncessioner för område som ligger geografiskt nära varandra och för vilka denne inte differentierar tarifferna.

I propositionen understryks också att det bör ligga i företagens intresse att lägga samman angränsande koncessionsområden. Hittills har det inte funnits särskilda skäl att göra så, eftersom samma regler gällt för en grupp av koncessionsområden som för ett område. Med de nya reglerna har sådana skäl uppkommit.

Vad gäller nättariffer för lokala nät har ännu inga förslag till nättariffer i enlighet med riktlinjerna i den vilande lagstiftningen redovisats. I stort sett kan man peka på att samma punkter som redovisats i avsnitt 5.3.4 är kritiska också vad gäller prissättningen på de lokala näten. Avgörande är alltså dels hur kostnaderna för överliggande nät fördelas mellan kundkategorierna, dels hur kapitalkostnaderna beräknas i samband med att elverksamhet och nätverksamhet separeras.

5.4 Behov av förändringar av det vilande lagförslaget

De potentiella problem som behandlas i detta avsnitt är inte någon direkt följd av den vilande lagstiftningen. Däremot har den vilande lagstiftningen uppenbarats att såväl den gällande som den vilande lagstiftningen kan leda till effekter som kan vara oönskade av regionalpolitiska skäl. Det finns, å andra sidan, ökade möjligheter att förhindra sådana oönskade effekter med det vilande regelverket där överföringspriserna separeras. Vidare leder vanligen en uppdelning av en komplex verksamhet i flera led till att kostnaderna synliggörs och att möjligheterna till rationalisering därmed ökar.

Särskilt för nätkoncession för område

Förslag i sammandrag:

Vad avser nätkoncession för område föreslås att nätmyndigheten, på koncessionshavarens begäran, kan medge undantag från kravet på att varje koncessionsområde skall redovisas för sig.

För att undantag skall kunna beviljas krävs att berörda områden ligger geografiskt nära varandra, att en enhetlig nättariff avses tillämpas samt att områdena utgör en för nätverksamheten lämplig enhet. Om nätmyndigheten har medgivit att nätkoncessioner får redovisas samlat skall dessa koncessioner också vid skälighetsbedömning av nättariffen anses utgöra ett område.

Huvudprincipen är att den som förorsakar kostnader för nätägaren också skall betala för detta. Från denna huvudregel kan dock undantag medges. Detta är explicit uttryckt vad gäller områdeskoncessioner, där tariffen inte får varieras mellan kunder med hänsyn till deras geografiska belägenhet. Samtidigt införs också nya tarifferingsregler.

De nya bestämmelserna om tariffering och särredovisning leder till en mer detaljerad uppdelning av kostnaderna än vad som är motiverat utifrån gällande praxis:

- Vid prövning av en nättariff krävs att varje koncessionsområde behandlas för sig. Detta reducerar grunden för bedömningen av en tariff till kostnaderna inom det enskilda koncessionsområdet, och gör det omöjligt att vid prövning behandla flera angränsande koncessionsområden som en enhet. Detta gäller trots att nätmyndigheten kan medge undantag från skyldigheten att redovisa varje område för sig.
- En kund inom ett koncessionsområde, för vilket nätföretaget tillämpar en tariff som är utjämnad över flera områden, kan med direkt hänvisning till lagtexten kräva prövning av tariffen med utgångspunkt från nätföretagets kostnader för det enskilda koncessionsområde där kunden tar ut sin el. Det kan förutsättas att den som begär en sådan prövning är belägen inom ett koncessionsområde med tätare kundstruktur än genomsnittet.

Denna situation kan i många fall undvikas genom sammanläggning av koncessionsområden. En anledning till att koncessionshavaren inte vill göra en sammanslagning kan vara att denne någon gång i framtiden vill

ha möjligheter att ändra sitt koncessionsinnehav i syfte att strukturrationalisera, varvid det kan vara till nackdel för honom att ha alltför stora koncessionsområden. Frågan uppkommer om inte kostnaderna inom en samlad nätverksamhet eller inom en *grupp av koncessionsområden* borde medges som grund för tariffsättningen och redovisningen av verksamheten.

Detta skulle kunna lösas genom att nätmyndigheten, på koncessionshavarens begäran, kan medge undantag från kravet att varje koncessionsområde skall redovisas för sig.

För att undantag skall kunna beviljas krävs att berörda områden ligger geografiskt nära varandra, att en enhetlig nättariff avses tillämpas samt att områdena utgör en för nätverksamheten lämplig enhet. Om nätmyndigheten har medgivit att nätkoncessioner får redovisas samlat skall dessa koncessioner också vid skälighetsbedömning av nättariffen anses utgöra ett samlat område.

Särskilt om nätkoncession för linje

Förslag i sammandrag:

Med undantag för engångsavgift för anslutning föreslås att en nättariff för linje med spänning understigande 220 kV, inte får utformas med hänsyn till var uttagspunkten är belägen i förhållande till ledningens anslutning till andra nätkoncessioner för linje. Nätmyndigheten kan dock medge undantag om följande gäller:

- a) Den aktuella uttagspunkten fanns vid lagens ikraftträdande
- b) För uttagspunkten ifråga fanns vid lagens ikraftträdande en särskild uppgörelse om avgiften med nätägaren.
- c) Det begärda undantaget får inte vara mer förmånligt, för den som tar ut ström från uttagspunkten, än den uppgörelse som anges under b.

Vid skälighetsbedömning av nättariff för linje skall koncessionshavarens samtliga nätkoncessioner för linje vid samma spänningsnivå bedömas samlat.

När det gäller nätkoncession för linje, till skillnad för nätkoncession för område, har sannolikt lagstiftaren sett en svårighet i att kräva helt

avståndsberoende tariffer inom regionområden, då det finns exempel på väl motiverade undantag från en sådan princip - främst större förbrukare som endast utnyttjar nedtransformeringen till regionnätet. Man har förlitat sig på att nuvarande praxis även i fortsättningen kommer att tillämpas, inte minst då ett införande av avståndsberoende tariffer torde medföra betydande administrativa kostnadsökningar.

I den praxis som har utbildats för prissättningen på el finns en stark ambition för prisutjämning mellan elkunderna. Tillgången till el har - i likhet med exempelvis tillgång till telefon och postgång - setts som en rättighet, men inom elsektorn har prisutjämningen inte skett genom lagstiftning utan genom att en sådan tariffsättningspraxis har utbildats. I den nya lagstiftningen lagfästs denna praxis delvis, medan den delvis förblir oreglerad.

Lagstiftaren har haft målsättningen att åstadkomma en reglering som har till huvuduppgift att se till att nättarifferna blir låga och stabila. Samtidigt skall tarifferna i möjligaste mån vara kostnadsriktiga och följa den tidigare praxis som har utvecklats avseende prisnivå och tariffstruktur. Vidare skall tarifferna i tillräcklig omfattning beakta att glesbygdens kunder inte behöver stå för samtliga de kostnader elöverföringen till dem medför, samt slutligen även möjliggöra att nätägaren erhåller en skälig avkastning på i verksamheten arbetande kapital.

Vid en närmare granskning av de olika bedömningsgrunder som angivits ovan torde det vara svårfråkomligt att vissa av dem kan komma i konflikt med varandra. Som exempel härpå kan nämnas kostnadsriktighet i förhållande till glesbygdsintresse samt kostnadsriktighet i förhållande till tidigare utvecklad praxis.

För nätkoncession för linje saknas bestämmelser huruvida en särskild nättariff bör gälla för varje nätkoncession för sig eller på vilket annat sätt som företagen får göra sin uppdelning.

Den enda vägledning som finns i propositionen är under rubriken 10.3.1 utformningen av särredovisningen (s. 105). Här anförs bl.a. följande:

Den som har nätkoncession för såväl område som linje kan redovisa linjeverksamheten samlat. Nätägaren bör kunna redovisa för nätmyndigheten hur kostnaderna har beräknats för var och en av linjekoncessionerna. Om flera företag inom en koncern har nätkoncession för linje bör nätverksamheten redovisas separat för varje företag.

Av detta uttalande torde man kunna dra den slutsatsen att nättariffen normalt bör kunna omfatta flera nätkoncessioner, men att myndigheten

inte kan undgå att göra en skälighetsbedömning för varje linje för sig om någon särskilt begär detta.

Det är med utgångspunkt från vad som anförts i propositionen svårt att bedöma hur nätmyndigheten kommer att förfara i ett konkret fall. Lagtexten ger inte annan vägledning än att nättariffen skall vara skälig och saklig samt att konsumentintresset skall träda i förgrunden vid skälighetsbedömningen.

Ett exempel kan möjligen belysa viss del av problematiken.

Man kan tänka sig en sammanhängande regionledning som består av två nätkoncessioner för linje. Regionledningen förser en elintensiv industri och ett lokalt distributionsområde av glesbydskaraktär med el. Industrin ligger nära stamnätet och överföringen dit utnyttjar endast en av de två nätkoncessionerna för linje. Nätägaren har satt en nättariff för hela den sammanhängande ledningen.

Nättariffen är utformad utan beaktande av avståndet till stamnätet. För enkelhetens skull utgår vi ifrån att båda kunderna gör sina uttag på samma spänningsnivå. Industrikunden klagar och hävdar att nättariffens utformning är felaktig, i första hand beroende på att varje nätkoncession för linje bör bedömas för sig och i andra hand att tariffen inte är kostnadsriktig. Även tidigare har nätägaren gjort viss kostnadsutjämning.

Nätmyndigheten och domstolarna får härvid inte annan vägledning för bedömningen av förstahandsyrkandet än de uttalanden som har gjorts angående hur *redovisning* av linjekoncessioner skall ske. På sikt kommer det naturligtvis att utvecklas någon slags praxis. Om man finner att inget hinder möter mot att konstruera en nättariff för flera koncessioner så återstår frågan om tariffens kostnadsriktighet i förhållande till hur nätägaren tidigare agerat och eventuella kostnadsökningar för glesbygd. En fråga som inte heller besvaras i propositionen är om begreppet konsumentintresse skall vägas mot att det är olika kundkategorier som köper el från nätägaren, t.ex. en stor industrikund eller en annan nätägare med många anknutna hushållskunder.

Om prövningsinstanserna skulle finna, mot bakgrund av principen om kostnadsriktighet och att avståndet till storkraftnätet är mindre, att industrikunden skall betala en mindre avgift innebär detta att den regionala nätägaren, om han skall få täckning för sina kostnader, måste ta ut en högre avgift av den lokale nätägaren. Denne måste i sin tur höja tarifferna för sina kunder.

Ett sätt att lösa detta potentiella problem är att ändra lagstiftningen vad avser de regionala nättarifferna. Det skulle kunna göras genom att skriva in i lagen att en nättariff för linje med spänning understigande

220 kV, med undantag för engångsavgift för anslutning, inte får utformas med hänsyn till var uttagpunkten är belägen i förhållande till ledningens anslutning till andra nätkoncessioner för linje.

Från denna huvudregel måste dock undantag kunna göras för att möjliggöra en tariffsättning som ansluter till dagens praxis. Nätmyndigheten bör således kunna medge undantag om följande gäller:

- a) Den aktuella uttagpunkten fanns vid lagens ikraftträdande
 - b) För uttagpunkten ifråga fanns vid lagens ikraftträdande en särskild uppgörelse om avgiften med nätägaren.
 - c) Det begärda undantaget får inte vara mer förmånligt, för den som tar ut ström från uttagpunkten, än den uppgörelse som anges under b.
- Dessutom bör, vid skälighetsbedömning av nättariff för linje, koncessionshavarens samtliga nätkoncessioner för linje vid samma spänningsnivå bedömas samlat.

The following table shows the results of the experiment. The first column shows the number of trials, the second column shows the number of correct responses, and the third column shows the percentage of correct responses.

Number of trials	Number of correct responses	Percentage of correct responses
10	8	80%
20	15	75%
30	22	73%
40	28	70%
50	35	70%
60	42	70%
70	48	69%
80	55	69%
90	62	69%
100	68	68%

As can be seen from the table, the percentage of correct responses remains relatively constant, ranging from 68% to 80%. This suggests that the subjects were able to maintain a high level of accuracy throughout the experiment.

6 Övriga frågor

I detta kapitel har samlats underlag till vissa övriga frågor som Energikommissionen har funnit vara angelägna att behandla. I avsnitt 6.1. behandlas frågan om nättariffer för produktionsanläggningar. I avsnitt 6.2 behandlas nättariffer för småskalig elproduktion. I avsnitt 6.3 diskuteras behovet av ett regelverk för organiserad elhandel. Frågan om leveranskoncessionens längd behandlas i avsnitt 6.4. I avsnitt 6.5, behandlas fjärrvärmens situation. Hur den vilande ellagstiftningen stämmer överens med utvecklingen inom EU behandlas slutligen i avsnitt 6.6.

6.1 Avgifter och ersättning för anslutning och inmatning till nätet

Förslag i sammandrag:

En innehavare av en elproduktionsanläggning skall ha rätt till ersättning av innehavaren av den nätkoncession till vars ledningsnät anläggningen är ansluten. Ersättningen skall motsvara:

- 1) Värdet av den minskning av energiförluster som produktion av elektrisk energi från anläggningen medför i koncessionshavarens ledningsnät.
- 2) Den minskning av koncessionshavarens avgifter för att vara ansluten till och ta ut el från annan koncessionshavarens ledningsnät, som möjliggörs genom att produktionsanläggningen finns ansluten till nätet.

För att underlätta handel med el skall nätkunder, både producenter och konsumenter, enligt den vilande ellagstiftningen bara behöva avtala med en nätägare, nämligen ägaren av det nät på vilken kunden har en anslutningspunkt. En producent som är ansluten till en regionledning skall alltså betala nättariff till ägaren av regionledningen. Det förutsätts att regionnätsägaren i sin tur betalt avgift till stamnätet och att den

kostnaden lagts in i nättariffen för regionnätet. En konsument som har en uttagpunkt på ett lokalt nät, betalar på motsvarande sätt sin nättariff till ägaren av det lokala nätet. I den tariffen ingår lokalnätsägarens kostnader för utnyttjande av regionnät och stamnät.

En producent tecknar således enligt detta system enbart ett inmatningsabonnemang. Enligt tidigare nättariffer, t.ex. stamnätstariffen före 1 januari 1995, tecknade en producent såväl inmatnings- som uttags- och överföringsabonnemang. Det nya systemet för tariffsättning har fått benämningen punktтарiff.

En konsekvens av att nättariffen utformas som en punktтарiff är att det blir lättare att handla med el. Alla som är anslutna någonstans på nätet (stamnät, regionnät eller lokalnät) kan handla med vem de vill utan att för den skull ändra sitt nätabonnemang. Den nättariff som erläggs till nätägaren påverkas inte heller av sådana handelsrelationer.

En annan konsekvens av punktтарiffsystemet är att elektrisk energi kommer att kosta lika mycket oberoende av var i systemet den produceras; transportavgiften är ju redan betalad. Så är inte fallet i dag. I norra Sverige är kraften billigare än i södra Sverige, och därigenom mindre värd för en producent. Orsaken är att det finns överskott på kraft i norra Sverige och underskott i södra Sverige. Producenter som har krafttillgångar i norra Sverige måste således räkna med att betala en transportavgift till Svenska kraftnät för åtminstone delar av produktionen. På motsvarande sätt är det mer fördelaktigt att ha produktionstillgångar på lokala nät än på stamnätet eftersom den elektriska energin säljs till ett högre pris på lägre spänningar.

På den reformerade elmarknaden bör motsvarande kostnadsfördelar för produktion som ligger gynnsamt till ur nätsynpunkt avspeglas i punktтарiffen. Det betyder att kostnaderna för att mata in kraft på nätet skall vara högre i Norrland än i Skåne och högre på stamnätetsnivå än på lokala nät.

Hur nättarifferna för inmatning utformas är utomordentligt viktigt för att konkurrensen mellan kraftföretagen och mellan olika kraftslag skall bli riktig. Utformningen av nättarifferna för inmatning påverkar också lokaliseringen av ny produktion. Det är därför också av detta skäl viktigt att inmatningstarifferna utformas på ett kostnadsriktigt sätt.

Vad avser nättariffer för uttagpunkter är det naturligtvis också av värde att dessa utformas kostnadsriktigt. Det finns emellertid även andra hänsyn som måste beaktas när uttagstarifferna utformas, som en skälighetsjämförelse mellan tätort och glesbygd, vilket har beskrivits utförligt i underlagspromemoria 5.

6.1.1 Den vilande lagstiftningen m.m.

Av 2 § 7 mom. ellagen framgår att avgifter och övriga villkor för överföring av el och anslutning till ledning (nättariffer) skall vara skäliga och utformade på sakliga grunder, dvs. vara objektiva och icke-diskriminerande. Kunder får indelas i grupper efter kostnadsbild men kunder inom samma kategori skall behandlas lika. Grundprincipen är att varje kundgrupp skall bära sina egna kostnader.

På stamnät och regionnät får såväl inmatnings- som uttagstariffer utformas individuellt. Förslag finns dock att ändra den vilande lagstiftningen på denna punkt (se underlagspromemoria 5). Förslaget innebär att uttagstariffer för kunder, som är anslutna till en nätkoncession för linje med spänning understigande 220 kV, inte får utformas med hänsyn till var uttagspunkten är belägen i förhållande till ledningens anslutning till annans ledningsnät som omfattas av nätkoncession för linje. Inmatningstariffer får dock enligt förslaget utformas individuellt för varje punkt.

