

# Till statsrådet och chefen för Näringsdepartementet

Genom beslut den 6 september 2001 bemyndigade regeringen chefen för Näringsdepartementet att tillkalla en särskild utredare med uppdrag att skyndsamt analysera prissättningen på elmarknaden och identifiera om det finns behov av kompletterande åtgärder för att en väl fungerande konkurrens med lika villkor för marknadens aktörer skall kunna upprätthållas.

Med stöd av bemyndigandet förordnades den 6 september 2001 generaltulldirektör Kjell Jansson som särskild utredare.

Den 17 september 2001 förordnades civilekonomen Svante Eriksson att vara sekreterare i utredningen.

Inga sakkunniga och experter förordnades till utredningen. Däremot har utredningen på eget initiativ knutit till sig en referensgrupp med representanter från Energimyndigheten, Konkurrensverket, Konsumentverket, LO, föreningen Oberoende Elhandlare, Svenska Kraftnät samt Svensk Energi.

Utredningen har antagit namnet Elkonkurrensutredningen.

Enligt direktiven (dir. 2001:69) skulle utredningens arbete redovisas senast den 1 december 2001. Den 9 november 2001 begärde dock utredningen, och beviljades, förlängd tid för sitt arbete, till den 15 januari 2002. En förutsättning för beviljandet av förlängningen var att vissa frågor kring bl.a. kundernas rörlighet på den avreglerade elmarknaden redovisades i en delrapport senast den 1 december 2001. Med anledning av detta överlämnade utredningen en särskild skrivelse till regeringen den 30 november 2001, Vissa frågor kring kundernas rörlighet m.m. (dnr. N2001:10/U-12).

Enligt Kommittéförordningen skall varje kommitté redovisa vilka konsekvenser deras förslag medför för små företags arbetsförutsättningar, konkurrensförmåga eller villkor i övrigt i förhållande till större företag. Vissa förslag av betydelse för små företag lämnades i skrivelsen av den 30 november 2001. Inför avlämnandet av denna inhämtade utredningen därför synpunkter på förslagen från Närings-

livets Nämnd för Regelgranskning (NNR). Vad som därvid framkom finns redovisat i skrivelsen.

Utredningens arbete är härmed avslutat.

Stockholm i januari 2002.

Kjell Jansson

/Svante Eriksson

# Innehåll

<b>Sammanfattning och förslag</b> .....	<b>9</b>
<b>1 Bakgrund</b> .....	<b>23</b>
1.1 Reformeringen av elmarknaden.....	23
1.2 Elkonkurrensutredningens direktiv.....	27
1.3 Utredningens genomförande.....	30
1.4 Sammanfattning av utredningens skrivelse av den 30 november 2001 .....	31
1.5 Betänkandets disposition .....	33
<b>2 Översiktlig beskrivning av elmarknaden och dess aktörer</b> .....	<b>35</b>
2.1 Elanvändare .....	35
2.2 Elproducenter.....	36
2.3 Nätägare och systemansvarig .....	36
2.4 Elhandelsföretag och balansansvariga .....	38
2.5 Elbörsen.....	38
2.6 Myndigheter med uppgifter på området .....	42
<b>3 Elproduktionens struktur</b> .....	<b>45</b>
3.1 Produktionens omfattning.....	45
3.2 Produktionskostnader .....	50

3.3	Aktörer och ägande .....	52
3.3.1	Kraftproducenter i Sverige .....	52
3.3.2	Svensk kraftproduktion i ett nordiskt perspektiv .....	57
<b>4</b>	<b>Frågor om effektreserv, balansansvar m.m. ....</b>	<b>61</b>
4.1	Balanstjänst och balansreglering.....	61
4.2	Problem kopplade till risken för effektbrist .....	68
4.3	Övriga problem som påtalats för utredningen.....	71
<b>5</b>	<b>Prisbildning på råkraftmarknaden .....</b>	<b>73</b>
5.1	Prisutvecklingen på råkraftmarknaden.....	73
5.2	ABB:s analys av prisutvecklingens orsaker.....	78
5.2.1	Faktorer som enligt ABB påverkar spotprisets utveckling .....	78
5.2.2	Analys av stora prisområdesdifferenser våren 2000.....	87
5.3	Tentums analys av prisutvecklingens orsaker.....	91
<b>6</b>	<b>Nätbegränsningar, förutsättning för utbyggnad m.m. ....</b>	<b>93</b>
6.1	Utlandsförbindelser och nätbegränsningar.....	94
6.1.1	Ägande och villkor för utnyttjande av utlandsförbindelserna.....	95
6.1.2	Nätbegränsningar .....	97
6.2	Möjliga åtgärder som redovisats till utredningen .....	99
6.3	Nordels utredning kring annan prisområdesindelning .....	102
<b>7</b>	<b>Prisutveckling i slutkundsledet .....</b>	<b>103</b>
7.1	Utveckling av det totala elpriset 1990-2000 .....	103
7.2	Elprisets utveckling för hushållen efter avregleringen.....	106
<b>8</b>	<b>Elhandelns struktur m.m. ....</b>	<b>111</b>
8.1	Strukturen på svensk elhandel.....	111
8.2	Risker i elhandelsverksamhet.....	118

8.3	Utveckling av handelsmarginaler i elhandeln.....	120
<b>9</b>	<b>Förstärkt konkurrensbevakning? .....</b>	<b>123</b>
9.1	Konkurrenslagen och Konkurrensverkets ärenden inom elmarknaden.....	123
9.2	Förutsättningar för förstärkt konkurrensbevakning .....	127

### **Bilagor**

Bilaga 1	Kommittédirektiv .....	129
Bilaga 2	Utredningens skrivelse .....	137

# Sammanfattning och förslag

Den 1 januari 1996 infördes i Sverige konkurrens i handel med och produktion av el, medan nätverksamhet alltjämt är ett reglerat monopol. Initialt byggde den avreglerade elmarknaden på att samtliga kunder som ville byta elleverantör var tvungna att låta installera utrustning som möjliggjorde timvis mätning av elförbrukningen. För merparten av hushållen innebar detta ett betydande hinder mot tillträde till den fria elmarknaden. För de flesta hushåll blev marknaden i praktiken tillgänglig först när kravet på timmätning togs bort den 1 november 1999.

Syftet med reformeringen av elmarknaden var att öka effektiviteten i produktions- och försäljningsledet genom att skapa valfrihet för elanvändarna. Konkurrens i handeln med el skulle skapa förutsättningar för en ökad pris- och kostnadspress inom elförsörjningen. Mot denna bakgrund har utredningens uppdrag varit att analysera prissättningen på elmarknaden och identifiera om det finns behov av kompletterande åtgärder för att en väl fungerande konkurrens med lika villkor för marknadens aktörer skall kunna upprätthållas. Vad beträffar prissättningen har uppdraget avsett den konkurrensutsatta delen av elmarknaden (produktion och handel), men däremot inte monopoldelen, nätverksamheten.

Utredningens arbete har bedrivits i två faser. I den första, som avrapporterades till regeringen i en särskild skrivelse den 30 november 2001, behandlades frågor om kundernas rörlighet på den avreglerade elmarknaden, problem med leverantörsbyten samt behov av ökad konsumentinformation. I arbetets andra fas, som det nu föreliggande betänkandet främst tar upp, har utredningen bl.a. behandlat frågor om prisbildning och konkurrens.

I detta kapitel sammanfattar utredningen sina slutsatser samt redovisar vissa förslag som syftar till att främja ökad konkurrens. Först görs en övergripande bedömning kring prisbildning och konkurrens på råkraft- respektive slutkundsmarknaderna. Därefter behandlas i tur och

ordning vissa övriga frågor som anknyter till elmarknadens utbudssida (elproduktion och råkraftmarknaden) respektive efterfrågesida (slutkundsmarknaden).

En fråga som bedömts ligga utanför utredningens uppdrag – bl.a. med hänsyn till att den för närvarande hanteras av utredningar i Svenska Kraftnäts regi där berörda parter finns representerade – är hur problemet med risk för effektbrist långsiktigt bör lösas. Denna bedömning har också givits stöd vid de möten utredningen haft med olika intressenter. I sammanhanget bör dock nämnas att även om elpriset stigit under 2001, så torde ett ännu högre pris långsiktigt krävas om ny kraftproduktion av mer betydande omfattning skall komma till stånd.

Underlaget för utredningens ställningstaganden finns redovisat i betänkandets kapitel 1-9 samt bilaga 2, i vilken utredningens skrivelse av den 30 november 2001 återges i sin helhet.