Enligt den vilande lagstiftningen får inte nättariff för område utformas med hänsyn till var inom området en kund är belägen. Detta gäller dock inte engångsavgift för nyanslutning. Denna begränsning vad avser tariffsättning på lokala nät gäller oavsett om det är en inmatningspunkt eller en uttagspunkt.

Lagstiftningen ger i övrigt ingen speciell vägledning när det gäller utformningen av inmatningstarifferna.

Inmatningsavgift på stamnätetsnivå

Svenska kraftnät har i sin nya tariff för storkraftnätet beräknat en individuell tariff för varje inmatningspunkt och för varje uttagspunkt. Tariffen består av två delar. En årlig abonnemangavgift varierar mellan 1 och 35 kronor per kilowattimme och år, beroende på var i landet anslutningspunkten är belägen. Till detta finns ett s.k. energiled, dvs. en tariffkomponent som är beroende av hur mycket el som faktiskt matas in eller tas ut från nätet. I stamnätstariffen är denna komponent negativ i vissa uttagspunkter och i vissa inmatningspunkter, dvs. Svenska kraftnät betalar en avgift till den som matar in eller tar ut el. En beskrivning av Svenska kraftnäts nya stamnätstariff återfinns i underlagspromemoria 5.

Inmatningsavgifter på regionala nät

På regional nivå har flertalet nätägare aviserat att de avser att sätta individuella tariffer för varje inmatningspunkt. I de avtal som reglerar villkoren för produktionsanläggningar som är anslutna till regionala nät kan därmed hänsyn tas till varje enskild anläggnings påverkan på nätägarens kostnader. I vissa fall kan denna påverkan vara sådan att nätägaren borde ersätta producenten för att denne matar in el (reduktion av energiförluster och minskade energiavgifter till Svenska kraftnät) eller för att denne kan garantera produktion under de perioder stamnätet är hårt belastat (eventuell reduktion av abonnemangsavgifterna på stamnätet).

6.1.2 Förslag till förändring av den vilande lagstiftningen

Ett problem med vissa bestämmelser i den vilande lagstiftningen är att de uttryckligen reglerar *avgifter* för överföring av el och anslutning till ledning (nättariff). Som beskrivits ovan kan en produktionsanläggning som ansluts till en ledning innebära fördelar för nätägaren. I ett sådant fall borde avgiften betalas av nätägaren och inte tvärt om. Det är dock tveksamt om den vilande lagstiftningen vid en formell prövning medger en tolkning som innebär att nätägaren betalar en avgift till producenten och inte tvärt om.

Om den vilande lagstiftningen innebär begränsningar i detta hänseende vore det olyckligt. Den princip som bör vara vägledande är att eventuella fördelar för nätägaren av att det finns produktion på nätet bör tillfalla producenten. Konsekvensen av att inte utforma tariffen i enlighet med denna princip skulle vara att konkurrenskraften för viss produktion, speciellt produktion ansluten till lägre spänningsnivåer, försämras jämfört med i dag. På motsvarande sätt skall naturligtvis de eventuella nackdelar för nätägaren som sådan produktion medför belasta den aktuella producenten.

För att förtydliga lagstiftningen på detta område föreslås att en ny bestämmelse införs i ellagen som reglerar eventuell ersättning som nätägaren skall betala till innehavaren av produktionsanläggningen.

Innebörden av den nya bestämmelsen är att producenter har rätt att från innehavaren av det nät till vilken produktionsanläggningen är ansluten få ersättning som i huvudsak motsvarar värdet för nätägaren av

den produktion som finns ansluten till dennes nät. Om rätten till ersättning lagfästs måste det i lagstiftningen också anges efter vilka kriterier en sådan ersättning skall beräknas.

Den största fördelen för nätägaren av att en produktionsanläggning finns ansluten till nätet torde ligga i att den avgift som nätägaren betalar för att vara ansluten och ta ut el från angränsande nät blir lägre än den annars skulle vara. Den faktiska nätavgift som betalas skall således jämföras med den avgift som skulle betalas om produktionsanläggningen inte funnits. Om det vid en sådan jämförelse visar sig att de avgifter som behöver erläggas till angränsande nätägare blir lägre med produktionen ansluten skall innehavarna av produktionsanläggningen ersättas med motsvarande belopp. Om det finns mer än en produktionsanläggning som bidrar till att sänka nättariffen till angränsande nät skall en fördelning ske mellan dessa i relation till hur mycket var och en faktiskt bidrar till att sänka avgiften.

Det kan också uppkomma fördelar för nätägaren av att det finns en produktionsanläggning ansluten till nätet genom att produktion från anläggningen reducerar energiförlusterna på det egna nätet. Värdet av detta för nätägaren kan, på motsvarande sätt som ovan, uppskattas genom att energiförlusterna i nätet beräknas dels med produktionen ansluten, dels utan. I den utsträckning förlusterna på nätet blir lägre med lokal produktion skall värdet av detta tillfalla ägarna av produktionsanläggningarna i relation till hur mycket var och en faktiskt bidrar till förlustminskningen.

Storleken på den ersättning som innehavaren av produktionsanläggningen är berättigad till måste beräknas individuellt för varje inmatningspunkt. Ersättningens storlek blir som nyss nämnts beroende av den nytta som produktionen medför. De kriterier som bör bestämma denna nytta är:

- a) Mängden inmatad elektrisk energi samt när denna inmatning kan ske.
- b) Produktionsanläggningens effektleveransförmåga.
- c) Produktionsanläggningens driftsäkerhet och eventuella överenskommelser mellan koncessionshavaren och producenten om när produktionsanläggningen planeras vara i drift.

Den första punkten, mängden inmatad energi och när inmatningen sker, påverkar nätägarens kostnader för förluster i det egna nätet. Mängden inmatad energi och när inmatningen sker påverkar också de energiavgifter och de eventuella högbelastningsavgifter som nätägaren betalar för att vara ansluten till angränsande nät.

Det bör påpekas att även om nättariffen för anslutning till angränsande nät inte direkt skulle påverkas av mängden inmatad energi kan produktionsanläggningen indirekt innebära fördelar som borde

resultera i en kreditering. Ett exempel på en sådan situation skulle vara om en regionnätägare tillämpar en uttagstariff som saknar energiavgifter, dvs. uttagsavgiftens storlek påverkas inte av det faktiska uttaget. Det är inte rimligt att kreditering till innehavaren av den lokala produktionsanläggningen uteblir till följd av detta, eftersom nyttan av den lokala produktionsanläggningen bör vara oberoende av hur regionnätägaren väljer att konstruera sin tariff. I detta exempel får en speciell beräkning göras som visar hur stor ersättningen till den lokala producenten bör vara.

Produktionsanläggningens effektleveransförmåga kan också påverka ersättningens storlek (punkt b). Det är dock inte självklart att en anläggning med stor produktionsförmåga är mer värdefull ur nätsynpunkt än en mindre anläggning, vilket framgår av nästa punkt.

Enligt punkt c) måste också anläggningens driftsäkerhet vägas in när ersättningens storlek bestäms. För att en nätägaren skall kunna sänka abonnemanget till överliggande nät måste det i många fall finnas speciella överenskommelser mellan nätägaren och ägaren till produktionsanläggningen som reglerar när produktionsanläggningen skall vara i drift och vad de ekonomiska konsekvenserna blir om inte producenten lever upp till sina åtaganden.

Det har i sammanhanget diskuterats om nätägaren kan ha annan nytta av den lokala produktionen än vad som redogjorts för ovan. Fördelar för nätägaren av ansluten produktion skulle t.ex. kunna uppstå till följd av att nätägaren, tack vara att det finns produktion ansluten till nätet, inte behöver bygga ett så starkt nät som annars hade varit nödvändigt. I praktiken är det dock inte troligt att en sådan situation kan uppstå. Det skulle också vara mycket svårt för en domstol att fastställa storleken på en eventuell ersättning. I den utsträckning nätägaren upplever att det finns ytterligare fördelar av att det finns produktionsanläggningar anslutna till nätet finns det inget som hindrar att nätägaren tecknar speciella avtal med producenterna där eventuell ersättning regleras.

Denna bestämmelse bör utformas för att gälla alla produktionsanläggningar oberoende av om anläggningen är ansluten till ledningsnät som omfattas av nätkoncession för linje (stamnätet, regionnät) eller om produktionsanläggningen är ansluten till nät som omfattas av nätkoncession för område (lokálnät). Frågor om rättigheter enligt denna paragraf bör kunna prövas av nätmyndigheten.

6.2 Situationen för elproducenter med en produktionskapacitet på högst 1 500 kW

Förslag i sammandrag:

Innehavare av elproduktionsanläggning som kan leverera en effekt om högst 1 500 kW skall inte erlägga annan nätavgift för inmatning av el än engångsavgift för anslutning och avgift för mätning och avräkning.

Vad avser ersättningen för den el som leveranskoncessionären köper från de små producenterna bör den utformas så att hänsyn tas till när under året inmatning sker.

I detta avsnitt behandlas de små elproducenternas situation på en reformerad elmarknad. De kan inte förväntas ha samma möjligheter att agera på den reformerade marknaden som större producenter. Det är viktigt att förutsättningarna är goda för den småskaliga, och ofta miljövänliga, produktionen. Därtill kommer att den småskaliga elproduktionen är viktig ur regional synpunkt. Även om produktionstillskottet från dessa anläggningar inte är så stort i dag kan det inte uteslutas att den småskaliga produktionen får en större betydelse i det framtida energisystemet.

Det finns ca 1 200 små vattenkraftsanläggningar med en sammanlagd effekt på omkring 400 MW och en normalårsproduktion på cirka 1,5 TWh. Enligt NUTEK:s bedömningar ägs drygt hälften av kraftverken av små privata bolag. Kommuner äger ca 25 % av verken medan övriga ägs av privatpersoner.

Vidare finns det omkring 160 vindkraftanläggningar med en sammanlagd effekt på cirka 35 MW, vilket ger en produktion på ca 0,08 TWh per år. Knappt 20 % av vindkraftverken ägs av distributörer, knappt 10 % av kraftproducenter och övriga av ekonomiska föreningar m.m.

Den installerade effekten i småskalig kraftvärme är ca 5 MW. Dessa anläggningars produktionsförmåga är ca 0,02 TWh el per år. Merparten av de små kraftvärmeanläggningarna ägs och drivs av kommunala energiverk och den el som produceras förbrukas uteslutande i de egna anläggningarna.

Normalt utgör inmatningen från små produktionsanläggningar endast några procent av eldistributörens totala kraftinköp. Det finns dock några distributionsföretag som har många små producenter inom sina områden. Ljusnarsberg och Fagersta får ca 40 % resp. 30 % av sin elenergi från

små vattenkraftverk.

6.2.1 Nuvarande ellag

Enligt nuvarande ellag är den som innehar områdeskoncession skyldig att köpa el från produktionsanläggningar som är belägna inom området och som kan leverera en effekt om högst 1 500 kW. För att åstadkomma en skälig prissättning är distributören skyldig att underkasta sig reglering av pris och övriga villkor för inköp av el från sådana produktionsanläggningar. I proposition 1986/87:167, där mottagnings-skyldigheten föreslogs, framhölls att prövningen bör utgå från att mottagande av kraft från en lokal producent inte skall medföra merkostnader för distributören jämfört med inköp av motsvarande kraft enligt de råkraftpriser som tillämpas inom området.

Svenska Elverksföreningen har sedan 1978 utgivit rekommendationer för ersättning av el som inmatas till en distributör från en mindre produktionsanläggning. Dessa rekommendationer har fått stort genomslag och tillämpas av merparten av föreningens medlemmar. Den senaste utgåvan av dessa rekommendationer utkom 1 januari 1989, EKOVISAM 89. Det i EKOVISAM redovisade systemet för avräkning av leveranser från mindre produktionsanläggningar är relativt komplicerat och ger utrymme för tolkningstvister. Trots det har endast tre ärenden avgjorts av prisregleringsnämnden för elektrisk ström. Orsaken till ersättningssystemets komplexitet är att det ställs höga krav på rättvisa i varje enskilt fall.

6.2.2 De ekonomiska villkoren enligt EKOVISAM

Grundprincipen är att distributören ersätter den lokale producenten med utgångspunkt från energiavgifterna i den tariff efter vilken distributören köper sitt normala behov av råkraft, dvs. en alternativkostnadsprincip. Därtill kommer skäligt tillägg för de minskade överföringsförlusterna som kan härledas till varje enskild inmatning.

Med beaktande av ovannämnda grundprincip kan ersättningen för inmatad energi enligt EKOVISAM 89 beräknas enligt två likvärdiga metoder.

I alternativ A beräknas ersättningen med utgångspunkt från energiavgifterna i normaltariffen för den spänningsnivå vid vilken den inmatade

elektriska energin kan nyttiggöras. Detta innebär att värdet av minskade energiförluster ingår i energiersättningen och att särskild ersättning för förluster därför inte är motiverad.

I alternativ B tillämpas energiavgifter i den tariff vid vilken distributören köper sin ordinarie råkraft och ersättning ges för värdet av minskade energiförluster med en årlig fast ersättning.

Produktion i de små kraftverken under vinterns höglasstid kan i vissa fall innebära att distributören behöver betala lägre högbelastningsavgifter och lägre avgifter för effektförluster till sin ordinarie råkraftleverantör. Enligt EKOVISAM skall detta resultera i en ersättning till de små producenterna i form av:

- en effektersättning lika med minskningen av distributörens högbelastningsavgifter och effektförluster (större anläggningar), eller
- en förhöjd energiersättning för energi inmatad under den egentliga högbelastningsperioden (mindre anläggningar).

Under förutsättning att den lokala producenten lämnar garantier om storleken på effektinmatningen under höglast kan dessutom ersättning lämnas för minskning av distributörens abonnemangavgifter och effektförluster (större anläggningar).

Den lokale producenten skall dock ersätta distributören för de kostnader som denne åsamkas för att ta emot producentens produktion. Dessa kostnader utgörs av:

- kostnader för anslutning och eventuell nätförstärkning som förorsakas av produktionsanläggningens tillkomst skall bäras av producenten och erläggas som engångsavgift,
- kostnader för mätning och avräkning,
- i undantagsfall kostnader för belastning av distributörens nät motsvarande högst hälften av normala abonnemangavgifter för den högsta effekt som producenten beräknas inmata på nätet, dvs. differensen av egen produktion och belastning, samt
- de kostnader som råkraftleverantören eventuellt kan komma att påföra distributören för prim agörande av producentens krafttillgångar och kostnader för eventuell reservkraft (maskinskadekraft).

Exempel på ersättning till lokal produktion, Sydkraft 1994.

	10-20 kV	0,4 kV
nov - mars	HL 45,6 öre/kWh LL 21,6	HL 46,9 öre/kWh LL 22,6
april, sept-okt	HL 21,6 LL 18,2	HL 22,6 LL 18,5
maj - aug	HL 15,9 LL 13,2	HL 16,5 LL 13,6

I priserna ingår ersättning för effekt med 13,0 öre/kWh (nov-mars) samt ersättning för reducerade energiförluster.

HL = måndag-fredag klockan 06.00-22.00

LL = övrig tid

6.2.3 Det vilande lagförslaget

Leveranskoncession

Ellagstiftningsutredningen föreslog i sitt betänkande (SOU 1993:68) att bestämmelsen om skyldighet för innehavare av områdeskoncession att köpa el från mindre produktionsanläggningar skulle slopas. Utredningen menade att bestämmelserna om köpskyldighet m.m. inte är förenliga med principerna för elmarknadsreformen, nämligen att produktion och försäljning av el skall konkurrensutsättas. Flera av remissinstanserna avstyrkte dock utredningens förslag, däribland Naturvårdsverket, Boverket och NUTEK, med motiveringen att Ellagstiftningsutredningens förslag kunde få negativa konsekvenser för små elproducenter.

Regeringen instämde delvis i kritiken mot Ellagstiftningsutredningens förslag. Man menade att övergången till en reformerad elmarknad på kort sikt kan innebära vissa problem för den småskaliga elproduktionen, men att det får förutsättas att investeringar i denna typ av anläggningar sker med avsikten att de skall vara lönsamma i ett längre tidsperspektiv.

Regeringen föreslog därför att de små elproducenterna tillsvidare skulle garanteras avsättning för sin produktion. Enligt den vilande ellagstiftningen är den som har leveranskoncession skyldig att köpa el

från en produktionsanläggning som är belägen inom området och som kan leverera en effekt om högst 1 500 kilowatt. De små elproducenterna har också möjlighet att få den ersättning som de erbjuds av koncessionshavaren prövad av nätmyndigheten.

När det gäller ersättningens storlek konstaterade regeringen att EKOVISAM:s ersättningsregler för småskalig kraftproduktion är baserade på alternativkostnadsprincipen, men att det på en öppen elmarknad kan vara svårt att fastställa alternativkostnaden, eftersom den som innehar leveranskoncessionen kan ha råkraftavtal med flera producenter. Regeringen föreslog i stället att ersättningen bör baseras på koncessionshavarens genomsnittliga försäljningsintäkter per kWh över året med avdrag för skäliga kostnader för administration m.m. och skälig vinstmarginal för koncessionshavaren. Med försäljningsintäkter avsåg regeringen de tariffer som leveranskoncessionsinnehavaren tillämpar för hushållskunder och andra mindre förbrukare.

Regeringen konstaterar dock att råkraftpriset kan variera över året. Ovan nämnda riktlinjer för beräkning av ersättning till de små elproducenterna torde innebära att dessa under delar av året, främst sommartid, får en ersättning som är väsentligt högre än det råkraftpris som då gäller. Under andra delar av året kommer den ersättning producenterna får vara lägre än råkraftpriset. Regeringen betonade att det naturligtvis inte finns något som hindrar en producent och en leveranskoncessionär att träffa avtal med annan innebörd. Regeringen ansåg också att det är lämpligt att nätmyndigheten utfärdar allmänna råd för beräkning av ersättning till små elproducenter.

Från företrädare för de små producenterna har det framförts önskemål om att de bör få en ersättning av leveranskoncessionären som tar hänsyn till när under året inmatning sker.

I lagtexten står endast att innehavaren av leveranskoncession är skyldig att underkasta sig reglering av priset för inköpt ström på begäran av den som levererar denna.

För att tillmötesgå de små producenternas önskemål föreslås här en ändring av den princip som anfördes i propositionen och som redovisas ovan. Ersättningen till små producenter bör utformas så att hänsyn tas till när under året inmatning sker. Eftersom lagtexten endast anger kriteriet skälig prissättning behöver inte lagtexten ändras för att möjliggöra att ersättningen varierar över året. Det bör ankomma på nätmyndigheten att utfärda allmänna råd i denna fråga.

Avsikten med att införa en inköpsskyldighet för leveranskoncessionären var att de små elproducenterna skulle få en grundtrygghet. Leveranskoncessionen föreslås i den vilade lagstiftningen gälla för tre år. Därefter skall systemet utvärderas. Om det när leveranskoncessionen,

och därmed mottagningsplikten, upphör att gälla föreligger behov av fortsatt garanterad avsättning till skäligt pris för el från den småskaliga elproduktionen bör enligt förslaget lämpliga åtgärder vidtas.

Näringsutskottet delade regeringen bedömning att övergången till en fri elmarknad på kort sikt kan innebära vissa problem för småskalig elproduktion. Man delade också bedömningen att det föreslagna systemet med mottagningsplikt ger ett tillfredsställande skydd för de små producenterna. Utskottet underströk betydelsen av att konsekvenserna för den småskaliga elproduktionen noga belyses i samband med att systemet med leveranskoncession ses över efter tre år. Utskottet ansåg vidare att den småskaliga elproduktionen bör ges ett skydd motsvarande den av regeringen föreslagna mottagningsplikten i ytterligare två år, även om det efter en utvärdering beslutas att systemet med leveranskoncessioner bör avvecklas.

Nätprissättning

En betydande skillnad jämfört med dagens förhållande är att de små producenterna enligt det vilande lagförslaget kommer att ha affärsrelationer med såväl innehavaren av leveranskoncession som med innehavaren av nätkoncession för område. Det ekonomiska utbytet som producenten får av sin verksamhet är således skillnaden mellan de intäkter han får från leveranskoncessionären och nätägaren, och de avgifter han betalar till nätägaren.

Vad avser intäkterna från elförsäljningen är dessa i särskild ordning reglerade i den vilande lagstiftningen, enligt vad som beskrivits ovan. När det gäller nättarifferna kan de små producenterna få dessa prövade på samma sätt som andra nätabonnenter. Det som kan prövas är bl.a. tariffens skälighet och saklighet. Det finns dock ingen speciell reglering när det gäller nättariffen för de små elproducenterna.

Utformningen av nättarifferna för lokal produktion kommer att få en avgörande betydelse för lönsamheten i de små kraftverken. Det finns en risk för att de nya nättarifferna kommer att missgynna de lokala producenterna jämfört med dagens EKOVISAM-regler. Problemet har redan delvis behandlats i avsnitt 6.1. I enlighet med det förslag som lämnas där har en lokal elproducent rätt till ersättning som motsvarar:

- 1) Värdet av den minskning av energiförluster som produktion av elektrisk energi från anläggningen medför i koncessionshavarens

ledningsnät.

- 2) Den minskning av koncessionshavarens avgifter, för att vara ansluten till och ta ut el från annan koncessionshavares ledningsnät, som möjliggörs genom att produktionsanläggningen finns ansluten till nätet.

Med dessa förslag i kombination skulle den lokala producenten få en ersättning från innehavaren av leveranskoncession som, med vissa avdrag, motsvarar dennes försäljningspris till mindre elanvändare. Till detta kommer att den lokala producenten får en ersättning från nätkoncessionären enligt ovan. Sammantaget bör denna ersättning motsvara den ersättning som i dag erhålls enligt EKOVISAM.

Hur stor avgift den lokala producenten skall erlägga för att ansluta till nätet och för att överföra el regleras i den vilande lagstiftningen av paragraf 2 § 7 mom. Generellt torde det inte finnas behov av att ytterligare precisera hur nättarifferna för inmatning skall sättas. Den vilade lagstiftningen ger utrymme för ändamålsenliga tariffer för lokal och regional produktion.

För de små elproducenterna, mindre än 1 500 kW, finns det dock fördelar med en förenklad och schabloniserad nättariff.

6.2.4 Förslag till förenklad nättariff för små producenter

Reglerna för ersättning till lokal produktion bör vara enkla och ge den lokala producenten en ersättning som motsvara det verkliga värdet för elkonsumenterna av den lokala produktionen. Om ersättningen från leveranskoncessionären och nätägaren blir mer förmånlig innebär det att elkonsumenterna i området kommer att subventionera de lokala producenterna.

Förslaget innebär att innehavaren av elproduktionsanläggning som kan leverera en effekt om högst 1 500 kW inte skall erlägga annan nätavgift för inmatning än engångsavgift för nyanslutning samt en administrationsavgift som skall täcka nätägarens kostnader för mätning och avräkning.

Utöver detta skall den lokale producenten erhålla ersättning från nätägaren i enlighet med de riktlinjer som redovisas i avsnitt 6.1

Med detta förslag kommer de små producenterna i de flesta fall att erhålla ersättning från den lokala nätägaren. De årliga kostnaderna för nätanslutningen begränsas till kostnader för mätning och avräkning, vilket är en måttlig kostnad i sammanhanget.

I kombination med förslaget i den vilande lagstiftningen om köpskyldighet för innehavaren av leveranskoncession torde de små producenterna med detta förslag erhålla ett lika gott skydd som i dag. En fördel med den vilande lagstiftningen jämfört med dagens lagstiftning är dock att den lokala producenten är fri att sälja sin el på marknaden. Det kan finnas köpare som är beredda att betala mer för el som är miljövänlig och lokalt producerad.

Vid ett eventuellt borttagande av leveranskoncessionerna bör konsekvenserna för de små producenterna utredas. Förpliktelser om inköp och ett visst garanterat inköpspris bör eventuellt finnas kvar även om systemet med leveranskoncession tas bort.

Från de små elproducenternas sida anses dock inte de här föreslagna åtgärderna vara tillräckliga. Man menar att det inte är tillräckligt med en bibehållen stödnivå jämfört med i dag, utan att ett ersättningsystem bör utformas som ger en betydligt högre ersättning till den småskaliga produktionen.

6.3 Behovet av regler för organiserad elhandel

Förslag i sammandrag:

Regeringen bör snarast ta initiativ till en översyn med inriktning att skapa en lagstiftning som skall gälla för organisationer som bedriver handel med el i börslika former.

I tidigare underlagspromemoria har behovet av en organiserad elhandel berörts. Som nämnts pågår också arbete med att förbereda en sådan verksamhet. Ett problem som därvid aktualiseras är att det saknas lagstiftning på området.

En organiserad elhandel kan omfatta flera former av handel. En balanstjänst används för att genom snabb upp- och nedreglering av kraft säkerställa stabiliteten (frekvensen) i systemet. Vidare används balanstjänsten för att reglera obalanser för de s.k. balansansvariga aktörerna (producenter och distributörer/elkunder som väljer att själva hantera sin balans mellan förbrukning och leverans/produktion). Dessutom kan balanstjänsten användas för att genom s.k. motköp undvika överbelastning i nätet.

En spotmarknad är främst ett sätt för producenter och konsumenter att optimera användningen av sina krafttillgångar och minska produktions- eller anskaffningskostnaderna. En sådan handel med tillfällig kraft bör vid en öppen elhandel kunna ske på lika villkor för alla aktörer, dvs. såväl distributörer och större elkunder som kraftproducenter.

En tredje del av en organiserad elhandelsplats kan utgöras av en derivatmarknad för handel med och riskhantering av standardiserade kontrakt.

I såväl Norge som i England har centrala funktioner av detta slag inrättats av myndigheterna som ett led i arbetet för att säkerställa den öppna elhandels funktion. I Norge är handelsplatsen statligt ägd och drivs av Statnett som har systemansvaret i landet. Statnett har organiserat verksamheten i ett dotterbolag Statnett Marked A/S och därvid givit aktörerna stor insyn och påverkan på regelverket. I England hanteras handelsplatsen, The Pool, av National Grid Company enligt ett avtal med aktörerna.

I Sverige har frågan om en organiserad handel med el utretts av Svenska kraftnät. Utredningen redovisades i rapporten Handelsplats för el - utredning om förutsättningar för en svensk elbörs. Svenska kraftnät konstaterade där att det finns förutsättningar för en handelsplats för el i Sverige, och föreslog att en balanstjänst (reglerkraftmarknad) borde inrättas snarast. Vidare rekommenderade man att en handelsplats med tillfällig el, en spotmarknad, borde inrättas i ett andra steg, gärna i samverkan med andra nordiska länder.

Frågan om en organiserad handelsplats för el behandlades av i regeringen i prop. 1993/94:162 där det framhölls att en organiserad handel, en kraftbörs, kan ytterligare effektivisera elhandel. Det påpekades att det finns ett flertal fördelar att vinna med en sådan, bl.a. förenkling av handeln med el, en minskning av transaktionskostnaderna och en effektiv och synlig prisbildning.

En framtida handelsplats måste för att fylla sitt syfte åtnjuta ett stort förtroende hos alla som utnyttjar den. Detta innebär bl.a. att den måste vara neutral och inte kunna styras av vissa aktörer. Den måste följa vissa givna regler och vara underkastad tillsyn från det allmännas sida.

Som framgår av Svenska kraftnäts rapport är det tveksamt om nuvarande börs- och värdepapperslagstiftningen och reglerna om tillsyn på det finansiella området lämpar sig för elhandel. Elhandel skiljer sig i väsentliga hänseenden från finansiell börshandel och bör därför särregleras.

En ny lagstiftning, som reglerar tillkomsten av och verksamheten vid en handelsplats, bör bl.a. innehålla regler om neutralitet, fritt tillträde, insyn, information, sekretess och tillsyn. Det regelverk som i dag finns

för finansiell börsverksamhet bör kunna utgöra en lämplig utgångspunkt. Det gäller bl.a. lagen (1992:543) om börs- och clearingverksamhet, lag (1991:980) om handel med finansiella instrument och lagen (1991:981) om värdepapperssuppgörelse.

Regeringen bör snarast ta initiativ till en översyn med inriktning att skapa en lagstiftning som skall gälla för organisationer som bedriver handel med el i börslika former.

6.4 Förlängning av giltighetstiden för leveranskoncession

Förslag i sammandrag:

Systemet med leveranskoncessioner är av sådant värde att det redan inledningsvis bör gälla för en längre tidsperiod än tre år. En förlängning till fem år framstår som lämpligt.

I det vilande lagförslaget finns bestämmelser som i vart fall under en övergångsperiod ger ett skydd för konsumenter med liten elförbrukning samt för småskalig produktion. I promemorian Allmänt om en stegvis avreglering, publicerad i departementsstencilen Utredningar om elmarknadsreformen (Ds 1994:2), analyserades tre olika övergångslösningar. I prop. 1993/94:162 anfördes som skäl för att införa leveranskoncessionssystemet bl.a.följande, s. 69 f:

Det finns enligt regeringens uppfattning goda skäl för en övergångslösning i syfte att skapa stabilitet i avregleringen. Under en övergångstid bör de elkunder som önskar kvarstå i ett system för elhandel med i huvudsak samma villkor som de som nu råder. Under övergångsperioden, då allt fler kunder kan väntas söka sig till den öppna marknaden, kan också institutionella förändringar väntas ske som successivt kommer att underlätta för mindre kunder att agera på marknaden. Det gäller, som tidigare nämnts, att avancerad mätutrustning blir tillgänglig till lägre priser. Likaså kan med tiden en omställning väntas ske inom elförsörjningen som innebär en avsevärt förbättrad kundorientering. Det leder till att informationen om möjliga avtal för olika kundgrupper kommer att öka, och att leverantörer med särskild kundinriktning kommer att inträda på marknaden. Det är troligt att marknadsföringen först inriktas mot de

större kunderna, men att säljarna efter någon tid börjar att söka kunder också bland mindre förbrukare. Med tiden kommer därmed även hushållskunder att kunna agera på marknaden utan större transaktionskostnader och med tillgång till relevant information.

I propositionen angavs vidare att leveranskoncessionssystemet borde utformas så att statsmakterna inte behöver låsa övergångstidens längd utan att behovet av övergångslösningen fortlöpande kan prövas.

Det har framförts önskemål om att tiden för leveranskoncessionssystemet skulle förlängas eller gälla tills vidare. En ordning med tillsvidarekoncessioner skulle avsevärt försvåra avvecklingen av dessa om systemet framdeles av någon anledning inte längre framstår som ändamålsenligt. Det skall också påpekas att det inte finns något tvång för någon att söka en leveranskoncession. Värdet av en leveranskoncession för koncessionsinnehavaren ligger i att kunder med liten förbrukning kommer att stanna kvar hos denne på grund av relativt höga transaktionskostnader, främst i form av kvalificerad mätutrustning för den som vill agera på den öppna marknaden. Om dessa kostnader minskar påtagligt så blir det lättare för alla kunder att köpa el från vem de vill och därmed minskar också värdet och behovet av en leveranskoncession.

En koncession som gäller tillsvidare skulle också kunna påskynda en vertikal integration, dvs. att producenter köper upp leveranskoncessionsinnehavaren för att därmed försäkra sig om en säkrare avsättning för sin produktion under lång tid. Det är troligt om producenten gör bedömningen att det kommer att ta avsevärt tid innan små förbrukare i nämnvärd utsträckning kommer att byta leverantör.

Till skillnad från vad som är möjligt med tillsvidarekoncessioner så kan man, i samband med en eventuell omkoncessionering av tidsbestämda koncessioner, införa villkor i själva koncessionen om detta skulle anses önskvärt. Detta förutsätter dock att man i lagen har infört en möjlighet att uppställa särskilda villkor i koncessionen.

Det finns således ett antal faktorer som talar emot att inte tidsbestämma koncessionerna. Däremot kan det finnas flera skäl till att förlänga den, enligt det vilande förslaget, längsta tiden om tre år.

Tre år är i ett omregleringsperspektiv en kort tidsperiod. En förlängning till t.ex. fem år skulle leda till att den som innehar leveranskoncessionen får bättre planeringsförutsättningar. Denne skulle då, med den tryggare bas som leveranskoncessionen innebär kanske kunna vara mer benägen att gå samman med andra koncessionshavare för att pressa inköpspriser och för att kunna etablera en bättre och mer kompetent säljorganisation, vilket borde komma även kunderna tillgodo.

Med en så kort koncessionstid som tre år finns det risk för att kunderna ges alltför kort tid för att förbereda sig för den nya situationen. Detta kan bli särskilt påtagligt om ett beslut, som innebär att koncessionerna inte förlängs, kommer nära koncessionstidens utgång. Genom att förlänga koncessionstiden tillförsäkras kunderna under en relativt lång tid möjlighet till en priskontroll av själva produkten el, vilket kan vara värdefullt under ett inledningsskede när kanske inte informationsspridningen hunnit utvecklas på ett helt tillfredsställande sätt. Därtill kommer att utvärderingen måste påbörjas redan innan systemet hunnit vara ikraft i två år, vilket kan medföra att resultatet av utvärderingen inte blir tillfredsställande.

Näringsutskottet uttalade i sitt betänkande, 1993/94:NU22 Handel med el i konkurrens, att den småskaliga elproduktionen bör ges ett skydd jämförbart med den för innehavaren av leveranskoncession föreslagna mottagningsplikten i ytterligare två år även om man vid utvärderingen av leveranskoncessionssystemet finner att detta bör avvecklas, och att regeringen därför bör anmodas att återkomma med erforderliga förslag för att säkerställa detta. Utskottet föreslog riksdagen att göra ett uttalande av nu angiven innebörd. Riksdagen biföll utskottets hemställan.

Detta uttalande måste tolkas på så sätt att riksdagen givit regeringen i uppdrag att tillförsäkra småskalig produktion ett skydd av den omfattning som framgår av det vilande lagförslaget under minst fem år från regelverkets ikraftträdande. En förlängning av leveranskoncessionen till fem år är således i linje med riksdagens uttalande om småskalig produktion.

Vad gäller problemet med vertikal integration så innebär en förlängd tid en viss risk för en ökning. Detta torde dock kunna motverkas av att man vid en eventuell omkoncessionering särskilt skulle kunna undersöka om den vertikala integrationen har ökat eller annars utgjort något problem för de kunder som finns inom integrerade leveransområden, och i så fall införa kriterier som innebär att detta särskilt skulle kunna beaktas vid omkoncessioneringen.

Sammantaget är systemet med leveranskoncessioner av sådant värde att det redan inledningsvis bör gälla för en längre tidsperiod än tre år. Som redovisats ovan finns det dock påtagliga nackdelar med att koncessionerna gäller tillsvidare. En förlängning till fem år framstår som lämpligt. Det får ankomma på regeringen att i god tid inför utgången av koncessionstiden utvärdera systemet med särskilt beaktande av små konsumenters och producenters situation. Om regeringen därvid finner

skäl att förlänga koncessionstiderna bör regeringen på lämpligt sätt se till att en omkoncessionering kan göras på ett ur administrativ synvinkel lätthanterligt sätt och som på ett tillfredsställande sätt tillgodoser konsumentintresset.