### **Övergripande bedömning av prisbildning och konkurrens**

När man söker bedöma den avreglerade elmarknadens funktion är det väsentligt att ha i åtanke att de sex år som förflutit sedan elmarknaden öppnades för konkurrens är en relativt kort tid sett i perspektivet att vi före dess hade haft en reglerad marknad i närmare hundra år. Det är därför naturligt att utvecklingen sedan 1996 handlat om en, alltså pågående, anpassningsprocess som inneburit att aktörerna successivt lärt sig hur en konkurrensutsatt elmarknad fungerar och där regelverket löpande anpassats utifrån de erfarenheter som vunnits. Man bör därför inte förvänta sig att marknadens funktion ännu är perfekt.

Utredningen har emellertid inte funnit några fundamentala funktionsfel hos den avreglerade elmarknaden. Denna syn har också givits stöd vid de kontakter utredningen haft med ett stort antal av elmarknadens intressenter. Överlag har dessa ansett att en konkurrensutsatt elmarknad i grunden är bra. Ingen har sagt sig vilja gå tillbaka till den före 1996 existerande elmarknaden.

#### *Råkraftmarknaden*

Vi har idag en nordisk elmarknad, med bl.a. en gemensam elbörs i Nord Pool. Vad avser möjligheterna att utöva marknadsstyrkan kan

sägas att beträffande elproduktion har ingen aktör en dominerande ställning på den nordiska marknaden.

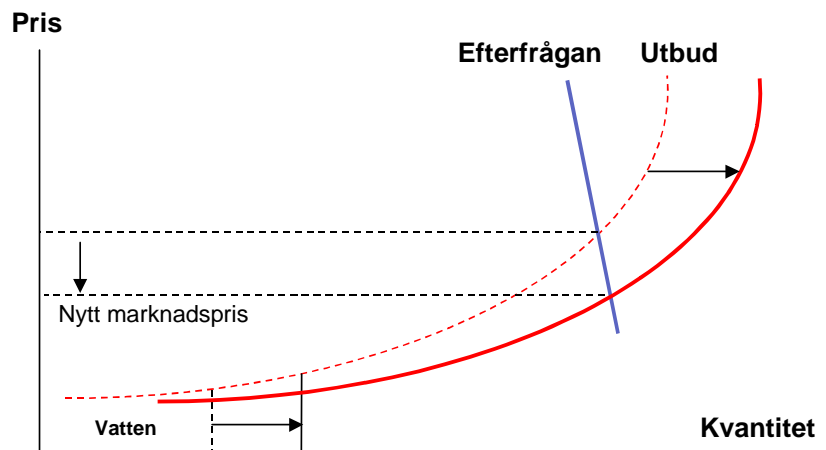
Den nordiska marknaden är dock relativt ofta uppdelad i prisområden, varvid Sverige i praktiken fungerar som en nationell råkraftmarknad. Den svenska elproduktionen är tämligen koncentrerad, med stora marknadsandelar för i synnerhet Vattenfall (ca 50 procent av Sveriges elproduktion), Sydkraft (ca 20 procent) och Birka Energi/Fortum Kraft (ca 20 procent). Koncentrationen på den svenska marknaden tenderar också att öka. Under 1996, det första året med avreglerad elmarknad, stod sju företag för drygt 90 procent av den svenska elproduktionen, genom fusioner som skett sedan dess är dessa nu nere i fem.

Såvitt utredningen kan bedöma styrs dock prisbildningen på råkraftmarknaden och elbörsen i huvudsak av fundamentala faktorer, och har så gjort sedan 1996.

Den enskilt viktigaste förklaringen till råkraftprisets utveckling på elmarknaden är vattentillgången (den hydrologiska balansen) i det nordiska systemet. Vattenkraften har lägst rörliga kostnader i det nordiska elförsörjningssystemet och är därför den produktionskälla som blir först utnyttjad. Med stigande efterfrågan på el och/eller minskat utbud av vattenkraft kommer sedan övriga kraftslag att tas i drift i stigande ”marginalkostnadsordning”. En förändring i hydrologin kommer härmed att skjuta utbudskurvan åt något håll, vilket innebär att andra anläggningar med andra marginalkostnader kommer att bli prissättande på marknaden. Av den anledningen kommer hydrologin att påverka prisbildningen i de flesta situationer, även om det sker indirekt i många fall. Resonemanget illustreras av figuren på nästa sida.



Figur 1. Förändring av utbudskurvan med ökad vattentillgång



Tillgången på vattenkraft, som av naturliga skäl styrs av mängden nederbörd, varierar mellan enskilda år. Detta innebär att elpriset i det nordiska systemet blir högt under torrår, som t.ex. 1996, och lågt under våtår, som t.ex. 2000. Sedan 1996 har, utöver de svängningar som skett mellan åren på grund av variationer i vattenkraftproduktionen, införandet av konkurrens haft en prissänkande effekt, samtidigt som också vissa förändringar skett som tenderat att successivt pressa upp råkraftpriset. Bland de senare, prishöjande omständigheterna kan nämnas att:

- *Energibalansen har försämrats.* Till detta har två samverkande faktorer bidragit. Dels har elförbrukningen ökat. Dels har det produktionsöverskott som tidigare fanns försvunnit genom att konkurrens och sjunkande priser lett till att elproduktionsanläggningar med höga kostnader lagts ned, samtidigt som också den första Barsebäcksreaktorn avvecklats. Den försämrade energibalansen medför ett ökande behov av att utnyttja de värmekraftverk (dvs. kärnkraft, kolkraft, oljekraft och andra kraftverk där man använder bränslen som energikälla) som används för att täcka den del av elförbrukningen som vattenkraften inte räcker till för. Härmed blir marginalkostnaden för att producera el i danska och finska, fossileldade kraftvärme- och kondenskraftverk allt oftare bestämmande för det svenska elpriset.
- *Kostnaderna för att producera värmekraft har ökat under senare år.* Till detta har bidragit höjda priser på fossila bränslen och

valutakursernas utveckling. Utvecklingen mot ökade kostnader har under 2001 också förstärkts av att den danska regeringen från den 1 januari 2001 infört ett tak för koldioxidutsläpp från elproduktion, utöver vilket en särskild avgift tas ut. Detta medför i praktiken en extra skattekostnad på motsvarande cirka 2,5 svenska öre/kWh för danska elproducenter.

Under 2001 har spotpriset på elbörsen ökat kraftigt jämfört med 2000. Såvitt utredningen kan bedöma förklaras detta dock av fundamentala faktorer av ovannämnda slag. Framför allt har under 2001 tillrinningen och vattenkraftproduktionen i Norge minskat jämfört med 2000. Detta innebär att vattenkraftproduktionen under 2001 minskat totalt sett i det nordiska systemet (minus ca 10 procent jämfört med 2000), trots att vattenkraftproduktionen i Sverige 2001 varit rekordartad.

Att prisbildningen på råkraftmarknaden och elbörsen i huvudsak styrts av fundamentala faktorer sedan avregleringen innebär i sin tur att utredningen sett få tecken på att producenterna skulle ha manipulerat prisbildningen. Undersökningar som utredningen låtit göra har endast påvisat ett tydligt exempel på att svenska producenter har utövat marknadsmakt, nämligen under enstaka timmar våren 2000 då extrema förhållanden rådde beträffande den hydrologiska balansen och kraftutbytet mellan de nordiska länderna, vilket skapade stora skillnader mellan det svenska områdespriset och systempriset. Förhållandena möjliggjorde för svenska producenter att under enstaka timmar sätta priset för område Sverige långt över marginalkostnad i de kraftverk som utnyttjades, vilket man också gjorde. Händelserna föranledde Nord Pool att begära in kompletterande uppgifter från några aktörer för att kunna granska förloppet. Granskningen föranledde dock inte Nord Pool att vidta några åtgärder. Utredningen har inte noterat några andra tillfällen med den typ av extrem prisbildningssituation som rådde under enstaka timmar våren 2000.

### *Slutkundsmarknaden*

På den svenska slutkundsmarknaden för el är idag omkring 130 elhandelsföretag verksamma. Många företag som av kunden uppfattas som konkurrenter kan dock vara knutna till varandra på olika sätt, antingen genom hel- eller delägande eller genom olika inbördes avtalsrelationer. Undersökningar som utredningen låtit göra tyder på

att framför allt de större elproducenterna genom dessa typer av bindningar utgör olika ”sfärer” som i praktiken har en stor del av marknaden. Således kan Vattenfall-, Birka/Fortum- respektive Sydkraftsfärena tillsammans antas stå för ca 70 procent av slutkundsförsäljningen. Slutkundsmarknaden är dock inte lika koncentrerad som den svenska elproduktionen, och en kund som aktivt söker efter alternativ torde ha åtminstone flera tiotals, sinsemellan oberoende aktörer att välja mellan. Liksom inom elproduktionen minskar dock antalet fristående elhandelsföretag genom uppköp o.d.