6.5 Fjärrvärmens situation

Förslag i sammandrag:

För att bibehålla ett motsvarande skydd för fjärrvärme och naturgas som i dagens lagstiftning föreslås att innehavaren av nätkoncession, under en övergångsperiod på tre år, inte skall vara skyldig att medge ett nätabonnemang som möjliggör värmeförsörjning med el inom områden där fjärrvärme eller naturgas distribueras.

Vidare föreslås att kommunala företag som bedriver fjärrvärmeverksamhet eller distribuerar naturgas under motsvarande till skall omfattas av de kommunalrättsliga principerna om likställighet och självkostnad.

6.5.1 Dagens regler

Enligt nuvarande bestämmelser har eldistributören inte någon skyldighet att leverera el för uppvärmning inom ett område där fjärrvärme eller naturgas distribueras eller avses att bli distribuerat. Genom denna regel skyddas fjärrvärme- och naturgasverksamhet från konkurrens från elvärme i de fall elverksamheten och fjärrvärme- och naturgasverksamheten har samma ägare. Om elverksamheten har en annan ägare än fjärrvärme- och naturgasverksamheten har elleverantören laglig rätt att leverera el också för uppvärmningsändamål.

El för drift av värmepumpar i fjärrvärmdda områden omfattas inte av ovanstående regel. Områdeskoncessionärens leveransskyldighet gäller således el till värmepumpar. Om kommunfullmäktige har beslutat att värmepumpar inte bör finnas i området gäller dock inte leveransskyldigheten.

I dag omfattas fjärrvärme- och naturgasverksamhet med kommunala huvudmän av bl.a. likställighetsprincipen och självkostnadsprincipen. Likställighetsprincipen innebär att kommunen inte får särbehandla kommuninnevånare annat än på objektiv grund. Denna princip har betydelse för kommunens taxesättning. Självkostnadsprincipen innebär

att avgifter för nyttigheter som kommunen tillhandahåller inte får sättas så att de tillför kommunen en vinst. Syftet med denna princip är bl.a. att hindra kommuner från att missbruka en monopolsituation. Dessa kommunalrättsliga principer gäller oberoende av i vilken företagsform den kommunala verksamheten bedrivs.

I dag finns också andra regler som skapar särskilda förutsättningar på värmemarknaden. Lagen (1981:1354) om allmänna värmesystem innehåller regler som i praktiken skulle förhindra en värmekund att byta uppvärmningssystem om en anslutning till fjärrvärme eller naturgas redan skett. Företag som har begärt att få en anläggning allmänt förklarad måste dock underkasta sig prisreglering och annan kontroll. Hittills har ingen anläggning allmänt förklarats.

6.5.2 Den vilande lagstiftningen

Den vilande lagstiftningen innebär, om den införs utan förändringar, att konkurrensen mellan uppvärmningsformerna skulle kunna öka. Ett visst skydd för fjärrvärme och naturgas behålls dock.

Leveranskoncessionären (se underlagspromemoria 1) är enligt den vilande lagstiftningen inte skyldig att leverera el för värmeförsörjning av en byggnad inom ett område där fjärrvärme eller naturgas distribueras eller avses bli distribuerad. Leveranskoncessionären är dock skyldig att leverera el till värmepumpar förutsatt att kommunfullmäktige inte bestämt att sådana inte bör förekomma i området.

Detta ger ett visst skydd för fjärrvärmens och för naturgasen i de fall det är samma huvudman för leveranskoncessionen som för fjärrvärme- och naturgasverksamheten. Eftersom nätägaren enligt den vilande lagstiftningen inte får neka en anslutning om det finns kapacitet på nätet finns det emellertid inget som hindrar att fastighetsägaren köper den el som behövs för uppvärmningsändamål av någon annan elleverantör. Ett byte av elleverantör förutsätter dock att fastighetsägaren bekostar en mer avancerad mätutrustning än vad som annars behövs. Om nätägaren saknar kapacitet på nätet kan denne neka en abonnemangshöjning tills dess att nätet har förstärkts. Nätägaren är dock skyldig att inom skälig tid förstärka nätet.

Genom att elnätet öppnas för konkurrerande elleverantörer ökar sannolikt konkurrensen om värmekunderna. Enligt den vilande lagstiftningen undantas kommunala företag därför från självkostnads- och likställighetsprinciperna vid produktion och distribution av

fjärrvärme och naturgas, vilket innebär att sådan verksamhet skall ske på affärsmässig grund. En förutsättning för att så skall ske är att fjärrvärme- och naturgasverksamheten bedrivs i privaträttslig form (i regel aktiebolag).

Möjligheterna att allmänförklara en fjärrvärme- eller naturgasanläggning påverkas inte av det vilande lagförslaget.

6.5.3 Behov av att förstärka skyddet för fjärrvärme och naturgas

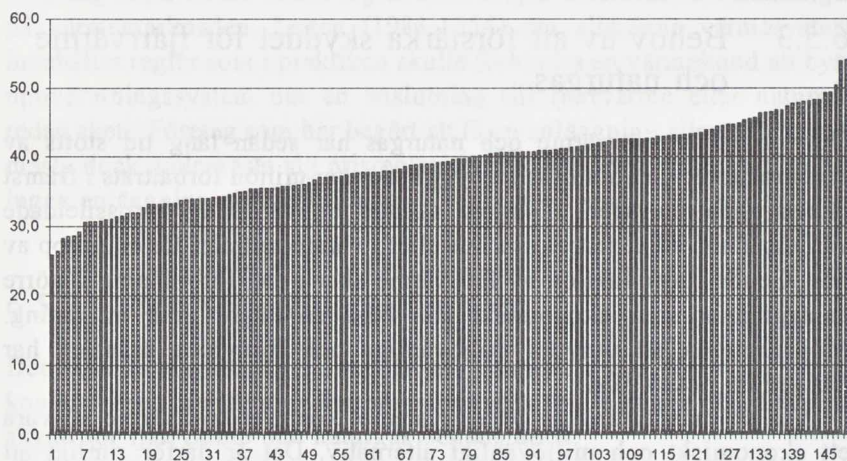
Utbyggnad av fjärrvärme och naturgas har sedan lång tid stötts av statsmakterna. Genom dessa utbyggnader har miljön förbättrats i främst tätbebyggda områden. Tidigare skedde uppvärmning i fossileldade värmepannor inom respektive hus eller i värmecentraler för en grupp av hus. Genom introduktion av fjärrvärme sker i dag förbränning i större anläggningar som ekonomiskt kan bära en högre grad av rening. Möjligheterna att utnyttja miljövänliga och förnybara bränslen har därigenom också ökat.

Vid en omställning av energisystemet kommer kraftvärme att vara ett ekonomiskt och miljövänligt alternativ. Det är därför rimligt att säkerställa att det värmeunderlag som finns inom fjärrvärmerörelsen inte går förlorat genom en återgång till enskild uppvärmning. En utbyggnad av kraftvärme skulle i ett sådant läge försvåras.

Så som konstaterats tidigare kommer konkurrensen om värmekunder att öka om det vilande lagförslaget genomförs. De allra flesta fjärrvärme- och naturgasföretag har tariffer som innebär att de klarar en ökad konkurrens från elvärme. Vissa anläggningar kan emellertid få ekonomiska problem om tarifferna måste sänkas kraftigt för att värmekunderna skall kunna behållas.

Så som framgår av figuren nedan varierar medelintäkten mer än 100 % mellan de fjärrvärmeverk som har de högsta tarifferna och de som har de lägsta.

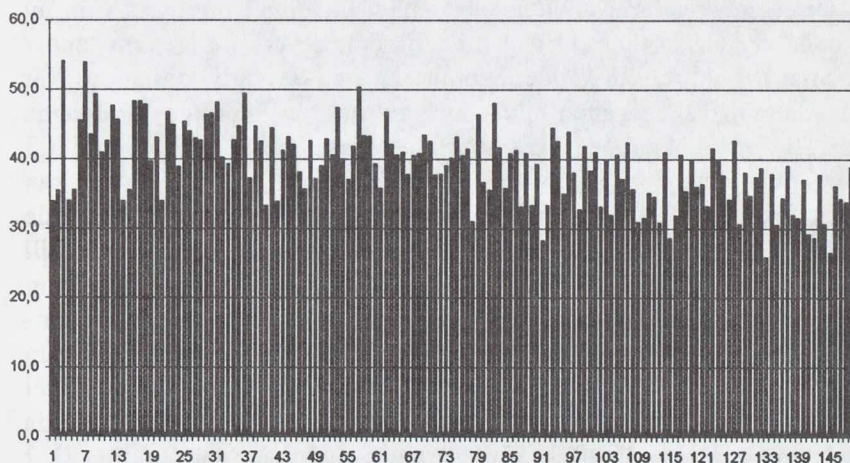
Fig. 6.1 Genomsnittliga fjärrvärmeavgifter år 1993 (öre/kWh, exkl. moms)



De fjärrvärmeverk som kommer att möta den största konkurrensen från elvärme är naturligtvis de som i dag har de högsta tarifferna. Huruvida dessa verk också har den sämsta lönsamheten och därigenom har svårast att möta ökad konkurrens genom att sänka tarifferna är inte självklart. Eftersom avgifterna för fjärrvärme i de allra flesta fall baseras på självkostnaden för verksamheten torde dock i allmänhet utrymmet för prissänkningar vara begränsat under åtminstone ett inledningskede. Efter en tid bör dock rationaliseringar och avskrivningar på investeringar öka möjligheten att sätta mer konkurrenskraftiga priser.

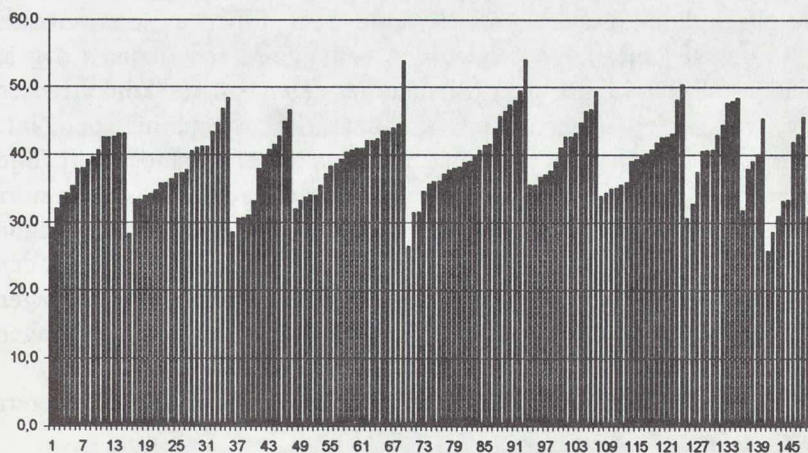
Det finns ett visst samband mellan nivån på fjärrvärmesatserna och företagens storlek. I figuren nedan är företagen sorterade så att de minsta företagen återfinns längst till vänster i bilden.

Figur 6.2 Genomsnittlig fjärrvärmeavgift år 1993 (öre/kWh exkl. moms) sorterade efter företagsstorlek (de minsta företagen längst till vänster i bilden)



Det finns däremot inget samband mellan fjärrvärmeföretagens tariffer och var i Sverige verken är belägna. I figur 6.3 är företagen indelade i 11 områden. Område 1 omfattar Kristianstad och Malmöhus län och återfinns längst till vänster i figuren. Av figuren framgår att högkostnadsföretagen är jämnt fördelade över landet.

Figur 6.3 Genomsnittlig fjärrvärmeavgift år 1993 (öre/kWh exkl. moms) sorterade efter verkens geografiska placering (de södra området längst till vänster i bilden)



I samband med att elmarknadsreformen införs kan elleverantörerna försöka att finna nya marknader. Fjärrvärmeabonnenterna kan då utgöra en intressant kundgrupp, eftersom kostnaden för att investera i en ny elpanna är ganska liten. Om ett litet fjärrvärmeverk därigenom tappar ett antal betydelsefulla kunder hamnar det i en besvärlig situation. När väl kontrakt tecknats med elleverantören och investeringen i elpanna m.m. är gjord, kan det vara svårt att vinna tillbaka kunderna till fjärrvärme även om fjärrvärmearifferna sänks. Under tiden kan dessutom nätägaren vara tvungen att förstärka elnätet för att klara de ökade elleveranserna. En sådan utveckling skulle kunna leda till långvariga ekonomiska problem för vissa fjärrvärmeverk och dessutom innebära en totalekonomiskt dålig lösning av det samlade uppvärmningsbehovet i kommunen. Utvecklingen kan i sådana fall också vara negativ ur ett energipolitiskt perspektiv, eftersom fjärrvärmeunderlaget är viktigt för gemensam produktion av el och värme. De tillförda bränslena utnyttjas då effektivare än om el och värmeproduktion sker i separata system.

Även om konkurrenskraften för vissa fjärrvärmeföretag kan försämrats på kort sikt är den allmänna bedömningen att konkurrenskraften på längre sikt kommer att stärkas. I takt med att behovet av ny elproduktion ökar väntas elpriset komma att stiga, vilket stärker fjärrvärmens konkurrenskraft. Dessutom kommer det då att bli mer intressant att bygga om fjärrvärmeverken till kraftvärmeverk, vilket skulle ytterligare stärka fjärrvärmebolagens konkurrenskraft på värmemarknaden.

I dagens lagstiftning är den som innehar områdeskoncession inte skyldig att leverera el för uppvärmning av en fastighet inom ett område där fjärrvärme eller naturgas distribueras eller avses bli distribuerad. Den ökade konkurrensen från elvärme som följer av den vilande lagstiftningen gäller i första hand den bebyggelse som redan i dag är ansluten till fjärrvärme eller till naturgas. Den största konkurrensen torde, vad avser nyanslutning, komma från oljeeldning och inte elvärme. Detta förhållande bedöms inte komma att förändras till följd av elmarknadsreformen. För närvarande sker det inte heller samma stora expansion av fjärrvärme som i början av 1980-talet. Om någon fjärrvärme- eller naturgasleverantör önskar en monopolställning på den lokala värmemarknaden finns möjligheten att med hänvisning till lagen (1981:1354) om allmänna värmesystem ansöka om att få anläggningen allmänförklarad.

I dagens lagstiftning är områdeskoncessionären skyldig att leverera

el till värmepumpar såvida inte kommunfullmäktige har uttalat att sådana inte bör finnas i området. Denna regel tillkom i första hand för att möjliggöra för kommunfullmäktige att underlätta en expansion av fjärrvärme. Genom att förhindra att investeringar i värmepumpar genomfördes i fastigheter som inom kort skulle anslutas till fjärrvärme skulle onödiga investeringar i såväl de enskilda fastigheterna som i det gemensamma elnätet kunna undvikas. Risken för denna typ av felinvesteringar torde emellertid vara små i dag. Det är inte heller speciellt många kommuner som hittills har utnyttjat denna möjlighet till att förhindra investeringar i värmepumpar.

Så som beskrivits tidigare ger inte dagens lagstiftning fullständigt skydd för fjärrvärme och naturgas mot konkurrens från elvärme. Skyddet bygger på att fjärrvärme- eller naturgasdistributören och områdeskoncessionären har samma huvudman. Under senare år har många kommuner sålt sin eldistributionsrörelse till i första hand elproducenter. I de flesta fall är det dock fortfarande samma huvudman för fjärrvärmens som för eldistributionen. Det finns ca 50 områden där fjärrvärme- och eldistributionen inte har samma ägare. I de fall kommuner med fjärrvärmeverksamhet har sålt eldistributionsverksamheten har de varit medvetna om att skyddet för fjärrvärmens minskar och har haft möjlighet att väga in detta i beslutet.

Sammanfattningsvis kan det konstateras att konkurrensen på värmemarknaden ökar vid en reformering av elmarknaden i enlighet med förslaget i den vilade lagstiftningen. Kraftföretagen skulle kunna utnyttja den nya konkurrenssituationen till att sälja elvärme till låga priser i områden som i dag har fjärrvärme. För vissa fjärrvärmeverk skulle det vara svårt att möta denna nya konkurrenssituation genom att sänka fjärrvärmetarifferna. Om några större värmekunder övergår till elvärme kan konsekvenserna för vissa fjärrvärmeföretag bli svåra. På sikt torde dock fjärrvärmens konkurrenskraft gentemot elvärme stärkas. Mot denna bakgrund är det motiverat att den vilande lagstiftningen kompletteras med regler som innebär att ett motsvarande skydd som i dag kan gälla för fjärrvärme och naturgas under en övergångsperiod.

6.5.4 Förslag till bibehållet skydd för fjärrvärme och naturgas

Ett bibehållet skydd för fjärrvärme och naturgas måste bygga på en begränsning av nätägarens skyldighet att ansluta kunder för uppvärmningsändamål. Så som konstaterats tidigare räcker det inte med att begränsa leveranskoncessionärens skyldighet att sälja el.

Med nätägarens skyldighet att ansluta en kund menas i den vilande lagstiftningen såväl en skyldighet att ansluta helt nya elkonsumenter till nätet som skyldigheten att höja effektabonnetaget om en redan ansluten elkonsument så begär. Begreppet överföra ström avser elkonsumentens rätt att ta ut el inom ramen för anslutningsabonnetaget oberoende av vem som levererar den elektriska energin.

I de allra flesta fall krävs det ett utökat abonnemang för att en kund som i dag har fjärrvärme skall kunna övergå till elvärme. Om inte nätägaren är skyldig att erbjuda ett sådant abonnemang skulle således kunden kunna hindras från att byta uppvärmningsform. Med en sådan regel skulle fjärrvärmens och naturgasen få ett skydd som i stort motsvarar det skydd som finns i dag.

I den vilande lagstiftningen har kommunala fjärrvärme- och naturgasföretag undantagits från de s.k. likställighets- och självkostnadsprinciperna. I stället skall dessa företag agera efter affärsmässiga principer. Syftet var att skapa förutsättningar för fjärrvärme- och naturgasföretagen att möta den ökade konkurrensen på värmemarknaden som skulle kunna följa av elmarknadsreformen. Med det förslag till förändringar av lagstiftningen som redovisas här har inte dessa företag samma behov av att agera affärsmässigt. Tvärt om torde det vara motiverat att behålla de ovan nämnda kommunalrättsliga principerna för att därigenom ge värmekunderna det skydd som de har i dag.

Så som tidigare har nämnts kommer fjärrvärmens och naturgasens konkurrenssituation på värmemarknaden sannolikt att förbättras på några års sikt. Det nu föreslagna skyddet mot konkurrens från elvärme är därför endast motiverat under en övergångsperiod. Eftersom många fjärrvärmeföretag ser positivt på en utveckling mot ökad konkurrens på värmemarknaden och en ökad affärsmässighet, bör inte heller övergångsperioden vara för lång. En övergångsperiod på tre år torde vara lämplig.

I den vilande lagstiftningen är inte leveranskoncessionären skyldig att leverera el för uppvärmning av fastigheter inom områden som har fjärrvärme eller naturgas. Detta undantag från leveransskyldigheten påverkas inte av dessa nya förslag.

Från branschen har framförts att bland de ca 50 fjärrvärme- och naturgasföretag som inte är skyddade mot konkurrens från elvärme med dagens lagstiftning, finns de företag som har det största behovet av skydd. Deras situation kommer inte att förbättras med den här föreslagna lagstiftningen. Samtidigt har en majoritet av fjärrvärme- och naturgasföretagen så konkurrenskraftiga priser på värme att ökad konkurrens

från elvärme inte är ett reellt hot. Dessa företag är således inte betjänta av något speciellt skydd mot konkurrens. Tvärtom är reglerna i den vilande lagstiftningen bättre för dessa företag än dagens regler, eftersom de enligt den vilande lagstiftningen skulle ha haft möjligheten att agera affärsmässigt.

Detta talar för att någon form av selektivt skydd mot konkurrens från elvärme skulle kunna införas i stället för det nu föreslagna skyddet. Ett sådant selektivt skydd borde innebära att de företag som faktiskt har ett skyddsbehov får ansöka om detta i särskild ordning, medan de företag som välkomnar en ökad konkurrens på värmemarknaden ges möjlighet att agera på affärsmässiga grunder. Vid utformningen av ett sådant selektivt skydd skulle lagen (1981:1354) om allmänna värmesystem kunna vara en utgångspunkt.

6.6 Utvecklingen inom EU

6.6.1 EU:s strävan efter en inre marknad för el

Inom EU har det sedan slutet av 1980-talet funnits en strävan att bryta upp hindren för handel med el mellan länderna och att skapa en inre marknad för energi. Arbetet resulterade relativt snabbt i att man antog två direktiv, vilka kan ses som ett första steg mot en inre energimarknad. Det s.k. eltransiteringsdirektivet avser att underlätta gränsöverskridande elhandel. Direktivet om pristransparens ålägger el- och gasleverantörer en skyldighet att redovisa kontrakterade priser och avtalsvillkor för industriella slutförbrukare. Dessa direktiv, liksom ett motsvarande transiteringsdirektiv för gassektorn, trädde i kraft år 1992.

Under senare år har ambitionerna främst koncentrerats på att uppnå s.k. Third Party Access (TPA), dvs. att även tredje part skall ha tillgång till näten. EG-kommissionen lämnade i februari 1992 förslag till direktiv som skulle innebära långtgående förändringar på el- och gasmarknaderna. Kommissionens förslag på elområdet innebar i huvudsak följande:

- ökade möjligheter till och harmoniserade bestämmelser för investeringar i elproduktion
- icke-diskriminerande bestämmelser för tillstånd att uppföra kraftledningar
- skyldighet att under vissa villkor ombesörja transitering på elnäten för den som så begär (TPA)
- åtskiljande av drift och ekonomisk redovisning för produktions-,

överförings- och distributionsverksamheterna i vertikalt integrerade elföretag (s.k. unbundling).

Åtgärderna avsågs att genomföras stegvis och nationella variationer skulle medges inom de ramar som förslaget innebar. TPA skulle införas för vissa grupper från år 1993 och för hela marknaden från år 1996.

För de flesta länder skulle det ursprungliga förslaget ha inneburit ett kraftigt ingrepp på elmarknaden och motståndet mot liberaliseringsplanerna har varit stort. Efter det att Europaparlamentet behandlat förslaget i en första läsning och formulerat vissa ändringsförslag lade kommissionen i februari 1994 fram ett omarbetat direktivförslag avseende elmarknaden.

Kommissionens reviderade förslag innehåller ändringar som syftar till att öka graden av frivillighet och ge utrymme för ett större ett hänsynstagande till de skilda förutsättningar som finns inom resp. medlemsland. En viktig justering av förslaget var att villkoren för tillämpning av TPA skulle fastställas i en förhandling med nätägaren ("negotiated TPA"). Vidare skall elföretagen kunna åläggas s.k. public service obligations avseende elleveransernas säkerhet, regelbundenhet, kvalité och pris. Sådana förpliktelser för elföretagen kan innebära att deras skyldigheter att upplåta näten samtidigt begränsas.

Under våren 1994 föreslog Frankrike ett ensamköparsystem (single buyer system) som medlemsländerna enligt förslaget ansågs kunna välja som alternativ till ett TPA-system. Grundprincipen i ensamköparsystemet är att ett särskilt utsett företag skall ansvar för att elproduktionskapacitet och överföringskapacitet byggs ut på lämpligt sätt samt för all överföring av el till eldistributörer och andra köpare. Detta skall dock ske under myndighetstillsyn av att aktören, på icke diskriminerande villkor, låter alla som så önskar ge anbud på byggande av elproduktionsanläggningar, leveranser av el m.m. Till skillnad från TPA-systemet skulle nätägarna med det franska systemet således inte bli principiellt skyldiga att upplåta näten åt tredje part. Systemet innebär vidare en stark centralisering och statlig styrning.

Under den utdragna behandlingen av direktivförslaget har medlemsländernas uppfattningar i vissa avseenden närmast sig varandra. Till stor del beror det på att bestämmelserna i det ursprungliga förslaget efterhand har mjukats upp genom att allt större inslag har förts in av valfrihet för de enskilda länderna att anpassa reglernas tillämpning till de egna förhållandena.

6.6.2 Det aktuella läget

Kommissionens omarbetade direktivförslag har behandlats vid flera tillfällen i rådets energi arbetsgrupp under hösten 1994. De viktigaste återstående principiella motsättningarna gäller vem som skall ha rätt att utnyttja näten och hur behovet av reciprocitet i handeln mellan länderna skall kunna tillgodoses.

Vid energiministrarnas möte den 29 november 1994 beslutades om ett ställningstagande med följande huvudsakliga innehåll:

- Rådet bekräftar vikten av att en inre energimarknad genomförs, som en väsentlig del av den inre marknaden, och att de historiskt betingade skillnaderna mellan ländernas elmarknader kräver flexibla lösningar.
- Rådet konstaterar att det numera råder enighet i flera av de huvudfrågor som har identifierats, bl.a. avseende gemensamma regler för att främja konkurrens i elproduktionen.

Vidare framhålls att en fortsatt diskussion krävs i frågan om direktivet bör medge tillgång till näten, särskilt när det gäller möjligheterna att låta medlemsländerna välja mellan de båda alternativen TPA och ensamköparsystemet.

- Arbetet bör bedrivas enligt ovanstående principer och så att en gemensam ståndpunkt formellt kan antas under år 1995.

EU-kommissionen har nyligen, på uppmaning av Rådet, inlett en studie med syfte att belysa konsekvenserna av ett regelverk som innebär valfrihet i fråga om TPA och ensamköparsystemet. Kommissionen skall bl.a. analysera om alternativen, med hänsyn till behovet av ömsesidighet, kan anses leda till likartade ekonomiska effekter och tillgång till elmarknader samt om de är förenliga med bestämmelserna i Romfördraget.

I uppdraget ingår även att granska vissa frågor i anslutning till ett system med anbudsförfarande för ny elproduktion. Studien behandlar vidare de särskilda problem som en öppen marknad kan innebära för små eldistributionsområden.

6.6.3 Den svenska elmarknadsreformen i förhållande till EU:s regler

I propositionen Handel med el i konkurrens (prop. 1993/94:162) framhölls att det tidigare direktivförslaget från EG-kommissionen inte strider mot de föreslagna svenska lagändringarna. Vidare anfördes att det, med hänsyn till att de förändringar som därefter föreslagits från Kommissionen och Parlamentet bl.a.syftar till att ta ökad hänsyn till de olika förhållandena i medlemsländerna, inte finns skäl att anta att de nya reglerna på den svenska elmarknaden skulle strida mot ett kommande EG-direktiv.

Den vilande svenska ellagstiftningen innebär en minst lika långtgående reformering av elmarknaden som det direktivförslag som diskuteras inom EU, inte minst sedan förslagets regler mjukats upp efter parlamentsbehandlingen. Det har hittills inte bedömts att det skulle kunna innebära några principiella problem för Sverige om EU:s direktivförslag skulle fastställas.

Eftersom det fortfarande inte är klart med innehållet i de slutliga textversionerna verkar Sverige för en utformning av EU:s regler som så långt möjligt liknar den svenska reformen. Relativt omfattande omarbetningar av direktivtexterna återstår dock och ett eventuellt behov av justering av svenska regler är fortfarande svårt att bedöma. Ingenting talar därför emot att Sverige kommer att kunna tillämpa principerna i den planerade reformeringen av elmarknaden.

Sverige har till Kommissionen, inför uppläggningsen av ovan nämnda studie om konsekvenserna av ett regelverk som innebär valfrihet när det gäller TPA och ensamköparsystemet, framhållit betydelsen av att reformeringen av den svenska elmarknaden inte hindras av kommande regler inom EU. En förutsättning för att konkurrens skall kunna uppnås på den svenska marknaden är att köpare och säljare av el kan utnyttja ledningsnäten på skäliga och icke-diskriminerande villkor. Vidare har anförts att studien även bör belysa effekterna av att länder som väljer TPA-systemet tillämpar varierande grad av "public service obligations".

Appendix: Kostnader, priser, skatter, miljörestriktioner m.m. i Sverige och grannländerna

1 Kostnader och priser

I nedanstående avsnitt ges kortfattat en beskrivning av elproduktionskostnader och elpriser i olika länder. En jämförelse av elpriser till distributörer och till industrin, omräknade till svensk valuta, görs i underlagspromemoria 4.

1.1 Kostnader och priser i olika länder

Sverige

Sveriges elproduktion baseras på vattenkraft, kärnkraft, kraftvärme, oljekondenskraft och gasturbiner. I dag nyttjas resurserna i kostnadsordning. Som baslast används vattenkraft och kärnkraft vilka under ett normalår svarar för omkring 45 respektive 50 % av elproduktionen vardera. Om ej elproduktionen från dessa kraftslag är tillräckliga tas kraftvärmeanläggningarna i drift. Vid s.k. spetslast, när elanvändningen är hög, sker elproduktion även i oljekondensanläggningarna. Gasturbiner används i huvudsak som reservkapacitet. Vattenkraften används för dygnsreglering, vilket innebär låg produktion under natten och hög produktion under dagen.

Produktionskostnaderna varierar beroende på kraftslag och bränsleval. Den rörliga produktionskostnaden¹ för att producera en kWh

¹ I dessa ingår kostnader för drift och underhåll beräknat på 1993 års bränslepriser.

el är för vattenkraft omkring 2 öre, kärnkraft 6 - 9 öre,² kraftvärme i industri 8-11 öre och för kraftvärme i fjärrvärmenätet 12-20 öre beroende på val av bränsle. Kostnaden för oljekondenskraft är 24-29 öre per kWh. Gasturbinkraft har mycket höga produktionskostnader på omkring 50 öre/kWh.

Det svenska råkraftspriset, dvs. det genomsnittliga priset på stamnätets nivå, var ungefär 22 öre per kWh år 1993³. Elpriser för några storleksklasser av industri- och hushållskunder visas i tabell 1. Det bör påpekas att det inom industrin finns kunder med större elförbrukning än de som här valts som typkunder för elintensiv industri.

Tabell 1 Elpriser för svenska typkunder inklusive punktskatter och moms år 1993, öre per kWh

	Elintensiv industri ¹⁾	Mellanstor industri ²⁾	Småindustri ³⁾	Elvärme ⁴⁾	Hushållsel ⁵⁾
Elpris	23	28	32	40	59
Punktskatt	0	0	0	8,5	8,5
Elpris inkl. punktskatt och moms ⁶⁾	23	28	32	60	85

1) Årsförbrukning 140 GWh och abonnerad effekt 20 MW. 2) Årsförbrukning 50 GWh och abonnerad effekt 10 MW. 3) Årsförbrukning 2 GWh. 4) Årsförbrukning 25 MWh. 5) Årsförbrukning 2 MWh. 6) Moms avser elvärme- och hushållskunder.

Källa: Energirapport 1994; NUTEK. Price of electricity as at 1 January 1994; UNIFEDE.

² Inklusive kärnkraftskatt och avgift för slutförvaring av utbränt kärnbränsle.

³ Källa: Energirapport 1994, NUTEK.

Norge

Den norska elproduktionen baseras nästan uteslutande på vattenkraft. Produktionskostnaden i det norska systemet består till största delen av vattenkraftverkens kapitalkostnader. Marginalkostnaden, dvs. kostnaden för att producera ytterligare en kWh uppgår endast till ett par norska öre.

Till skillnad från de andra elmarknaderna i Norden och i Tyskland finns det i Norge en börs där både elproducenter och elanvändare kan utbyta kraft. Härigenom erhålls en öppen prisbildning på den norska marknaden.⁴ Även om endast 15-20 % av all handel sker via Statnetts marknader, så har denna handel en betydande inverkan på den bilaterala handeln utanför elbörsen.

Priserna på de kortsiktiga marknaderna bestäms dels av rådande nederbördsförhållanden och vattentillgång, dels av kostnader för import. Detta har bidragit till kraftiga variationer i priserna.⁵ Ändrade regler, bl.a. för export av el, samt den turbulens som har kännetecknat de inledande åren efter avregleringen har bidragit till denna utveckling. Historiskt sett har dock elpriserna i producentledet i Norge varierat starkt. De senaste årens fluktuationer är därför inte mer markanta än tidigare år.

Priserna på längre kontrakt utgår bl.a. från de prisnivåer som etableras på Statnetts marknader. Den viktigaste bestämningsfaktorn är dock förväntningar om den framtida efterfrågan och produktionsförmågan. Priserna i kontrakten varierar beroende på kontraktslängd och tidpunkten när kontrakten tecknades eller omförhandlades.

Priserna i engrosledet, dvs. de priser som eldistributörerna betalar till produktionsföretagen, var i snitt 14,2 norska öre per kWh, inklusive producentskatt, år 1994.⁶ Detta är ett vägt genomsnitt för gamla, omförhandlade och nya kontrakt och alla kontraktslängder. Priserna på nya kontrakt har i snitt sjunkit med 8 procent mellan åren 1993 och 1994.

I takt med den tilltagande konkurrensen på marknaden har elanvändarnas villkor vid långsiktiga kontrakt till fasta priser förbättrats,

⁴ Statnett SF administrerar flera olika marknader, bl.a. spotmarknad, veckomarknad och reglermarknad.

⁵ Priset på spotmarknaden har varierat från 2 till 48 öre per kWh.

⁶ Kraftmarkedsundersökelse nr 2 1994, NVE.

vilket har medfört en ökad volym i denna typ av handel. Under år 1994 minskade genomsnittspriset på sådana kontrakt mellan distributörer och industri/näringsliv med 8 % till 12,6 norska öre per kWh.⁷

Den elintensiva industrin i Norge köper el till priser bestämda av det norska stortinget. Denna handel uppgår till ungefär 15 % av den totala användningen i Norge. De senaste elpriserna till industrin som finns att tillgå är från år 1992.⁸ Då uppgick det genomsnittliga priset till elintensiv industri (mer än 70 GWh) till ca 10,8 norska öre per kWh, inklusive skatt.⁹ För industriföretag med en årsförbrukning på 50-70 GWh per år uppgick priset till 14,2 norska öre inklusive skatt. Prisnivån varierar stort, mellan ca 3 till 16 öre per kWh, beroende på tidpunkten när kontrakten tecknades. När kontrakten löper ut kommer den elintensiva industrin att få köpa kraft på samma villkor som andra användare. Vissa av kontrakten löper inte ut förrän bortom sekelskiftet.

Finland

Den finska elproduktionen är relativt jämnt fördelad mellan kärnkraft, vattenkraft och konventionell värmekraft. Den konventionella värmekraften står för den största produktionsandelen, 45 %, därefter kommer kärnkraft, 32 %, och vattenkraft, 23 %. Av den konventionella värmekraften svarar kraftvärme för knappt tre fjärdedelar och kondenskraft för resten. De bränslen som används är i storleksordning; inhemska bränslen (främst torv), kol, naturgas och olja. De rörliga produktionskostnaderna¹⁰ är för kärnkraft drygt 3 penny per kWh, för kol- gas och torveldad elproduktion 10-11 penny per kWh, för oljekondens och gasturbiner 13 respektive 39 penny per kWh. Till dessa kostnader kommer skatter i produktionsledet.