Priserna på slutkundsmarknaden (i synnerhet till hushåll) har stigit relativt kraftigt under 2001 jämfört med 2000. Utredningen har emellertid inga indikationer på att prisbildningen på slutkundsmarknaden skulle vara manipulerad. För detta talar flera samverkande omständigheter. En är att kunderna, som sagts i föregående stycke, har förhållandevis många alternativa leverantörer att välja mellan. En andra omständighet är att prisbildningen på råkraftmarknaden såvitt utredningen kan bedöma styrs av fundamentala faktorer, varför också variationer i elhandelsföretagens inköpspriser rimligen i första hand styrs av fundamentala prisförändringar. En tredje omständighet är att elhandelsföretagens handelsmarginaler gentemot hushållskunder visserligen tycks ha ökat under 2001, men dock knappast kan sägas vara höga genomsnittligt sett. Spännvidden mellan olika företag är dock relativt stor. En fjärde omständighet är att differensen mellan de priser som betalas av hushållskunder som ännu inte varit aktiva på den fria elmarknaden (tillsvidarekunder) och de priser som betalas av hushåll som varit aktiva genom att antingen byta leverantör eller omförhandla sitt avtal med sin gamla leverantör (avtalskunder) tycks ha kontinuerligt minskat från hösten 1999 och fram till sommaren 2001, för att därefter öka något. Att denna differens minskat borde tala för att konkurrensen fungerar relativt väl.

Beträffande prisutvecklingen på slutkundsmarknaden bör för övrigt noteras att det totala elpriset sedan avregleringens början har sjunkit för industrikunder o.d., medan hushållens totala elpris (inklusive pris för elenergi, nätavgift och skatter) stigit. Det senare främst beroende på att elskatten ökat under perioden.

En viktig utgångspunkt för utredningen har varit att sätta kundens intressen i centrum. Enligt utredningen är det mot denna bakgrund av synnerlig vikt att åtgärder vidtas för att undanröja de hinder mot i synnerhet hushållskundernas rörlighet på elmarknaden som i praktiken förekommer, t.ex. på grund av förseningar i det nödvändiga

informationsutbytet mellan bl.a. elhandlare och nätägare i samband med leverantörsbyten. Denna och liknande frågor har utredningen diskuterat i sin skrivelse av den 30 november 2001.

### *Utredningens övergripande slutsatser*

På en övergripande nivå bedömer utredningen sammantaget att prisbildningen och konkurrensen på elmarknaden, givet de institutionella och andra grundläggande förutsättningar som råder, fungerar förhållandevis väl idag.

Det finns dock oroande tecken, såsom att antalet aktörer minskar både i produktion och elhandel, vilket medför ökad risk för maktkoncentration och utövande av marknadsmakt. Därtill finns vissa andra problem, dock ej av sådan fundamental karaktär att de skulle kunna tala för en återgång till en reglerad marknad av det slag som fanns före 1996, som det kan finnas skäl att åtgärda (se vidare nästföljande avsnitt).

Utredningen anser att statsmakterna bör vara vaksamma på de utvecklingstendenser som innebär att antalet aktörer minskar både i produktion och elhandel, och mer aktivt bevaka utvecklingen på den konkurrensutsatta delen av elmarknaden. Mot denna bakgrund föreslår utredningen att det i den utökade expertroll för Energimyndigheten inom elhandelsområdet som utredningen föreslog i sin skrivelse av den 30 november 2001 bör ingå att kontinuerligt följa utvecklingen av prisbildning och konkurrens på elmarknaden, t.ex. hur antalet aktörer utvecklas och att slutkundpriserna framgent följer råkraftpriserna. Utredningen anser att Energimyndigheten bör ges i uppdrag att göra en årlig genomgång av konkurrensen på elmarknaden, något som eventuellt kan ske inom ramen för myndighetens årliga problemorienterade uppföljning av marknaden.

Enligt utredningen har också Konkurrensverket en viktig uppgift att följa utvecklingen av konkurrensen på elområdet. Utredningen har dock inte funnit att det finns skäl att införa t.ex. branschspecifika regler i konkurrenslagen i syfte att stärka konkurrensen på elmarknaden. Det generella konkurrensrättsliga regelverket torde vara tillräckligt.

I sammanhanget bör också poängteras att svenska staten som ägare av det största företaget på elmarknaden (Vattenfall) även i ägarrollen har möjlighet att värna konkurrensen. Motsvarande förhållanden gäller även i andra nordiska länder.

Vidare vill utredningen understryka att den aktör som önskar vara verksam på elmarknaden, med dess beroende av klimatet och vädrets växlingar, måste ha ett långsiktigt perspektiv. Oavsett om verksamheten avser produktion eller elhandel måste målsättningen vara att bolaget skall ha så uthållig ekonomi att det kan klara de stora variationer som förekommer mellan exempelvis kalla och milda vintrar respektive våtar och torrår.

### **Övriga slutsatser och förslag avseende utbudssidan**

Utöver vad som ovan sagts om prisbildning och konkurrens vill utredningen framför allt lyfta fram följande iakttagelser beträffande förutsättningarna på råkraftmarknaden.

Eftersom överföringskapaciteten mellan de nordiska länderna inte alltid räcker till är börshandeln relativt ofta uppdelad i prisområden. Även i sådana situationer kan dock befintliga kabelförbindelser i de flesta fall överföra tillräckliga energivolymer för att endast smärre prisdifferenser skall uppstå mellan områdena, vilket t.ex. innebär att den genomsnittliga differensen mellan Sverigepriset och systempriset totalt sett sedan 1996 endast varit omkring +0,045 öre/kWh. När kapaciteten inte räcker till kommer dock stora prisområdesdifferenser ibland att uppstå. Detta skedde t.ex. periodvis under år 2000, vilket medförde stora kostnader för bl.a. svenska elhandelsföretag som köper kraft på spotmarknaden i prisområde Sverige för att fullgöra sina leveransförpliktelser, men däremot oftast gör sina finansiella terminsprissäkringar med systempriset som underliggande pris.

Enligt utredningens mening är det viktigt att på den gemensamma, nordiska elmarknaden begränsa uppkomsten av prisområden så långt som möjligt. Därmed minskar bl.a. risken för utövande av marknadsmakt, eftersom ingen enskild producent har en dominerande ställning på nordisk nivå. Detta talar för att överföringskapaciteten mellan länderna bör byggas ut i högre grad än vad som redan sker. Samtidigt måste dock hänsyn också tas till kostnaderna för investeringar i ny överföringskapacitet. T.ex. är det inte samhällsekonomiskt lönsamt att genom utbyggnad av överföringskapaciteten eliminera samtliga de flaskhalsar som leder till uppdelningen i prisområden.

Ett alternativ (eller komplement) till utbyggnad av överföringskapacitet kan vara ökat utnyttjande av motköp på nordisk basis. De nordiska systemoperatörerna har under 2001 bedrivit en försöksverk-

samhet med motköp på nordisk basis. Någon form av ytterligare försök tycks också kunna komma att ske under kommande år, låt vara med annan utformning.

Uppdelningen i prisområden genererar flaskhalsintäkter för systemoperatörerna. Enligt utredningens mening borde dessa intäkter strikt användas för åtgärder som reducerar flaskhalsarna. Visserligen kan vi från svensk sida knappast ha några synpunkter på hur övriga nordiska länder väljer att förfara med dessa intäkter. Men utredningen föreslår att åtminstone de intäkter Svenska Kraftnät genererar på grund av flaskhalsarna bör öronmärkas för utbyggnad av överföringskapacitet, alternativt – om detta befinns vara en lämplig åtgärd – för ökade motköp på nordisk basis. Intäkterna bör därvidlag särredovisas och inte ligga till grund för kommande avkastningskrav genom ökat eget kapital. Principiellt överensstämmer detta förslag med EU-kommissionens förslag till förordning avseende gränsöverskridande handel med el (COM (2001)125 final).

I sammanhanget vill utredningen också uttrycka sin mening att utlandsförbindelserna så långt möjligt bör vara offentligt ägda och förvaltade av systemoperatörerna, samt ställas till förfogande för handeln på spotmarknaden. Detta är idag fallet beträffande förbindelserna till Finland, Norge och Danmark, men inte beträffande förbindelserna till Tyskland och Polen. Om förbindelserna till Tyskland och Polen utnyttjades på motsvarande sätt som förbindelserna till de nordiska grannländerna skulle aktörerna få tillgång till en större marknad. Denna och annan typ av harmonisering skulle enligt utredningen underlättas om det bildades en nordisk, gemensamt ägd systemoperatör.