Priserna på högspänd el framgår av tabell 2. Råkraftpriset inklusive

⁷ Kraftmarkedsundersökelse nr 2 1994, NVE.

⁸ Statistiske Sentralbyrå.

⁹ Elskatten var år 1992 för elintensiv industri 2,1 norska öre per kWh och 4,15 öre för övriga användare.

¹⁰ Källa: IVO.

stamnätsöverföring ligger på ca 18 penny per kWh och priserna till distributörer på ca 19 penny. Råkraftpriset innefattar en producentskatt på ca 2 penny per kWh.

Tabell 2 Elpriser i Finland år 1994, penny per kWh

	penny/kWh
Kraftverkspris	15
Producentskatt	2
Transporter på stamnätet	1,5
<i>Råkraftpris inkl skatt och stamnätsöverföring</i>	<i>18,5</i>
Transporter på regionala nät	0,5
<i>Pris till distributörer</i>	<i>19</i>

Källa: Finlands handels- och industriministerium.

Industrins elpriser varierar mellan drygt 19 penny och 38 penny beroende på vilken typkund som avses. Priserna i nedre delen av intervallet hänför sig till den elintensiva industrin. För en industrikund med en årsförbrukning på 2 GWh och en abonnerad effekt på 500 kW är genomsnittspriset 33 penny.

För små hushållskunder i Finland är elpriset knappt 40 penny. Några punktskatter förekommer inte i konsumtionsledet, men däremot moms. Inkluderas momsen betalar hushållskunden 47 penny.

Danmark

Den danska elproduktionen är till 95 % baserad på kolkraft. Kostnaden för att producera en kWh varierar idag från knappt 9 danska öre för de billigaste kolkondensanläggningarna till knappt 22 danska öre för de dyraste gaseldade anläggningarna. Vissa gas- och dieseleldade anläggningar har en produktionskostnad på 30-40 öre per kWh.¹¹ Dessa utnyttjas dock endast som reservkapacitet.

I Danmark är elpriset föremål för reglering. Enligt ellagen skall

¹¹ Kostnaderna är beräknade utifrån olika anläggningars förutsättningar som driftförhållanden, bränslepriser och arbetskraftskostnader.

Källa: Dansk Elforsyning, Statistik 1993, Dansk Elverksförening.

priset sätts till den nivå där det ackumulerade resultatet ligger runt noll, vilket i princip innebär självkostnadsprissättning. Syftet är att uppnå balans för enskilda år och en så kostnadsriktig prissättning som möjligt både för kraftverk och distributörer.

Kraftverkspriset, dvs. det pris som distributörerna betalar till kraftverken, var i genomsnitt 26,3 danska öre per kWh¹² den 1 januari 1994. Kraftverkspriserna skiljer sig åt mellan kraftbolag och regioner. De varierar också med spänningsnivån. Genom prisregleringen påverkas priserna dessutom av företagens ekonomiska över- och underskott från tidigare år, vilket bidrar till variationer i kraftverkspriserna. Kraftverkspriset motsvarar i stort sett det svenska råkraftpriset plus överföringskostnader på regionnäten.

Även priserna till industrin varierar kraftigt mellan olika kraftbolag och regioner. Det genomsnittliga priset för en industri med en årsförbrukning på 1 GWh var 35 danska öre per kWh den 1 januari 1994.¹³ Lägsta och högsta pris var 26,6 respektive 50 danska öre per kWh.

Det genomsnittliga elpriset exklusive skatt för hushåll var under år 1993 omkring 45 danska öre per kWh.¹⁴ Med elskatt, koldioxidavgift och moms ovanpå detta var priset 106 danska öre per kWh.

Tyskland

Tysklands elproduktion består till stora delar av kolkraft. I västra Tyskland används framför allt stenkol och i östra Tyskland brunkol. I förhållande till den totala produktionen svarar kolet för ungefär 60 %. Den andra stora kraftkällan är kärnkraften med ungefär 30 % av den totala produktionen. Den sammanlagda elproduktionen år 1993 var 491 TWh i hela Tyskland.

I tabell 3 visas elproduktionens sammansättning i västra respektive

¹² Källa: Energiprisorientering 1994; Elprisudvalget, Konkurrensrådet Danmark.

¹³ Källa: Energiprisorientering 1994; Elprisudvalget, Konkurrensrådet Danmark.

¹⁴ Källa: ELSAM:s verksamhetsberättelse 1993.

östra Tyskland år 1990, dvs. året efter de båda tyska staternas återförening. Det bör påpekas att de kärnkraftverk som då fortfarande var i drift i östra Tyskland sedermera lades ned.

Tabell 3 Produktionens sammansättning i f.d. Västtyskland och i f.d. Östtyskland år 1990.

	Västtyskland	Östtyskland
Total produktion	ca 450 TWh	ca 85 TWh
andelar i %:		
Brunkol	18	86
Stenkol	31	1
Gas	8	4
Olja	2	2
Kärnkraft	33	5
Vattenkraft	4	1
Biobränslen	3	3

Källa: Framtidens elmarknad, Företagsekonomiska institutionen vid Lunds Universitet, 1992

Tysklands elpriser hör till de högsta i Europa. Till en del kan den höga prisnivån förklaras av tvånget för kraftverken i västra Tyskland att använda en viss mängd inhemskt stenkol, som är väsentligt dyrare än importerat. Ytterligare en faktor som drivit upp produktionskostnaderna under det senaste decenniet är de strikta miljökrav som har lett till omfattande investeringar, omkring 75 miljarder DEM¹⁵, i reningsutrustning i de koleldade kraftverken i västra Tyskland. Till detta kommer höga koncessionsavgifter till kommunerna, vilket återverkar på slutförbrukarnas elpris.

Det är mycket svårt att få tillgång till uppgifter om elproduktions-

¹⁵ Utlandsrapport från Sveriges Tekniska Attachéer, 9002.

kostnader i Tyskland. Enligt en undersökning¹⁶ beräknas de genomsnittliga totala produktionskostnaderna i västra Tyskland för kärnkraft ligga på 7,3-8,8 pfennig per kWh. För el producerad med importerat kol är kostnaderna 5,9-6,6 pfennig per kWh och med inhemskt kol 13,3-14,0 pfennig per kWh. Av de undersökta länderna¹⁷ har Tyskland de högsta produktionskostnaden för el baserad på såväl importerat som inhemskt kol. När det gäller kärnkraften ligger produktionskostnaderna i Tyskland över genomsnittet för länderna i undersökningen, dock inte allra högst.

Bränslekostnaderna¹⁸ var år 1993 för importerat kol 2,8 pfennig per kWh och för inhemskt kol 10,5 pfennig per kWh. Av skillnaden i bränslekostnad mellan inhemskt och importerat kol kan man grovt räkna med att kraftföretagen själva får betala ca 2 pfennig per kWh¹⁹ medan subventionerna täcker resten. För kärnbränsle, brunkol och naturgas var bränslekostnaderna 2,5, 3,5 respektive 5,8 pfennig per kWh.

Efter kompensation till kraftföretagen blir enligt ovanstående beräkningar de totala produktionskostnaderna för el baserad på inhemskt kol 7,6-8,3 pfennig per kWh och bränslekostnaden 4,8 pfennig per kWh. Den nuvarande utformningen av kolsubventionerna bidrar i hög grad till svårigheten att överblicka kostnads- och prisstrukturen på den tyska elmarknaden. Merkostnaderna för det inhemska kolet måste täckas genom högre elpriser. Men eftersom en viss mängd måste användas under alla omständigheter saknar de betydelse för de marginella kostnaderna och därmed även för incitamenten att handla med el.

Den genomsnittliga produktionskostnaden ligger enligt ovanstående beräkningar efter kompensation i intervallet 6-9 pfennig per kWh

¹⁶ Undersökningen är utförd av Organisation des Producteurs d'Energie Nucleaire, år 1991 för anläggningar i drift år 1987 i ett antal europeiska länder. Rapportens uppgifter är korrigerade för den faktiska utvecklingen av bränslepriserna i Tyskland under perioden 1987-1993. Lägsta och högsta kostnader i intervallet avser en ränta på 5 respektive 8 %.

¹⁷ Belgien, Frankrike, Italien, Schweiz, Spanien, Storbritannien, Sverige och Tyskland.

¹⁸ Vereinigte Deutsche Elektrizitätswerke, VDEW.

¹⁹ Räknat på en produktion på 135 TWh och en kostnad för företagen på 2,6 miljarder DEM.

beroende på produktionsslag. Med tanke på produktionens sammansättning borde det tyska råkraftpriset ligga på omkring 7-8 pfennig per kWh. Det bör påpekas att detta är en uppskattning behäftad med stor osäkerhet.

Priset för större industrikunder (70 GWh per år) är runt 13 pfennig per kWh. Till de höga elpriserna bidrar sannolikt det faktum att elmarknaden i alla led är monopoliserad. De tidigare nämnda koncessionsavgifterna, som i sig själva är ett utslag av bristande konkurrens, innebär också de ett påslag på elpriserna. För distributionsföretag och stora industrikunder är den högsta tillåtna koncessionsavgiften 1,2 pfennig per kWh. För tariffkunder är den 2,6-4,7 pfennig per kWh beroende på kommunstorlek.²⁰

I tabell 4 visas elpriser för stora, mellanstora och mindre industrikunder olika delar av Tyskland.

Tabell 4 Elpriser den 1 jan 1994 för industrikunder i Tyskland, exklusive skatter, pfennig per kWh

Region		Industrikund 70 GWh/år	Industrikund, 50 GWh/år	Industrikund, 2 GWh/år
Düsseldorf	nordvästra Tyskland	12,76	15,35	18,95
Hamburg	norra Tyskland	15,26	17,63	19,56
Hannover	norra Tyskland	14,08	15,88	18,24
västra regionen	västra Tyskland	11,39	13,83	17,97
Frankfurt	centrala Tyskland	13,48	15,01	17,32
Stuttgart	södra Tyskland	13,34	15,34	18,61
München	sydöstra Tyskland	13,64	14,78	16,45
Södra regionen	södra Tyskland	13,04	14,18	16,25
Leipzig	östra Tyskland	12,43	14,56	18,45
Rostock	nordöstra Tyskland	12,34	14,31	17,70
Ovägt genomsnitt		13,12	15,01	17,95

Källa: Eurostat

²⁰ Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas. Vom Januar 1992.

Prisvariationerna mellan olika områden i Tyskland är markanta. Skillnaden mellan det lägsta och det högsta redovisade priset är ungefär 35 %. Den lägsta prisnivån finns i västra regionen och den högsta prisnivån i Hamburg. Generellt ligger priserna i de norra delarna av Tyskland något högre än motsvarande priser i de västra och södra delarna. Prisnivån i f.d. Östtyskland skiljer sig inte från den de i västra delarna av landet.

För en medelstor hushållskund²¹ var elpriset i västra Tyskland år 1993 ungefär 114 öre per kWh exklusive skatt. Med Kohlepfennigskatt och moms var priset 140 öre per kWh.

Elpriserna till tariffkunder är reglerade i en federal förordning. Tarifferna måste vara offentliga och får bara ändras efter tillstånd från delstaternas näringsministerium. Det finns regler som förbjuder bl.a. korssubventionering mellan tariffkunder och specialkunder.

2 Energi- och miljöskatter

I Sverige är bränslen för elproduktion befriade från såväl energi- som koldioxidskatt. Det finns dock producentskatter på el i Sverige i form av skatter och avgifter på vattenkraft och kärnkraft, 1-2²² respektive 2,1²³ öre per kWh. Elkonsumtionen, med undantag för tillverkningsindustrin, är dock behäftad med en skatt på 9 öre per kWh. El från vindkraftverk får en speciell miljöbonus motsvarande skatten till hushållen. Investeringsstöd förekommer för investeringar i vindkraft, bio-bränsleeldad kraftvärme och solvärme.

Norge har tills helt nyligen endast haft konsumtionsskatter på el. År 1993 infördes dock en producentskatt som för närvarande uppgår till 1,5 norska öre per kWh för vissa äldre vattenkraftverk. Syftet med skatten är bl.a. att behålla så mycket som möjligt av det ekonomiska överskottet från vattenkraften inom landet genom att låta även utländska köpare betala skatt. Vid införandet av producentskatten sänktes konsumtionsskatten för en stor del av industrin. Den elintensiva

²¹ Årsförbrukning på 3 500 kWh, Eurostat.

²² Skatten varierar beroende på anläggningens ålder.

²³ Skatt 0,2 öre + avgift för avfallshantering 1,9 öre per kWh.

industrin hade redan tidigare fått skattelättnader.

Finland har endast producentskatt på el. För kärnkraft och vattenkraft utgår skatt på producerad el, medan skatt på konventionell värmekraft utgår från det bränsle som används. Under år 1994 genomfördes en omfattande skatteomläggning som innebar en kraftig höjning av miljöskatterna på energi. Ved, vind och avfallsenergi är skattefria medan torvens koldioxidskatt är 30 % av motsvarande skatt för kol. Med den nya energibesiktningen har skatten på fossila bränslen ökat och beskattningen av el minskat. Vid årsskiftet 1994/95 höjdes skatterna med ytterligare omkring 50 %.

Skatterna i produktionsledet innebar i *Finland* för år 1994 ett påslag på råkraftspriset med i genomsnitt 2 penny (ca 3 öre) per kWh. För att inte konkurrensen skall snedvridas finns även en skatt på importerad el som efter årsskiftet att höjdes från 1,3 till 2,2 penny per kWh.

Elproduktionen i *Danmark* beskattas inte. Skatter i elsektorn läggs i stället i konsumtionsledet. Koldioxidavgiften är för hushållskunder 10 danska öre per kWh elkraft. Denna avgift är beräknad på mängden koldioxidutsläpp vid kolbaserad elproduktion oavsett vilket bränsle som faktiskt används. Momsregistrerade företag får en nedsättning på 50 % och betalar således 5 danska öre per kWh. Energiintensiv industri kan dessutom få reduktion upp till 100 %. Hushållskunder betalar även en elavgift på 27 danska öre per kWh elkraft. I syfte att reducera koldioxidutsläppen och främja användningen av naturgas och förnybara energikällor ges ett bidrag på 10 danska öre per kWh naturgasproducerad elkraft från de centrala kraftvärmeverken och 17 danska öre per kWh i bidrag till elproduktion från vindkraft och biobränslen, främst halm.

I västra *Tyskland* finns en konsumtionskatt på all el på 7-8 %, "Kohlepfennig", som används för att subventionera användningen av inhemskt stenkol. Detta är tre till fyra gånger dyrare än importerat kol. Skatteintäkterna går till kraftföretagen, som måste använda en viss mängd inhemskt kol. Kraftföretagen kompenseras inte fullt ut utan får själva bidra med sammanlagt 2,6 miljarder DEM. Kraftföretagens produktionskostnader ökar därför på grund av stödet till den inhemska kolindustrin.

Det har beslutats att en Kohlepfennigskatt också ska införas i östra *Tyskland*. Skatten läggs dock på en lägre nivå, 4,25 %, som en följd av att aktörerna på den östtyska marknaden har haft starka invändningar mot förslaget, därför att elpriserna redan är högre i östra än i västra *Tyskland*.

Det förekommer skatter på gas och olja i elproduktionen i Tyskland, vilket påverkar konkurrenssituationen för dessa bränslen. Skatten på olja är 55 DEM per ton och skatten på naturgas 0,36 DEM per 100 kWh.

Koldioxidbeskattning - en översikt

I tabell 5 ges en samlad bild av koldioxidbeskattningen i de nordiska länderna. Tyskland saknar än så länge koldioxidskatter, men det förekommer diskussioner om att införa sådana.

Undantag från eller reducering av koldioxidskatten för viss konkurrenssatts verksamhet, dvs. elproduktion och industri, har i Sverige motiverats med konkurrenssituationen och att växthusproblematiken är ett globalt problem som kräver internationella lösningar. Ett ensidigt tillämpande av en koldioxidskatt för konkurrenssatta branscher i Sverige skulle kunna få till följd att utsläppen ökade i något annat land på grund av en ökad import av el producerad med fossila bränslen eller att elintensiv industri flyttar produktionen till andra länder.

Tabell 5 Koldioxidskatter år 1994, svenska öre

	Skatt i öre/kg CO ₂	Undantag	Anmärkning	
Sverige	Alla bränslen utom torv		Elproduktion. Icke energiändamål. Industrin betalar ingen energiskatt.	
	Industri	8,3		
	Övrigt	33,3		
Finland	Alla bränslen utom torv	3	Motorbränslen Icke energiändamål	Energiskatt utgår på torv. Industrin betalar energiskatt.
Danmark	Industri	6	Energiintensiv industri kan få reduktion upp till 100 %.	Koldioxidskatten på el är en konsumtionsskatt.
	Hushåll	12		
Norge	Bensin och naturgas	37	Kol i industriprocesser. Användning av naturgas på fastlandet.	Energiskatt på olja. Nivån är lägre för industrin än för hushållen.
	Olja	11		
	Kol	13		
Tyskland		0		

Källa: IEA, Climate Change Policy Initiatives

EU:s koldioxid- och energiskatteförslag

EG-kommissionen presenterade år 1992 ett förslag till en till koldioxid- och energiskatt.²⁴ Förslaget skulle, om det genomfördes, väsentligt påverka de olika ländernas elproduktionskostnader. Länder med stor andel fossilbaserad produktion, som Danmark och Tyskland, skulle få

²⁴ COM(92) 226 final.

relativt större ökningar i produktionskostnaderna jämfört med länder som har mycket kärnkraft och vattenkraft.