För närvarande utreder de nordiska systemoperatörernas organisation Nordel om en ny prisområdesindelning bör införas i Norden. Utgångspunkten är att prisområdesgränserna eventuellt bör bestämmas av flaskhalsar i överföringssystemet istället för som nu av nationsgränser. Arbetet skulle enligt de ursprungliga planerna redovisas i december 2001, men har förlängts till mars 2002. Utredningen anser att det är väsentligt att tidplanen hålls, eftersom det för många aktörer på den nordiska elmarknaden är viktigt att denna fråga får en lösning. Enligt sina direktiv skall Elkonkurrensutredningen bedöma lämpligheten i Nordels förslag, men till följd av förlängningen finns ännu inte något förslag att ta ställning till. Utredningens mening är dock att konkurrensförhållandena är viktiga att beakta i överväganden om en eventuell annan prisområdesindelning. En uppdelning som skulle leda till att konkurrensen i någon

del av Sverige blev ytterligare begränsad vore inte lämplig, vilket t.ex. synes kunna bli fallet om området söder om det s.k. snitt 4 bildade ett prisområde.

Utredningen menar också att frågan om effekter på konkurrensen av en eventuell annan prisområdesindelning bör ses i ett vidare perspektiv, som även tar in andra i sammanhanget relevanta aspekter som t.ex. förutsättningar för utökad mothandel m.m. Mot denna bakgrund föreslår utredningen att Energimyndigheten bör ges i uppdrag att samlat värdera effekterna på konkurrensen såväl av de nordiska systemoperatörernas arbete kring eventuell annan prisområdesindelning som deras försök med motköp på nordisk basis. Ett sådant utredningsuppdrag till Energimyndigheten bör enligt utredningens mening bedrivas skyndsamt och ske i samråd och i samarbete med företrädare för berörda parter.

Beträffande elbörshandeln har ett flertal intressenter till utredningen framfört att aktörerna på Nord Pool måste ges samtidig tillgång till relevant information av olika slag, såsom information om avställningar av kraftverk o.d. Såvitt utredningen kan bedöma bör dock Nord Pools regelverk, i synnerhet med de skärpningar som sker i samband med den börsauktorisering som nu pågår, rimligt väl tillgodose dessa önskemål, förutsatt givetvis att regelverket följs. Vidare har vissa intressenter framfört till utredningen att produktutbudet på Nord Pool behöver breddas, framför allt har efterlysts bättre möjligheter att prissäkra bort prisområdesrisker. Enligt utredningens mening kan det finnas skäl för Nord Pool att närmare analysera om det föreligger behov av ett breddat produktutbud. Att föreskriva att så skall ske kan dock knappast vara en uppgift för statsmakterna.

Många elmarknadsaktörer har till utredningen framfört att man ser risker i balansansvarsrollen som kan leda till att företag kan komma att hoppa av balansansvaret eller att vissa aktörer (t.ex. stora förbrukare inom industrin) inte vågar ta på sig eget balansansvar. Den kritik som framförts har i huvudsak kretsat kring följande teman:

- *Utformningen av den svenska balansavräkningen.* T.ex. har hävdats att s.k. enprisavräkning skulle vara att föredra framför den s.k. tvåprisavräkning som idag används, samt att stora och/eller kraftproducerande aktörer skulle ha konkurrensfördelar jämfört med elhandlare utan egen produktion respektive större kunder.
- *Konsekvenser av de åtgärder som vidtagits för att möta den ökade risken för effektbrist.* Under kalla vinterdagar med effektbrist och

hotande bortkoppling av förbrukning råder höga priser på balanskraft, bl.a. i syfte att ge ekonomiska incitament till balansansvariga företag att värna mer om sin egen effektbalans. Enligt balansansvariga som framfört kritik till utredningen kan därvid i synnerhet aktörer som saknar egen kraftproduktion komma att bli sittande med en stor finansiell risk i sina åtaganden gentemot Svenska Kraftnät.

- *Eftersläpning i nätföretagens mätvärdesrapportering.* Till följd av att en sådan eftersläpning förekommer har hävdats att de balansansvariga får svårare att planera sin verksamhet, varigenom risken för att hamna i obalans ökar.

Utredningen menar att den ovan refererade kritiken utgör en signal som det finns skäl för statsmakterna att uppmärksamma. T.ex. är det enligt utredningens mening illavarslande att flera stora förbrukare (processindustrier o.d.) till utredningen har framfört att man med dagens modell för balansavräkning inte anser sig våga ta risken att bli balansansvarig. Enligt utredningens mening är det nämligen av väsentlig betydelse att också förbrukarsidan finns representerad i exempelvis börshandeln.

Utredningen har emellertid med den korta tid som givits för arbetet inte med säkerhet kunnat avgöra i vilken mån den kritik som framförts också i alla delar avspeglar problem av sådan dignitet att de kräver att åtgärder vidtas. Att problemen med eftersläpande mätvärdesrapportering behöver rättas till har utredningen visserligen inte skäl att ifrågasätta. Men däremot är exempelvis synpunkten att stora och/eller kraftproducerande aktörer skulle ha konkurrensfördelar jämfört med elhandlare utan egen produktion respektive större kunder knappast en berättigad kritik mot den svenska modellen för balansavräkning som sådan, utan torde snarare i första hand avspegla det faktum att verksamhetens förutsättningar av naturliga skäl är väldigt olika för stora respektive små aktörer. Det kan också konstateras att Svenska Kraftnät till utredningen angivit goda skäl som talar för att den svenska modellen för balansavräkning (med tvåprisavräkning) i grunden kan vara riktig, liksom goda skäl för att de kritiserade konsekvenserna av de åtgärder som vidtagits för att söka minska risken för effektbrist kan vara en oundviklig sideeffekt av i övrigt nödvändiga åtgärder.

Med hänsyn till hur pass ofta utredningen i sitt arbete mottagit kritiska synpunkter kring risker i balansansvarsrollen menar dock utredningen att det är väsentligt att dessa frågor fortsatt analyseras i



lämpligt sammanhang. Vad beträffar eventuella behov av att ändra balansavräkningens utformning kan detta förslagsvis analyseras genom att regeringen skyndsamt ger ett uppdrag till Svenska Kraftnät att utreda frågan, i samråd och i samarbete med företrädare för berörda parter. Därvid kan eventuellt de idéer om möjliga modifieringar av den svenska balansavräkningen som Svenska Kraftnät presenterat för utredningen bilda utgångspunkt, t.ex. har Svenska Kraftnät framfört att bevarad tvåprisavräkning med s.k. vingelmån för mindre obalanser skulle vara att föredra framför enprisavräkning.

Ett flertal aktörer har till utredningen framfört misstankar om att de kraftbolag som samäger de svenska kärnkraftverken i dessa bedriver konkurrenshämmande samarbeten av olika slag. De större kraftbolagens samägande av de svenska kärnkraftverken har delvis historiska förklaringar, men har också förstärkts genom Barsebäcksuppgörelsen varigenom Sydkraft och Vattenfall kom att samäga Barsebäcks- och Ringhalsverken. Utredningen har inte fått några konkreta indikationer på att delägarna skulle samverka på ett för marknadens funktion negativt sett, t.ex. tycks delägarna var för sig självständigt besluta om sina respektive produktionsvolymerna o.d. Så länge samägandet existerar torde dock misstankar finnas om att det förekommer oegentligheter angående t.ex. prissamverkan. För att minska utrymmet för misstankar kan finnas skäl att överväga någon form av renodling av ägandet i kärnkraftverken. Därvidlag kan det finnas skäl för regeringen att närmare analysera frågan, t.ex. om det vore möjligt att dela upp ägandet per reaktor.

### **Övriga slutsatser och förslag avseende efterfrågesidan**

Utöver vad som ovan sagts om prisbildning och konkurrens vill utredningen vad beträffar efterfrågesidan lyfta fram vissa förslag som redovisades i skrivelsen av den 30 november 2001. Där konstaterade utredningen att det efter avskaffandet av timmätningsskravet den 1 november 1999 inte finns några formella hinder mot att byta elleverantör, t.ex. är bytet inte förenat med några kostnader, men att vissa praktiska omständigheter ändå kan försvåra i synnerhet hushållskunders leverantörsbyten. Följande problem togs upp:

- Svårigheter i samband med själva genomförandet av leverantörsbytet, framför allt att det informationsutbyte som måste ske mellan bl.a. elhandlare, nätägare och hushåll för att bytet skall kunna ske i tid inte alltid fungerar.

- Svårigheter att göra relevanta jämförelser mellan olika leverantörers erbjudanden, i synnerhet beträffande priser.
- Svårigheter kopplade till att konsumenterna inte anser sig vara tillräckligt informerade om den avreglerade elmarknadens förutsättningar.

I syfte att motverka de problem som iakttagits föreslog utredningen i skrivelsen bl.a. att om en nätägare förorsakar att ett leverantörsbyte inte kan ske i tid, så skall denne inte få ta ut någon nätavgift av kunden från det datum bytet var tänkt att ske fram tills dess det verkligen kommit till stånd. Vidare föreslog utredningen att det skall krävas särskilt tillstånd för att få vara elhandlare (en "omsättningskoncession"), vilket bl.a. bör innefatta en skyldighet att till av regeringen utsett organ (förslagsvis Energimyndigheten) regelbundet rapportera vissa elprisuppgifter. Utredningen föreslog också att Energimyndigheten inom elhandelsområdet bör få en utökad roll som expertmyndighet i olika avseenden, samt att krav bör ställas på att tjänsten som anvisad elleverantör alltid skall upphandlas i konkurrens.

## Konklusioner

Utredningen har inte funnit några fundamentala funktionsfel hos den avreglerade elmarknaden. Utredningen har haft kontakter med ett stort antal av elmarknadens intressenter. Dessa har överlag ansett att en konkurrensutsatt elmarknad i grunden är bra. Ingen har sagt sig vilja gå tillbaka till den före 1996 existerande elmarknaden.

Givet de institutionella och andra grundläggande förutsättningar som råder bedömer utredningen att prisbildningen och konkurrensen på elmarknaden fungerar förhållandevis väl idag. Utredningen har dock identifierat vissa behov av kompletterande åtgärder för att en väl fungerande konkurrens med lika villkor för marknadens aktörer skall kunna upprätthållas. Inom ramen för den korta utredningstiden har emellertid inte funnits möjlighet att uttömmande analysera samtliga dessa frågor. För att få fram ett bredare beslutsunderlag föreslår utredningen därför att regeringen initierar följande, fortsatta utredningsuppdrag:

- Statsmakterna bör vara vaksamma på de utvecklingstendenser som innebär att antalet aktörer minskar både i produktion och elhandel, och mer aktivt bevaka utvecklingen. Utredningen föreslår därför att Energimyndigheten bör ges i uppdrag att kontinu-

erligt följa utvecklingen av prisbildning och konkurrens på elmarknaden och lämna en årlig lägesredovisning till regeringen.

- Enligt utredningen är det väsentligt att anlägga ett helhetsperspektiv på frågan om effekter på konkurrensen av en eventuell annan prisområdesindelning. Energimyndigheten bör därför ges i uppdrag att samlat värdera effekterna på konkurrensen såväl av de nordiska systemoperatörernas arbete kring eventuell annan prisområdesindelning som deras försök med motköp på nordisk basis. Uppdraget bör bedrivas skyndsamt och ske i samråd och i samarbete med företrädare för berörda parter.
- Svenska Kraftnät bör ges i uppdrag att analysera om det med hänsyn till konkurrens- och marknadsaspekter finns skäl att förändra balansavräkningens utformning. En ambition bör därvid vara att finna en modell som förbättrar förutsättningarna för stora förbrukare (processindustrier o.d.) att ta eget balansansvar. Uppdraget bör bedrivas skyndsamt och ske i samråd och i samarbete med företrädare för berörda parter.

# 1 Bakgrund

## 1.1 Reformeringen av elmarknaden

Den 1 januari 1996 infördes i Sverige konkurrens i handel med och produktion av el, medan nätverksamhet alltjämt är ett reglerat monopol.

Omstruktureringen mot en avreglerad elmarknad påbörjades i januari 1992 då huvuddelen av dåvarande Statens vattenfallsverk ombildades till Vattenfall AB. Samtidigt övertog nyinrättade Af-färsverket svenska kraftnät ansvaret för stamnätet (prop. 1990/91:87, bet. 1990/91:NU38, rskr. 1990/91:318 samt prop. 1991/92:49, bet. 1991/92:NU10, rskr. 1991/92:92).

Våren 1992 beslutade riksdagen om mål och strategier för en elmarknadsreform. Målet var ökad konkurrens på elmarknaden (prop. 1991/92:133, bet. 1991/92:NU30, rskr. 1991/92:322). Det slogs fast att den som har koncession för en elektrisk starkströmsledning eller för ett ledningsnät inom ett visst område borde ha skyldighet att mot ersättning upplåta ledningskapacitet för transport av elektrisk ström till den som så begär, oavsett om det är koncessionshavaren eller någon annan som levererar, utnyttjar eller återförsäljer den elektriska strömmen. Nätverksamhet borde vidare drivas ekonomiskt åtskild från annan verksamhet.

Ellagstiftningsutredningen redovisade våren 1993 i delbetänkandet Elkonkurrens med nätmonopol (SOU 1993:68) förslag till ny ellagstiftning. Mot bakgrund av utredningens förslag beslutade riksdagen våren 1994 om ett nytt regelverk för elmarknaden som skulle träda i kraft den 1 januari 1995 (prop. 1993/94:162, bet. 1993/94:NU22, rskr. 1993/94:358). Efter valet hösten 1994 beslutade riksdagen emellertid att skjuta upp elmarknadsreformens ikraftträdande för att ge den redan tillsatta Energikommisionen möjlighet att göra en konsekvensanalys av de nya reglerna för elmarknaden (prop. 1994/95:84, bet. 1994/95:NU10, rskr. 1994/95:141).

Energikommissionen redovisade våren 1995 sina överväganden och förslag avseende elmarknadsreformen i delbetänkandet Ny elmarknad (SOU 1995:14). Mot bakgrund av detta beslutade riksdagen hösten 1995 om att de på våren 1994 beslutade lagändringarna skulle träda i kraft med vissa ändringar den 1 januari 1996 (prop. 1994/95:222, bet. 1995/96:NU1, rskr. 1995/96:2). Beslutet innebar omfattande förändringar i lagen (1902:71 s. 1), innefattande vissa bestämmelser om elektriska anläggningar (ellagen). Beslutet innebar vidare ikraftträdande av den tidigare beslutade lagen (1994:618) om handel med el, m.m. (elhandelslagen). En ny myndighet, nätmyndigheten, fick i uppgift att bl.a. utöva tillsyn av ellagens efterlevnad utom i frågor som rör elsäkerhet och driftsäkerhet hos det nationella elsystemet.

De regler som infördes den 1 januari 1996 innebar, som framgått, att konkurrens infördes i elhandel och elproduktion. Syftet var bl.a. att införa valfrihet för elanvändarna och skapa förutsättningar för en ökad pris- och kostnadspress inom elförsörjningen. Regleringar som hindrade handel med el avskaffades, medan nätverksamhet som är ett naturligt monopol även fortsättningsvis regleras och övervakas.

En huvudprincip för den reformerade elmarknaden är att det skall vara en klar boskillnad mellan å ena sidan produktion och försäljning av el och å andra sidan nätverksamhet. En juridisk person som bedriver nätverksamhet får inte bedriva produktion av och handel med el. Nätföretag kan dock bedriva annan än sådan verksamhet. Men ett krav är att all nätverksamhet skall ekonomiskt redovisas åtskild från annan verksamhet. Syftet med dessa bestämmelser är att underlätta tillsyn och undvika att nätverksamheten belastas med kostnader för annan verksamhet (s.k. korssubventionering).

Elmarknadsreformen innebar att elpriset skulle sättas i konkurrens men inte nättariffen. När elmarknaden avreglerades fick elanvändarna i princip två avtalsförhållanden, ett med elhandelsföretaget och ett med det företag som ansvarar för det lokala nät som överför elkraften till användaren.

Initialt sett byggde den avreglerade elmarknaden på att samtliga kunder som ville byta elleverantör var tvungna att låta installera utrustning som möjliggjorde timvis mätning av elförbrukningen. Vid tiden för elmarknadens reformering förväntades emellertid kostnaderna för timvis mätning bli så betungande för mindre kunder att de skulle få svårt att agera på en helt öppen elmarknad. I stället antogs de bli beroende av sin gamla elleverantör som därigenom skulle behålla en monopolliknande ställning. I syfte att ge

konsumenter med låg elförbrukning – samt även småskalig elproduktion – ett särskilt skydd under övergången till en fri elmarknad infördes därför ett system med leveranskoncession i samband med elmarknadsreformen den 1 januari 1996. Leveranskoncessionen var ett tillstånd att bedriva kommersiell verksamhet med elhandel inom ett visst geografiskt område. Inom detta område gavs koncessionshavaren ensamrätt att leverera el till de kunder som inte ville installera timvis mätutrustning och byta leverantör. Elförsäljning inom leveranskoncession skulle ske till skäligt pris. Tillsyn utövades av nätmyndigheten.