Direktivförslaget har diskuterats inom EU utan att något beslut har tagits i ministerrådet. Under år 1993 diskuterades olika möjligheter till undantag från skatten för både enskilda medlemsländer och branscher. En lösning på energi- och koldioxidfrågan enligt kommissionens ursprungliga förslag tycks dock vara avlägsen. En möjlighet som har förespråkats är en påbyggnad av mineraloljedirektivet.

3 Miljöpolitiska restriktioner

EU:s emissionskrav

Inom EU ställs vissa miljökrav som har stor betydelse för energimarknaderna. Speciellt viktigt för elsektorn är direktivet från år 1988 om utsläpp från stora förbränningsanläggningar, (över 50 MW²⁵). I det anges dels gränsvärden för utsläpp från nya anläggningar, dels mål för befintliga anläggningar.

I direktivet fastslås, för hela EU och för varje enskilt land, mål för åren 1998 och 2003 avseende reduktion från befintliga anläggningar av kväveoxider resp. svaveldioxid. Reduktionerna är satta i relationen till utsläppen år 1980. Målen är anpassade till ländernas skilda förutsättningar och situationer, framför allt vad gäller ekonomisk utvecklingsnivå. Medlemsländerna får själva besluta om vilka åtgärder som skall vidtas för att uppnå målen. För Tyskland och Danmark innebär målen relativt hårda krav. Utsläppen av svaveldioxid skall i dessa länder reduceras med 70 respektive 67 % till år 2003. För kväveoxider gäller krav på reduktion till år 1998 på 40 respektive 35 %.

I direktivet specificeras gränsvärden för utsläpp av stoft, svaveldioxid och kväveoxid för anläggningar byggda efter 1 juli 1987. Gränsvärdena visas i tabell 7. För svaveldioxid skiljer sig gränsvärdena för olika anläggningsstorlekar.

Inom EU pågår ett arbete med en översyn av direktivet för utsläpp från stora förbränningsanläggningar. En diskussion förs dels om skärpta gränsvärden och hur man ska ta hänsyn till den nya teknik som faktisk finns sedan 1980-talet och som nyttjas av de mest ambitiösa länderna,

²⁵ Dir 88/609/EEC.

dels om att låta kraven gälla för anläggningar byggda även före år 1987. För anläggningar under 50 MW ligger arbetet med utformandet av direktivförslag nere tills vidare. Det gör även ett diskussionsförslag för gasturbiner.

FN:s svavelprotokoll

Ett andra svavelprotokoll inom FN/ECE-samarbetet med att minska luftföroreningar över långa avstånd undertecknades i Oslo i mitten av juni 1994. Protokollet anger ländervisa tak för svaveldioxidutsläpp fram till år 2010. För de nordiska länderna är reduktionsåtagandena specificerade till år 2000 och för Tyskland till år 2005.

Tabell 6 Reduktion av svavelutsläpp enligt svavelprotokollet

Land	1000 ton svaveldioxid		Minskning i förhållande till år 1980, %		
	1980	1990	2000	2000	2005
Sverige	507	130	100	80	
Finland	584	260	116	80	
Danmark	451	180	90	80	
Norge	142	54	34	76	
Tyskland	7494	5803	1300	83	87
EU	25513		6908	62	

Källa: SOU 1994:140. (ECE)

Inom EU pågår arbete med nya regler om svavelinnehåll i oljor. En revidering av direktivet om stora förbränningsanläggningar skall presenteras senast den 1 juli 1995.

Nationella emissionskrav

Enskilda länder har miljörestriktioner när det gäller förbränningsanläggningar som helt eller delvis skiljer sig från EU:s. I tabell 7 visas gränsvärden för nya fastbränsleeldade anläggningar.

Tabell 7 Utsläppsnormer¹⁾ för svaveldioxid och kväveoxid från stora²⁾ nya fastbränsleeldade anläggningar, mg/m³ och mg/MJ

	Anläggnings- storlek	Gränser för svaveldioxid		Gränser för kväveoxid	
		mg/m ³	mg/MJ	mg/m ³	mg/MJ
EU	>50 MW	2000	700	650	230
	>300 MW	1200	400	650	230
	>500 MW	400	140	650	230
Danmark	>500 MW	400	140	200	70
Finland	>50-150 MW	650	230	430	150
	>150 MW	400	140	145	
Norge		3)	3)	3)	3)
Sverige		285	100	145	50
Tyskland	1-300 MW ⁴⁾	2000	700	400	140
	>300 MW ⁵⁾	400	140	200	70

1) Inom EU beräknas utsläppsmängd i milligram förorening per normal-kubikmeter rökgas. I Sverige används gram eller milligram per megajoule tillfört bränsle. I det följande växlar vi mellan de olika måtten och ibland har en omvandling gjorts dem emellan. Denna är approximativ och ska endast ses som en grov jämförelse mellan lagstiftningarna. För mer precisa uppgifter krävs exakt information om olika bränslens och olika anläggningars egenskaper.

2) Vad som menas med stora anläggningar skiljer sig mellan olika länder. Det är därför svårt att jämföra normerna mellan länderna.

3) Svavelinnehållet i kol som används i befintliga anläggningar under 200 MW och nya anläggningar under 50 MW måste reduceras till 390 mg/MJ till januari 1994.

4) För anläggningar över 100 MW krävs även 60 % svavelreduktion.

5) Krav på 85 % svavelreduktion.

Källa: Coal Information 1993, IEA.

I *Sverige* har riksdagen fastslagit som mål att svavelutsläppen skall minska med 80 % till år 2000 jämfört med 1980 års nivå, vilket överensstämmer med Sveriges tak enligt andra svavelprotokollet. Målsättningen för kväveoxidutsläppen är att de ska minska med 30 % till år 1995 med 1980 som basår.

I *Norge* baseras nästan all elproduktion på vattenkraft. Utsläpp av försurande ämnen kommer därför nästan uteslutande från andra sektorer och utländska källor. En statlig miljökontrollmyndighet beslutar från fall till fall vilka normer som skall gälla för utsläpp från anläggningar. För svaveldioxidutsläpp från koleldade anläggningar brukar krav ställas på att bränslet inte får innehålla mer än 1,5 viktprocent svavel och 0,8 procent som ett årligt genomsnittsvärde. Norge har enligt andra svavelprotokollet förbundit sig att minska utsläppen av svaveldioxid med 76 % till år 2000 från 1980 års nivå.

Finland har som mål att minska utsläppen av svaveldioxid med 80 % från 1980 års nivå till år 2000. Detta mål överensstämmer med Finlands åtagande enligt andra svavelprotokollet. För kväveoxidutsläppen är målet en minskning med 30 % från 1980 års nivå till år 1998. En särskild svavelkommission har i sitt betänkande lämnat ett programförslag om ytterligare begränsningar av svavelutsläppen i energiproduktionen. Förslaget innebär att utsläppsnivån för nya kraftverk med en bränseleffekt på över 50 MW i årsmedeltal sänks till 70 mg/MJ. Om detta går igenom närmar sig Finland det svenska gränsvärdet (riktvärde), vilket är 50 mg/MJ för nya anläggningar.

Danmark har strängare utsläppskrav på kväveoxid än övriga EU-länder, förutom Sverige och Finland. Folketinget har för elsektorn fastställt särskilda kvoter för emissioner av svaveldioxid och kväveoxider, vilka ställer höga krav på rökgasrening. Alla nya koleldade anläggningar är skyldiga att utrustas med avsvavlingsutrustning. Enligt andra svavelprotokollet skall Danmark minska sina svavelutsläpp till år 2000 med 80 %.

I *Tyskland* finns det utsläppsnormer för svaveldioxid och kväveoxider från både befintliga och nya kraftanläggningar. Anläggningar som är större än 300 MW måste ha avsvavlingsutrustning installerad som reducerar svavelutsläppen med minst 85 %. Förbränningsanläggningar mellan 100 och 300 MW måste till viss del installera avsvavlingsutrustning. Sedan år 1984 har Tyskland strikta utsläppsgränser för kväveoxider i stora anläggningar, som innebär att katalytisk kväverening, SCR, måste installeras. Även befintliga anläggningar förväntas anpassas till dessa krav. I andra svavelprotokollet har Tyskland förbundit sig att minska utsläppen av svaveldioxid från 1980 års nivå med 83 % till år 2000 och 87 % till år 2005.

I östra Tyskland gäller fr.o.m den 1 juli 1990 samma utsläppsnormer som i västra Tyskland för nya fossileldade anläggningar. Befintliga anläggningar skall vara anpassade till miljöreglerna senast den 1 juli 1996. De anläggningar som av olika skäl inte rättat sig efter detta måste vara nedlagda senast den 1 juli år 2001.

Mål för koldioxidutsläpp

EU:s målsättning är att nå en stabilisering koldioxidutsläppen vid 1990 års nivå år 2000. Många medlemsländer, liksom andra OECD-länder såsom exempelvis Norge, har motsvarande mål för de nationella utsläppen. Vissa länder, exempelvis Tyskland, har mer ambitiösa mål. Danmark har som mål att minska utsläppen med 20 % till år 2005 jämfört med 1990 års nivå. Finland strävar efter att stabilisera utsläppen först i slutet av 1990-talet. Målsättningarna för de olika länderna sammanfattas i tabell 8.

Tabell 8 Mål för utsläpp av koldioxid

Land	Uttalat mål beträffande utsläpp av koldioxid i förhållande till år 1990		Anmärkning
	år 2000 (%)	år 2005 (%)	
Sverige	+/- 0	< 0	Brutto
Finland	-		Stabilisera från slutet av 1990-talet.
Danmark		-20	Basår 1988
Norge	+/- 0		Basår 1989 Brutto Preliminärt
Tyskland	-25 till -30	-25 till -30	Basår 1987 Brutto
EU	+/- 0		Brutto

Källa: SOU 1994:140 (IEA; Climate Change Policy Initiatives, Paris 1994).

4 Den framtida elförsörjningen

Sverige

NUTEK gör årligen på regeringens uppdrag bedömningar av elanvändningen och en redovisning av elbalanser för kraftsystemet för den kommande tioårsperioden.

Elanvändning

I tabell 9 redovisas elanvändningen fördelad på sektorer för år 1993 samt NUTEK:s senaste scenario för år 2005. Under 1993 uppgick den totala nettoelvanvändningen i Sverige till 140,4 TWh. De två största användarsektorerna, bostäder, service m.m. respektive industri, svarade för 71,2 respektive 49 TWh. De övriga användarsektorerna är fjärrvärmeverken och transportsektorn med en elanvändning på 9,5 respektive 2,5 TWh. Leveranser till avkopplingsbara elpannor uppgick till 7,2 TWh.

Med de antaganden som scenariot bygger på förväntas den totala elanvändningen öka med i genomsnitt 1 % per år till 157,8 TWh år 2005.

Elanvändningen inom bostads- och servicesektorn beräknas öka med 1,2 % per år i genomsnitt, från 71,2 TWh år 1993 till 82,4 TWh år 2005. Det är framför allt elvärmeanvändningen som förväntas öka. Elanvändningen inom industrin väntas öka från 49 till 57,7 TWh eller med i genomsnitt 1,4 % per år. Transportsektorns elanvändning, som främst ligger på tågtrafiken, ökar enligt bedömningarna från dagens 2,5 TWh till 2,8 TWh år 2005.

Inom fjärrvärmesektorn väntas däremot en minskning av elanvändningen från 9,3 till 5,5 TWh. Detta beror på att elleveranserna till avkopplingsbara elpannor förväntas minska som en följd av att dagens överskott i elproduktionen successivt reduceras.

Tabell 9 Elanvändningen, 1993 och scenario för år 2005, TWh

	1993	Procent per år	2005
Industri	49,0	1,4	57,7
Transporter	2,5	1,1	2,8
Bostäder, service m.m.	71,2	1,2	82,4
Fjärrvärme, raffinaderier	9,5	-4,5	5,5
Distributionsförluster	8,4	1,0	9,4
Total netto användning	140,4	1,0	157,8
varav avkopplingsbara elpannor	7,2	-15,2	1,0
Temperaturkorrigerad prima elanvändning	134,3	1,4	156,8

Källa: NUTEK, Energirapport 1994, B 1994:9

Produktionssystemet

I tabell 10 redovisas elbalanser för åren 1991-1993 samt NUTEK:s senaste scenario för år 2005. Elproduktionen har legat på i stort sett samma nivå, cirka 141 TWh, under de första åren på 1990-talet. Nettoexporten har pendlat kring 1-2 TWh.

Elproduktionen baseras i huvudsak på vattenkraft och kärnkraft. Under ett normalår producerar vattenkraftverken omkring 63,5 TWh, vilket motsvarar omkring 45 % av landets elproduktion. År 1993 var liksom året innan ett ovanligt gott vattenår, vilket medförde att produktionen i vattenkraftverken var ca 10 TWh högre än normalt. Produktionsförmågan i kärnkraftverken uppgår till omkring 72 TWh och svarar för ca 50 % av landets elproduktion. Under år 1993 var produktionen i kärnkraftverken ovanligt låg bl.a. på grund av att några block var avställda under delar av året. Den goda vattentillgången medförde också en viss nedreglering av produktionen i kärnkraftverken.

Elproduktionen i kraftvärmeverken i fjärrvärmenätet samt kraftvärme

i industrin har under senare år svarat för 3-4 TWh vardera. Den tekniska potentialen är dock högre, framför allt för kraftvärmeverken i fjärrvärmenätet. Det finns också en betydande elproduktionsförmåga, cirka 22 TWh, i oljekondensanläggningar som främst används som reservkraft. Som reserver i kraftsystemet används också gasturbiner.

Enligt NUTEK:s scenario bedöms elefterfrågan öka med 1,0 % per år till knappt 158 TWh år 2005, medan den totala elproduktionen i landet bedöms uppgå till 152,2 TWh. Det innebär att det vid de givna förutsättningarna föreligger ett behov av ytterligare eltillskott på omkring 5,5 TWh.

Vattenkraftens normalårsproduktion bedöms i prognosen öka något till omkring 64 TWh. Produktionsförmågan i kärnkraftverken ligger kvar på 72 TWh, medan en viss utbyggnad av kraftvärme väntas ske. Kraftvärmearläggningar i fjärrvärmenätet och i industrin väntas år 2005 tillsammans bidra med en elproduktion på 13,5 TWh. Genom avställningar väntas produktionsförmågan i oljekondensverken minska till 21 TWh. I prognosen antas att dessa endast kommer att producera 2,5 TWh el år 2005, vilket innebär att de tillsammans med gasturbinerna utgör en reserv på drygt 20 TWh.

Tabell 10 Elbalanser åren 1991–1993 och scenario för år 2005 vid normal vattenkraftproduktion, TWh

	1991	1992	1993	Procent per år	2005
Total netto elanvändning	141,2	139,1	140,4	1,0	157,8
varav avkopplingsbara elpannor	8,3	8,4	7,2	-15,2	1,0
Eltillförsel					
Vattenkraft ¹⁾	62,3	73,2	73,3	-1,1	64,2
Kärnkraft	73,5	60,8	58,9	1,7	72,0
Kraftvärme i industrin	3,1	3,3	3,8	0,8	4,2
Kraftvärme i fjärrvärmenät	3,2	3,5	4,2	6,8	9,3
Oljekondens	0,3	0,6	0,5	14,6	2,4
Gasturbiner, annat	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1
 Nettoproduktion	 142,6	 141,6	 140,8	 0,6	 152,2
 Nettohandel/ytterligare kraftbehov	 -1,4	 -2,5	 -0,4		 5,5
Total eltilförsel	141,2	139,1	140,4	1,0	157,8

1) Inklusive vindkraft; 31 GWh år 1993 och 200 GWh år 2005.

Källa: NUTEK, Energirapport 1994, B 1994:9.

Utgångspunkter och förutsättningar

Hur elanvändningen utvecklas beror på en mängd faktorer, bl.a. den ekonomiska aktiviteten i landet, den tekniska utvecklingen, bränslepriserna, energi- och miljöbeskattningen m.m. Även utvecklingen på tillförselsidan är beroende av flertal olika faktorer. En bedömning av den framtida elbalansen är betingad av vilka antaganden man gör för vissa centrala påverkansfaktorer.

I NUTEK:s scenario²⁶ antas att BNP växer med 1,8 % och industriproduktionen med 2,6 % per år i genomsnitt fram till år 2005. Tillväxten förväntas vara relativt hög under de närmaste åren för att sedan plana ut under slutet av perioden. Den privata konsumtionen antas växa med i genomsnitt 2,0 % per år och den offentliga konsumtionen ligga kvar på en oförändrad nivå.

I scenariot antas priserna på råolja och kol stiga till 28 dollar per fat respektive 52 dollar per ton till år 2005. Detta leder i sin tur till ökade priser på oljeprodukter och kol i Sverige. En känslighetsanalys med lägre internationella bränslepriser visar att effekterna på det svenska energisystemet blir förhållandevis små. Detta beror främst på att prisgenomslaget i Sverige är litet på grund av den höga skatteandelen.

Enligt bedömningarna kommer råkraftpriset, dvs. det genomsnittliga elpriset på stamnätetsnivå, att öka realt till omkring 32 öre per kWh år 2005, vilket innebär en ökning med omkring 45 % realt under hela perioden. Genom att kraftslag med högre rörliga kostnader kommer att behöva tas i drift i större utsträckning än i dag får de prognostiserade prisökningarna på bränslen genomslag på elpriset, under förutsättning att marginalkostnadsprissättning kommer att tillämpas.