Den 1 juli 1997 infördes för elanvändare med s.k. direktmätning ett takpris på 2 500 kr för timregistrerande mätutrustning och dess installation (prop. 1996/97:85, bet. 1996/97:NU11, rskr. 1996/97:266). Syftet med takpriset var att underlätta för användare med liten elförbrukning att delta i handeln med el.

Riksdagen beslutade hösten 1997 om en ny ellag (prop. 1996/97:136, bet. 1997/98:NU3, rskr. 1997/98:27). Den nya ellagen (1997:857) trädde i kraft den 1 januari 1998. Lagen innebar i huvudsak en språklig och redaktionell modernisering av den gällande lagstiftningen på elområdet. Bestämmelserna i 1902 års ellag och elhandelslagen fördes samman och de bestämmelser som infördes som en följd av elmarknadsreformen fördes över till den nya lagen i stort sett oförändrade. Vissa ändringar och kompletteringar av lagstiftningen gjordes dock utifrån bl.a. förslag i betänkandet Ny ellag (SOU 1995:108), betänkandet Regler för handel med el (SOU 1996:49) och betänkandet Konsumentskydd på elmarknaden (SOU 1996:104). Under hösten 1998 beslutade riksdagen om vissa smärre ändringar i ellagen som krävdes för genomförandet av Europaparlamentets och rådets direktiv (96/92/EG) av den 19 december 1996 om gemensamma regler för den inre marknaden för el, det s.k. elmarknadsdirektivet. Därutöver beslutades om vissa ändringar i ellagen syftande till att förbättra elmarknadens funktionssätt (prop. 1997/98:159, bet. 1998/99:NU4, rskr. 1998/99:53).

Kravet på timvis mätning vid byte av elleverantör innebar att det för flertalet hushåll och andra mindre förbrukare inte var lönsamt att byta elleverantör, trots det takpris på timmätarna som infördes sommaren 1997. I november 1998 redovisade näringsutskottet därför, i samband med beredningen av prop. 1997/98:159, som sin uppfattning att undantag från grundprincipen om timvis mätning borde göras för kunder med mindre förbrukning samt att sådana bestämmelser om

slopat timmätarkrav borde träda i kraft senast den 1 november 1999 (bet. 1998/99:NU4, rskr. 1998/99:53).

Mot denna bakgrund gavs den utredning som vid denna tid arbetade med att utvärdera leveranskoncessionssystemet (LEKO-utredningen) i februari 1999 genom tilläggsdirektiv i uppdrag att till den 1 april 1999 analysera olika konsekvenser av att undanta vissa elanvändare från kravet på timvis mätning. Utredningens analys redovisades i delbetänkandet Öppen elmarknad (SOU 1999:44). Vidare uppdrog regeringen åt Svenska Kraftnät att i samråd med Energimyndigheten föreslå och utforma ett system för schablonavräkning av elleveranser som skulle träda i kraft den 1 november 1999.

Det samlade utredningsarbetet låg till grund för regeringens proposition Införande av schablonberäkning på elmarknaden, m.m. (prop. 1998/99:137). I denna föreslogs ändringar i ellagen som syftade till att möjliggöra undantag från grundprincipen om timvis mätning för vissa elanvändare. För dessa elanvändare föreslogs att schablonberäkning istället skulle tillämpas. Förbrukningsgränsen för schablonberäkning föreslogs bli 200 A för kunder med säkringsabonnemang och 135 kW för lågspänningskunder med effektabonnemang. Med denna gräns sades schablonberäkningen komma att omfatta ca 99,5 procent av landets elanvändare. Schablonberäkning föreslogs införas från och med den 1 november 1999. I propositionen sades vidare att ett införande av schablonberäkning skulle innebära att hela elmarknaden öppnades för konkurrens, vilket på ett genomgripande sätt skulle förändra förutsättningarna för den verksamhet som bedrevs med stöd av leveranskoncession. Mot denna bakgrund föreslog regeringen att leveranskoncessionssystemet skulle avskaffas i samband med att schablonberäkning infördes den 1 november 1999.

Riksdagen följde regeringens förslag (bet. 1999/2000:NU4, rskr. 1999/2000:1) och lagändringarna trädde i kraft den 1 november 1999. Samtliga elanvändare gavs därmed möjlighet att fritt byta elleverantör och elhandelspriserna släpptes helt fria, samtidigt som särregleringen och den därtill hörande tillsynen över elhandelspriserna togs bort.

Efter införandet av schablonberäkning gäller att nätföretagen skall utföra timregistrering för all produktion och för all förbrukning med säkringsabonnemang överstigande 200 A eller effektabonnemang överstigande 135 kW. För elanvändare under denna gräns behövs ingen timregistrering, utan förbrukningen kan mätas med traditionell mätutrustning. Förbrukningen fördelas över tiden efter en s.k. förbrukningsprofil som tas fram genom att dra bort

all timregistrerad förbrukning från inmatningen till nätet inom ett avgränsat område, ett s.k. schablonberäkningsområde. Avräkningen mellan de balansansvariga grundar sig dels på timregistrerade mätvärden, dels på de andelar som tagits fram vid schablonberäkningen. Den senare sker i två steg, först preliminärt inför varje månad, sedan slutligt 14 månader senare.

I november 1999 tillsatte regeringen en särskild utredare med uppdrag att se över ellagens bestämmelser om nätverksamhet (Elnätsutredningen). I sitt delbetänkande Elnätsföretag – regler och tillsyn (SOU 2000:90) föreslog utredningen bl.a. åtgärder syftande till att minska möjligheterna till korssubventionering mellan nätverksamhet och konkurrensutsatt verksamhet. Mot bakgrund av utredningens förslag har regeringen i november 2001 i propositionen Energimarknader i utveckling – bättre regler och tillsyn (prop. 2001/02:56) lämnat vissa förslag i denna riktning. I propositionen föreslås bl.a. att en ny reglering beträffande skäligheten av nättariffer skall införas. De samlade intäkterna från nätverksamheten skall vara skäliga i förhållande till nätkoncessionshavarens prestation. Nätkoncessionshavarens prestation skall bedömas på grundval av dels de objektiva förutsättningarna att bedriva nätverksamhet i det aktuella området, dels nätkoncessionshavarens sätt att bedriva nätverksamheten. I syfte att minska möjligheten till korssubventionering, med åtföljande högre nättariffer, föreslås även att flertalet av styrelseledamöterna i ett nätföretag inte samtidigt får vara styrelseledamöter i ett företag som bedriver produktion av eller handel med el, och att verkställande direktören i ett nätföretag inte samtidigt får vara verkställande direktör i ett företag som bedriver produktion av eller handel med el.

Elnätsutredningen redovisade sitt slutbetänkande Elnätsföretag – särskild förvaltning och regionnätstariffer (SOU 2001:73) i september 2001. I detta analyseras bl.a. vissa frågor kring regler för särskild förvaltning av nätkoncession samt för regionnätstariffer.

## 1.2 Elkonkurrensutredningens direktiv

Elprisutvecklingen har stor betydelse för den svenska industrins konkurrenskraft och för hushållens ekonomi. Elprisutvecklingen är också en central förutsättning för utvecklingen av den svenska och nordiska elproduktionskapaciteten.



I utredningens direktiv anges att elpriserna på den nordiska elbörsen Nord Pools spotmarknad sjönk fram till slutet av 2000. En förklaring till det var den ökande konkurrensen och en extremt god tillgång på vattenkraft under åren 1997–2000. Under 2000 var det genomsnittliga priset på spotmarknaden 12 öre/kWh. Under 2001 har prisnivån på spotmarknaden stigit kraftigt och börjat närma sig nivåerna under torråret 1996. Enligt direktiven har genomsnittspriset under första halvåret 2001 legat på drygt 20 öre/kWh, vilket bl.a. förklaras av ovanligt liten nederbörd framför allt i Norge.

Medan börspriserna varierat kraftigt under åren och mellan åren sedan avregleringen har konsumentpriserna enligt direktiven varit stabila. På grund av den ökade konkurrensen har elhandelsföretagen överlag sänkt sina priser. Under början av 2001 bröts dock trenden och priserna började stiga, som en följd av utvecklingen på spotmarknaden. För kunder med fasta kontrakt låg priset enligt direktiven under 2000 runt 16 öre/kWh. Enligt direktiven är det idag få aktörer som erbjuder fasta kontrakt till priser under 25 öre/kWh. För passiva kunder, dvs. de som är kvar hos sin gamla leverantör på tillsvidarekontrakt, har priserna enligt direktiven höjts från ca 23 öre till drygt 30 öre.

Utredningens övergripande uppgift är att – mot bakgrund av den senaste tidens prisutveckling och förhållandena på den sedan 1996 avreglerade elmarknaden – analysera prissättningen på elmarknaden och identifiera om det finns behov av kompletterande åtgärder för att en väl fungerande konkurrens med lika villkor för marknadens aktörer skall kunna upprätthållas.

Enligt direktiven skall översynen omfatta en övergripande beskrivning av elprisernas och elproduktionens utveckling sedan elmarknadsreformen och en analys av de bakomliggande faktorerna till denna utveckling. Vidare anges att utredningen skall beskriva den nuvarande konkurrenssituationen och analysera konkurrensens betydelse för den nuvarande prissättningen på marknaden. Analysen skall omfatta såväl prisbildningen på spotmarknaden (råkraftpriset) som priset till slutkund. Utredningen skall särskilt belysa riskerna för missbruk av marknadsmakt från elmarknadens dominerande aktörer.

På mer detaljerad nivå anges i direktiven att särskilt följande frågor skall utredas:

- *Betydelse av olika hinder för kundernas rörlighet på marknaden?* Införandet av schablonberäkning har inte skett utan problem. Bl.a. har informationsutbytet mellan elhandelsföretagen och nätföretagen i vissa fall fungerat bristfälligt vid leverantörsbyten, vilket fått till följd att elkunderna inte fått sina leverantörsbyten korrekt genomförda inom den tid som gäller enligt regelverket. Problem av denna art kan enligt direktiven ha negativ inverkan på kundernas rörlighet och därmed på konkurrensen på elmarknaden. I sammanhanget skall särskilt beaktas resultatet av en på regeringens uppdrag nyligen genomförd studie kring förutsättningarna för ett sanktionssystem mot nätbolag som inte uppfyller de regler som gäller vid byte av elleverantör.
- *Konsekvenser av uppdelning i prisområden?* När det gäller prisbildningen på Nord Pools spot- och terminsmarknader är en tillfredsställande konkurrens mellan producenterna av avgörande betydelse. Under vissa perioder, särskilt under det hydrologiska extremåret 2000, har handeln på elbörsen ofta delats upp i skilda prisområden. Detta har i allmänhet lett till högre priser i Sverige (områdespris) än på den nordiska marknaden som helhet (systempris). Enligt direktiven kan i dessa situationer konkurrensen på enbart den svenska elmarknaden bli allt för begränsad med risk för att större producenter kan utöva marknadsmakt. I samband med utredningens analys av prisbildningen på spotmarknaden skall särskilt behandlas ett förslag om ny prisområdesindelning i Norden som framlagts av de nordiska systemoperatörernas organisation Nordel.
- *Behövs särskilda åtgärder för att stärka informationen till konsumenterna?* En väl fungerande konkurrens förutsätter att kunderna har tillräcklig kunskap om marknaden och om sina möjligheter att byta elleverantör. Enligt direktiven skall utredningen särskilt analysera behovet av förstärkt konsumentinformation.
- *Behövs åtgärder för att förstärka konkurrensbevakningen?* I gällande lagstiftning likställs handel med el med andra varor och tjänster som bjuds ut på en fri marknad. Således är Konkurrensverket ansvarigt för konkurrensbevakningen när det gäller handel med el. Efter lång tid av monopol kan elmarknaden dock enligt direktiven i många avseenden betraktas som en ännu inte färdigutvecklad marknad, där det kan finnas behov av en förstärkt

konkurrensbevakning eller särskilda rapporteringskrav som kan öka transparensen på elmarknaden. Utredningen skall analysera om det eventuellt finns behov av åtgärder för att förstärka konkurrensbevakningen.

Enligt direktiven skall arbetet redovisas senast den 1 december 2001. Direktiven återges i sin helhet i bilaga 1.

### 1.3 Utredningens genomförande

Utredningens arbete kan sägas ha bedrivits i två faser. Den 9 november 2001 begärde utredningen, och beviljades, förlängd tid för sitt arbete, till den 15 januari 2002. En förutsättning för beviljandet av förlängningen var dock att utredningen redovisade vissa frågor kring bl.a. problem med leverantörsbyten och kundernas rörlighet på den avreglerade elmarknaden i en delrapport senast den 1 december 2001. Delrapporteringen skedde i en särskild skrivelse till regeringen, Vissa frågor kring kundernas rörlighet m.m. (2001-11-30, dnr. N2001:10/U-12). Denna behandlade även frågan om behovet av förstärkt konsumentinformation. En sammanfattning av skrivelsen redovisas i avsnitt 1.4 nedan, den återges också i sin helhet i bilaga 2 till betänkandet.

De frågor som behandlades i skrivelsen har utredningen därefter inte ytterligare analyserat, utan utredningens andra fas, som det nu föreliggande betänkandet i huvudsak handlar om, har främst berört frågor kring prisbildning och konkurrens m.m.

I direktiven omnämns att en långsiktigt fungerande konkurrens på elmarknaden är beroende av att avgränsningen mellan nätverksamhet och konkurrensutsatt verksamhet är så effektiv att korssubventionering inte är möjlig. Med hänsyn till det arbete som bedrivits av Elnätsutredningen och de förslag som regeringen nyligen framlagt i propositionen Energimarknader i utveckling – bättre regler och tillsyn (prop. 2001/02:56) har dock utredningen inte funnit anledning att vidare analysera frågan kring risk för korssubventionering. I propositionen gör regeringen för övrigt bedömningen att risken för oönskad subventionering från nätföretagen till elhandel eller elproduktion till stor del undanröjs genom propositionens förslag till ny reglering beträffande skäligheten av nättariffen och om ökad åtskillnad mellan nätverksamhet och konkurrensutsatt verksamhet.

Något behov av ytterligare åtgärder bedöms av regeringen inte föreligga.

Som underlag för sitt arbete har utredningen inhämtat synpunkter från ett stort antal av elmarknadens intressenter. Dels har utredningen knutit till sig en referensgrupp (med representanter från Energimyndigheten, Konkursverket, Konsumentverket, LO, föreningen Oberoende Elhandlare, Svenska Kraftnät samt Svensk Energi), med vilken sex möten avhållits. Dels har utredningen därtöver haft ett trettiotal möten med olika intressenter, ofta med fler än en aktör åt gången.

Vidare har på uppdrag av utredningen ett relativt stort antal underlagsrapporter utarbetats. Dels har referensgruppens medlemmar skriftligen sammanfattat sina erfarenheter av den avreglerade elmarknaden och även framtagit promemorior kring enskilda frågor. Dels har följande konsultrapporter framtagits på utredningens uppdrag:

- ABB Financial Consulting, Utredning av konkurrensen på elmarknaden,
- Econ AB, Kartläggning av vissa frågor om strukturen inom elhandelsområdet m.m.,
- NUS Consulting, Bedömning av konkurrenssituationen på den svenska elmarknaden hösten 2001,
- Roger Fredriksson, Elköparens erfarenheter av den nya marknaden,
- Tentum, Elprisökningens orsaker, samt
- ÅF Energikonsult, Kraftproduktionens ägarstruktur i Sverige, Norge, Danmark och Finland.

Konsultrapporterna är offentliga och finns tillgängliga hos Näringsdepartementet.

#### **1.4 Sammanfattning av utredningens skrivelse av den 30 november 2001**

I skrivelsen beskrev utredningen kundernas rörlighet efter elmarknadens avreglering, analyserade vissa praktiska omständigheter som kan försvåra hushållskunders leverantörsbyten, samt redovisade vissa överväganden och förslag.

Beträffande *kundernas rörlighet* sades, med stöd i undersökningar från TEMO och Riksrevisionsverket, att omkring 30 procent av hushållen varit aktiva på den fria elmarknaden, varav den helt övervägande delen aktiverat sig efter avskaffandet av kravet på timmätning. Med att vara aktiv menas att antingen ha bytt elleverantör eller ha tecknat nytt avtal med sin gamla leverantör, och dessa strategier tycks i stort sett ha varit lika vanliga. Elanvändare med stor förbrukning har varit aktiva i högre grad än andra, t.ex. har närmare 50 procent av de hushåll som bor i villa, radhus e.d. varit aktiva på den fria elmarknaden, och närmare 60 procent av villaboende o.d. med elvärme. Bland företag m.fl. med stor elförbrukning tycks benägenheten att göra ett aktivt val på den fria elmarknaden ha varit högre än bland hushållen, ett tecken på det är att de kunder som varit aktiva tillsammans bedöms stå för ca 75-80 procent av landets totala volym försold el.