Elanvändningen väntas öka med 1,0 % per år, vilket är drygt hälften av den antagna ökningstakten för BNP. Med andra ord väntas bruttonationalprodukten växa med sammanlagt 24 % under perioden fram till år 2005 medan elanvändningen väntas öka med 13 %. Skillnaden jämfört med om bruttonationalprodukten och elanvändningen hade växt i samma takt motsvarar 16 TWh och representerar effekterna av antagen effektivisering och strukturförändring.

Bedömningarna av energisystemets utveckling utgår från redan fattade energipolitiska beslut. Det innebär för energi- och miljöskatternas del att de skattesatser som gällde i början av år 1994 antas bestå under hela prognosperioden. Likaså antas exempelvis att de s.k. omställningsprogrammen löper i den omfattning som beslutats. Prognosen visar vart den förda energipolitiken leder under vissa givna antaganden om den ekonomiska tillväxten m.m.

²⁶ För närmare beskrivning av antaganden m.m. se NUTEK, Energirapport 1994, B 1994:9.

Andra prognoser

I NUTEK:s Energirapport 1993 förekom ett låg- och ett högalternativ med en BNP-tillväxt på 0,7 respektive 2,7 % per år. Elanvändningen bedömdes då ligga i intervallet 154-163 TWh år 2005. Dessa scenarier visar betydelsen av skilda antaganden om den ekonomiska tillväxttakten och kompletterar på så sätt 1994 års rapport där endast ett tillväxtfall studerades.

Förutom NUTEK:s rapporter finns inget aktuellt material att tillgå när det gäller bedömningar på medellång sikt. KRAFTSAM:s senaste publicerade prognos är från år 1990. Med en tillväxttakt i BNP på 1,9 % väntas elanvändningen enligt denna prognos öka till 150 TWh till år 2000. Uppgifterna baseras på ett alternativ som förutsätter realprishöjningar på el med 30 % och en effektivisering på 10 TWh. Med hänsyn till osäkerheten om bl.a. den ekonomiska utvecklingen bedöms elanvändningen ligga i intervallet 140-160 TWh. Det är svårt att göra någon jämförelse mellan KRAFTSAM:s och NUTEK:s bedömningar på grund av den djupa lågkonjunkturen under början av 1990-talet. Denna konjunkturedgång, som KRAFTSAM inte kunde förutse i sin prognos, har som visas i tabell 10 medfört en nedgång i elanvändningen.

Norge

Elanvändningen uppgick till 112,3 TWh år 1993, varav leveranser till avkopplingsbara pannor svarade för knappt 9 TWh. Produktionen var detta år 120,1 TWh. Norge hade således en nettoexport på 7,8 TWh. Tre fjärdedelar av exporten gick till Sverige och närmare en fjärdedel till Danmark. Produktionskapaciteten i Norge motsvarade 27,2 GW vid årsskiftet 1993-1994. Under ett s.k. normalår produceras 111 TWh.

Den framtida efterfrågan i Norge förväntas växa relativt långsamt. Tillgängliga prognoser pekar på en ökning i efterfrågan kring 1,1-1,2 % per år under perioden 1995 till 2005.²⁷ Den samlade efterfrågan exklusive leveranser till avkopplingsbara elpannor bedöms enligt prognosen komma att uppgå till 105 TWh år 1995 och 118 TWh år 2005. Det bör dock betonas att prognoser över elanvändningen i Norge

²⁷ NVE 1989. Några officiella prognoser över den framtida elanvändningen har inte gjorts sedan dess.

är behäftade med stor osäkerhet. Den prognos som refereras till här arbetades fram innan elmarknaden reformerades. Hur reformen kommer att påverka elanvändningen har således inte kunnat innefattas i prognosen. Hur en ökad flexibilitet hos elkunder påverkar tillväxten i efterfrågan är en sådan faktor. Hur den elintensiva industrins elanvändning påverkas av en utfasning av de förmånliga köpvillkor de hittills har haft är en annan faktor.

Elanvändningen ökade med 1-2 procent per år under perioden 1988 till 1993. Under 1993 ökade elanvändningen utanför den elintensiva industrin (allmänlig försörjning) med 4,6 procent. Användningen under år 1994 bedöms växa ännu kraftigare. En anledning till denna utveckling kan vara en kraftig övergång från olja till el inom industrin och hushållen till följd av den möjlighet till lägre elpriser som reformeringen har gett.

Norges vassdrags- och energiverk, NVE, bedömer för närvarande att den framtida elanvändningen kommer att vara högre än vad prognosen från år 1989 visar.

Den samlade potentialen för vattenkraftproduktion i Norge är beräknad till 175 TWh, varav 111 TWh (medelårsproduktion) är utbyggd och i drift. Vattendrag motsvarande en produktion på 35 TWh är skyddad mot utbyggnad. Möjlig utbyggnad enligt befintliga planer är 24 TWh. Därutöver finns möjlighet att i framtiden koncessionsbehandla ytterligare 3 TWh. Under uppförande är 1,1 TWh. Vidare har 1,6 TWh beviljats koncession för utbyggnad.²⁸ Vid färdigställandet av dessa anläggningar kommer normalårsproduktionen ha utökats till närmare 114 TWh.

Det framstår således, mot bakgrund av tillgängliga prognoser, som att Norge kring sekelskiftet skulle komma att ha behov av ytterligare eltillförsel (produktion eller import). Den långsiktiga marginalkostnaden för ny elproduktion bedöms av NVE vara ca 23 norska öre per kWh. En utbyggnad av större omfattning i Norge innebär således en relativt kraftig press uppåt på priserna. Det bör därför framhållas att den framtidsbild som målas upp i befintliga prognoser inte till fullo beaktar effekterna av en ökad flexibilitet hos användarkollektivet och det krafttillskott avvecklandet av den elintensiva industrins förmånliga köpeavtal medför.

²⁸ Källa: Nordel.

Finland

Elproduktionen och elanvändningen var år 1993 i Finland 58,1 respektive 65,6 TWh. Landet importerar el från framför allt Ryssland och Sverige. Under de senaste åren har Finland importerat 11 - 17 % av sin årliga elförbrukning. Importen av el från Ryssland, och tidigare Sovjetunionen, består av cirka 5 TWh fast kraft per år. Importen från Sverige, som huvudsakligen utgörs av tillfällig kraft, har varierat mellan 3 - 6 TWh per år.

Produktionskapaciteten var år 1993 sammanlagt cirka 14 300 MW. Omkring 800 MW ny kapacitet är antingen under byggande eller beslutad. Det största projektet är ett 450 MW gaseldat kraftvärmeverk i Helsingfors, som beräknas vara klart år 1997.

Enligt prognoser från Handels- och industriministeriet väntas elefterfrågan öka med cirka 3 % per till drygt 90 TWh år 2005.

År 2000 upphör det finska elhandelsavtalet med Ryssland. En ökad framtida elanvändning samt behovet att ersätta den ryska elen kommer att kräva en utökad inhemsk produktion och/eller en ökad import. Det nödvändiga tillskottet beräknas till 2 000 MW år 2000 och 5 000 MW år 2005. Endast en del av detta tillskott täcks genom planerade utbyggnader.

Enligt information från Finlands Handels- och Industriministerium är de mest näraliggande lösningarna på behovet av ny kraft en utbyggnad av kolkondens och/eller import av el. Här nämns Sverige och Norge som tänkbara importländer, men det finns även en öppenhet inför fortsatt import av rysk kraft.

Finland har inte några uttalade mål att stabilisera koldioxidutsläppen förrän i slutet av 1990-talet och har därmed inte några egentliga restriktioner vid val av elproduktionsteknik under de närmaste åren.

En utbyggnad av kärnkraften är i dagsläget inte något alternativ eftersom den finska riksdagen, i september 1993, förkastade regeringens förslag om att bygga ett femte kärnkraftverk.

Import av naturgas sker i dag från Ryssland. Med hänsyn till försörjningstryggheten är det knappast aktuellt att bygga fler kraftverk som använder importerad rysk gas. Om en framtida gemensam svensk-finsk satsning på gasimport från Norge skulle realiseras kan detta medföra en utbyggnad av gaseldad elproduktion i Finland.

Eftersom Finland har behov av ny produktionskapacitet förväntas det nuvarande förhållandevis låga elpriset börja stiga framemot sekelskiftet. En ökad integration av den nordiska elmarknaden och/eller fortsatt

import från Ryssland kan medföra att prisstegringarna skjuts framåt i tiden.

Danmark

Elproduktionen och elanvändning uppgick år 1993 i Danmark till 32 respektive 33 TWh. Nettoimporten var 1,2 TWh. Den totala elproduktionskapaciteten var 9 800 GW.

Den framtida elanvändningen bedöms av Energistyrelsen och branschen komma att uppgå till omkring 36,3 TWh år 2005 vilket motsvarar en genomsnittlig ökningstakt på 1 % per år.²⁹

De energi- och miljöpolitiska målen har resulterat i att den danska elsektorn i dag befinner sig mitt uppe i en förändringsprocess. Ambitionen är att kolanvändningen skall minska och att en utbyggnad av naturgaseldad kraft och vindkraft skall gynnas, samtidigt som man önskar ställa om befintliga fjärrvärmeverk till kraftvärmeverk. Potentialen i elproduktion, mätt för omställningen till småskalig kraftvärme, är ca 1 200 MW.

I framtiden väntas användningen av naturgas, halm och flis få en allt större betydelse som en följd av de kraftiga styrmedel som satts in. Kraftföretagen försöker därför att göra produktionen av el och värme så flexibel som möjligt. I de flesta anläggningar kan man redan idag elda med såväl kol som olja och naturgas. Det finns beslut om att till år 2000 bygga ut stora produktionsanläggningar med knappt 1 000 MW och mindre anläggningar med 250 MW.³⁰

Den danska kraftbalansen är i dag stark och med tanke på att investeringsbehovet är lågt kan de danska elpriserna förväntas vara relativt stabila inom den närmaste framtiden. En ökad handel med såväl Norden som Tyskland kommer dock påverka de danska elpriserna, men nettoeffekten är svår att förutsäga.

²⁹ Dansk Elforsyning, Statistik 1993, Dansk Elverksforening.

³⁰ Dansk Elforsyning, Statistik 1993, Dansk Elverksforening.

Tyskland

I *västra Tyskland* förväntas konsumtionen att öka med 1 % per år under perioden 1989 till 2010, dvs från 441 TWh till 547 TWh.³¹ Den stigande efterfrågan av el förväntas till 75 % täckas av ökad inhemsk produktion medan resten täcks av en ökad import. Uttryckt i TWh innebär det att nettoimporten ökar med drygt 16 TWh under perioden 1989-2005 och med ytterligare 10 TWh fram till år 2010. Produktionsökningen från 441 till 519 TWh förväntas enligt prognosen huvudsakligen ske i anläggningar baserade på importerat kol och naturgas.

Den framtida energiförsörjningen är en het politisk fråga i Tyskland. Oenigheten mellan de politiska partierna gäller framför allt kolsubventionerna och kärnkraften. På grund av den politiska polariseringen är osäkerheten stor om hur det framtida energisystemet kan komma att se ut.

Vad gäller kärnkraftens handlar meningsmotsättningarna om de nuvarande kraftverkens livslängd och säkerhet, frågan om upparbetning och/eller slutförvaring samt kriterierna för en ny generation kärnkraftverk. Socialdemokraterna och de gröna förespråkar en avveckling av kärnkraften samtidigt som de vill ha fortsatt höga kolsubventioner. Ett snabbt avskaffande av kolsubventionerna är inte aktuellt av sysselsättningskäl, men omfattningen och utformningen av subventionerna är föremål för diskussion.

Ett lagförslag har lagts fram som innebär en omläggning av kolsubventionerna fr.o.m. år 1996. Innebörden i förslaget är att subventionerna skall bestämmas till ett givet totalt belopp i stället för att som nu gälla en viss mängd kol som kraftföretagen är tvungna att använda. Vidare kommer subventionerna att tillfalla gruvindustrin i stället för kraftföretagen. Hur subventionerna ska finansieras är inte klart, men kraftföretagens motstånd mot en konsumtionsskatt är kompakt och det är därför möjligt att lösningen blir en allmän skattefinansiering. Eftersom full kompensation inte betalas i det nuvarande systemet kommer omläggningen av subventionerna att sänka produktionskostnaderna i stenkolseldade kraftverk i västra Tyskland.

Hur priserna på den tyska elmarknaden kommer att utvecklas är

³¹ Bundesministerium für Wirtschaft, "Die energiewirtschaftliche Entwicklung in der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahre 2010 unter Einbeziehung der fünf neuen Bundesländer".

beroende av vilka politiska beslut som fattas i Tyskland, men också inom EU. Om den tyska elmarknaden avregleras kommer gapet mellan elpriset och produktionskostnaderna att pressas ihop. Produktionskostnaderna kommer i sin tur troligen att minska i takt med att miljöinvesteringarna successivt betalas av och möjligheterna att använda importerat stenkol ökar. Enligt bedömningar av framtida eltillförsel i Tyskland förväntas en ökad import vilket kommer att verka prispressande.

Enligt ovan nämnda prognosrapport väntas det genomsnittliga högspänningspriset till industrikunder sjunka med 19 % mellan åren 1995 och 2000 för att sedan ligga kvar på samma nivå år 2005. Under perioden 2005-2010 bedöms priserna stiga med 12 %.

Ären efter återföreningen sjönk elefterfrågan med mellan 30-50 % i *östra Tyskland*. Denna nedgång har nu mattats av och förväntas så småningom följas av en uppgång. Inte förrän år 2005 väntas dock elanvändningen närma sig nivån år 1989, då den låg på 96 TWh.

En stor del av de gamla brunkolskraftverken kommer att stängas, eftersom de inte uppfyller miljökraven i västra Tyskland. Inkluderas behovet av att ersätta nedlagda anläggningar kommer ca 8 GW ny kapacitet att behövas mellan åren 1991-2005.

Den brunkolsbaserade produktionen som år 1989 svarade för 95 % elproduktionen har redan minskat med över 40 % och den förväntas minska ytterligare så att produktionen i de gamla anläggningarna endast kommer att utgöra en fjärdedel av vad den ursprungligen var. Nya brunkolsanläggningar kommer att kompensera för en del av produktionsbortfallet, men trots det kommer brunkolskraftverken enligt prognosen att svara för knappt 60 % av den totala produktionen år 2010.

Importerad stenkol och gas förväntas stå för en stor del av den framtida elproduktionen. År 2010 förväntas importerat stenkol att svara för 25 %. En markant ökning av naturgasanvändning i elproduktionen märks redan i dag. Trots att VEAG:s medlemmar är tveksamma till naturgas ökar antalet naturgaseldade kraftvärmeverk i takt med att kommunerna i östra Tyskland bygger ut egen kraftproduktion. Någon framtida utbyggnad av kärnkraften förväntas inte till följd av politisk oenighet. De kärnkraftverk som fanns i f.d. Östtyskland lades ned efter återföreningen.

De omfattande investeringar i ny produktionskapacitet och överföringsförbindelser som måste genomföras i östra Tyskland kommer att leda till att elsektorn belastas med höga kapitalkostnader. Å andra sidan kommer bränslekostnaderna att vara förhållandevis låga jämfört med västra Tyskland. De kontrakt som reglerar förhållandet mellan den

västtyska kraftindustrin och kolgruvorna gäller inte i östra Tyskland. Det står alltså de östtyska elproducenterna fritt att importera hela sitt behov av stenkol till ett pris som är väsentligt lägre än det västtyska kraftverk får betala för inhemskt kol.



Statens offentliga utredningar 1995

Kronologisk förteckning

1. Ett renodlat näringsförbud. N.
2. Arbetsföretag – En ny möjlighet för arbetslösa. A.
3. Grön diesel – miljö- och hälsorisker. Fi.
4. Långtidsutredningen 1995. Fi.
5. Vårdens svåra val.
Slutbetänkande av Prioriteringsutredningen. S.
6. Muskövarvets framtid. Fö.
7. Obligatoriska arbetsplatskontakter för arbetslösa. A.
8. Pensionsrättigheter och bodelning. Ju.
9. Fullt ekonomiskt arbetsgivaransvar. Fi.
10. Översyn av skattebrottslagen. Fi.
11. Nya konsumentregler. Ju.
12. Mervärdesskatt – Nya tidpunkter för redovisning och betalning. Fi.
13. Analys av Försvarsmaktens ekonomi. Fö.
14. Ny Elmarknad + Bilagedel. N.

Statens offentliga utredningar 1995

Systematisk förteckning

Justitiedepartementet

Pensionsrättigheter och bodelning. [8]

Nya konsumentregler. [11]

Försvarsdepartementet

Muskövarvets framtid. [6]

Analys av Försvarsmaktens ekonomi. [13]

Socialdepartementet

Vårdens svåra val.

Slutbetänkande av Prioriteringsutredningen. [5]

Finansdepartementet

Grön diesel – miljö- och hälsorisker. [3]

Långtidsutredningen 1995. [4]

Fullt ekonomiskt arbetsgivaransvar. [9]

Översyn av skattebrottslagen. [10]

Mervärdesskatt – Nya tidpunkter för redovisning och betalning. [12]

Arbetsmarknadsdepartementet

Arbetsföretag – En ny möjlighet för arbetslösa. [2]

Obligatoriska arbetsplatskontakter för arbetslösa. [7]

Näringsdepartementet

Ett renodlat näringsförbud. [1]

Ny Elmarknad + Bilagedel. [14]