Efter införandet av schablonberäkning den 1 november 1999 finns formellt sett inga hinder mot att byta elleverantör, t.ex. är bytet inte förenat med några kostnader. I skrivelsen pekade utredningen dock på vissa *praktiska omständigheter som ändå kan försvåra hushållskunders leverantörsbyten*. Följande problem togs upp:

- Svårigheter i samband med själva genomförandet av leverantörsbytet, framför allt att det informationsutbyte som måste ske mellan bl.a. elhandlare, nätägare och hushåll för att bytet skall kunna ske i tid inte alltid fungerar.
- Svårigheter att göra relevanta jämförelser mellan olika leverantörers erbjudanden, i synnerhet beträffande priser.
- Svårigheter kopplade till att konsumenterna inte anser sig vara tillräckligt informerade om den avreglerade elmarknadens förutsättningar.

I syfte att motverka de problem som iakttagits lämnade utredningen i skrivelsen vissa *förslag* på konkurrensfrämjande åtgärder. Bl.a. föreslogs att om en nätägare förorsakar att ett leverantörsbyte inte kan ske i tid, så skall denne inte få ta ut någon nätavgift av kunden från det datum bytet var tänkt att ske fram tills dess det verkligen kommit till stånd. Vidare föreslog utredningen att det skall krävas särskilt tillstånd för att få vara elhandlare (en "omsättningskoncession"), att Energimyndigheten inom elhandelsområdet bör få en utökad roll som expertmyndighet i olika avseenden, samt att krav bör ställas på att tjänsten som anvisad elleverantör alltid skall upphandlas i konkurrens.

En fråga som diskuterades i skrivelsen, efter att förslag i denna riktning framförts till utredningen från föreningen Oberoende El-handlare, var om det borde införas ett centralt anläggningsregister, administrerat av exempelvis Energimyndigheten. Utredningen menade dock att uppbyggnad och administration av ett sådant register i första hand bör vara en uppgift för marknadens aktörer, och inte för en statlig myndighet som Energimyndigheten. Mot denna bakgrund fann utredningen inte skäl att föreslå att ett centralt anläggningsregister bör införas. Efter att skrivelsen inlämnats har det kommit till utredningens kännedom att en liknande funktion håller på att utvecklas inom branschen, genom etablerandet av ett "clearinghus" för mätvärden, andelstal och leverantörsbyten.

Skrivelsen återges i sin helhet i betänkandets bilaga 2.

## 1.5 Betänkandets disposition

Den fortsatta framställningen har disponerats på följande sätt.

I syfte att sätta in de frågeställningar utredningen har att behandla i sitt sammanhang ges i *kapitel 2* en översiktlig beskrivning av elmarknaden och dess aktörer.

I *kapitel 3* ges en mer ingående beskrivning av svensk och nordisk elproduktion.

*Kapitel 4* behandlar frågor om effektreserv, balansansvar m.m., med utgångspunkt i vissa omständigheter kring detta som av vissa elmarknadsaktörer framhållits som problematiska.

I *kapitel 5* analyseras prisutvecklingen och prisbildningen på råkraftmarknaden.

I *kapitel 6* behandlar utredningen frågor om utlandsförbindelser, nätbegränsningar och förutsättningar för utbyggnad.

*Kapitel 7* analyserar prisutvecklingen i slutkundsledet.

I *kapitel 8* beskriver utredningen strukturen på svensk elhandel samt redogör för olika typer av risker i elhandelsverksamhet och hur handelsmarginalerna i elhandeln utvecklats under senare år.

I *kapitel 9* analyseras förutsättningar för förstärkt konkurrensbevakning.

Till betänkandet har även fogats utredningens direktiv (bilaga 1) samt utredningens särskilda skrivelse av den 30 november 2001 (bilaga 2).

## 2 Översiktlig beskrivning av elmarknaden och dess aktörer

Utredningens uppdrag omfattar i första hand den konkurrensutsatta delen av elmarknaden, dvs. produktion och handel. Däremot berör uppdraget i liten utsträckning monopolverksamheten, nätet.

Priser, prisbildning, struktur och konkurrens inom produktion och elhandel kommer att analyseras relativt ingående i de följande kapitlen. För att sätta in de frågeställningar utredningen har att behandla i sitt sammanhang ges dock först i detta kapitel en översiktlig beskrivning av hela elmarknaden och dess aktörer.

På elmarknaden finns i huvudsak följande aktörstyper:

- Elanvändare
- Elproducenter
- Nätägare
- Systemansvarig
- Elhandelsföretag, i rollen som elåterförsäljare (elleverantör) och/eller balansansvarig
- Elbörsen Nord Pool
- Myndigheter med uppgifter på området

I avsnitten 2.1 till 2.6 beskrivs dessa aktörer och deras olika roller.

### 2.1 Elanvändare

Elanvändarna är de som tar ut el från elnätet och förbrukar elenergi. Varje uttag sker i en uttagspunkt på nätet. Totalt finns i landet ca 5,2 miljoner elabbonenter, varav ca 7 000 högspännings- och resten lågspänningsabonnemang.

Elanvändaren, som kan vara såväl konsument som näringsidkare, har avtal med ett elhandelsföretag om köp av el. Elanvändaren har också ett kund-/avtalsförhållande med nätägaren och betalar denne för transporten av energi. Det görs via en nätavgift som ger elanvändaren

fritt val bland alla elleverantörer som finns på den gemensamma nordiska elmarknaden.

Sverige tillhör en av de största elförbrukarna inom OECD och i Europa. Med ca 15 000 kWh per år och capita ligger Sverige således på femte plats bland OECD-länderna, vars snittförbrukning är på ca 8 000 kWh per år och capita. År 2000 uppgick Sveriges elförbrukning till 144,8 TWh, att jämföra med 143,4 TWh 1999. Bostads- och servicesektorn står som regel för knappt 50 procent.

## 2.2 Elproducenter

En elproducent producerar el och matar in den i inmatningspunkter i elnätet. Elproducenten äger produktionsanläggningar och säljer den producerade elenergin till elhandelsföretag, elbörsen eller direkt till slutkunder.

I Sverige produceras årligen ca 140–150 TWh. Lite grovt uttryckt kan sägas att ungefär hälften av den el som produceras i Sverige är vattenkraft och hälften kärnkraft. Därtill sker viss produktion, mindre än 10 procent, baserad på fossil- och biobränsle, i vindkraftverk m.m.

Den övervägande delen av svensk elproduktion är koncentrerad till de sex största kraftproducenterna, vilka står för drygt 90 procent av landets produktion. Därtill finns ett 70-tal elproducerande företag i Sverige som i huvudsak är kommun- eller föreningsägda och som producerar ca fem till sju procent av svensk elenergi<sup>1</sup>.

I sammanhanget bör påpekas att de nordiska ländernas elmarknader på senare år i allt högre grad kommit att integreras, varför produktionen bör ses i ett nordiskt perspektiv. Den svenska och nordiska elproduktionens struktur beskrivs mer ingående i betänkandets kapitel 3.

## 2.3 Nätägare och systemansvarig

Nätägarna tillhandahåller den fysiska överföringen av el och ansvarar för att elenergin transporteras från produktionsanläggningarna till elanvändarna. En nätägare måste ha nätkoncession från Energimyndigheten, dvs. tillstånd att bygga och driva starkströmsledningar. Det svenska elnätet är indelat i tre nivåer:

---

<sup>1</sup> Enligt Econs rapport till utredningen.



- *Stamnät*: Ägs av staten och förvaltas av Svenska Kraftnät, som har ansvar för drift och utbyggnad av stamnätet och för utlandsförbindelserna. Stamnätet, 220–400 kV-ledningar, knyter ihop stora produktionsanläggningar, regionnät och utlandsförbindelser.
- *Regionnät*: Dessa ledningar, 40–130 kV, ägs i princip av de största elproducerande företagen, ett par stora kommuner och industrier. På regionnäten transporteras el från stamnätet till lokalnät och ibland till elanvändare med stor förbrukning, exempelvis industrier.
- *Lokalnät*: Dessa nät, under 40 kV, ägs av drygt 200 nätföretag som ingår antingen i de kraftproducerande koncernerna, ägs av kommuner eller ekonomiska föreningar. På lokalnätsnivå distribueras elen till elanvändarna, t.ex. hushåll, inom ett visst område.

I samband med avregleringen av elmarknaden har nätägarna fått vissa nya uppgifter. Att kunder fritt kan välja elleverantör innebär t.ex. att det i ett nätföretags område kan finnas olika elleverantörer som levererar till sina kunder. För att ange hur stor andel av leveranserna som kommer från en viss leverantör har nätägaren tilldelats ett nytt ansvar för att beräkna och rapportera kundernas elförbrukning till berörda aktörer på marknaden.

Svenska Kraftnät har rollen som *systemansvarig* på den svenska elmarknaden. Detta innebär att se till att produktion/import motsvarar konsumtion/export, dvs. att elsystemet kortsiktigt är i balans, och att det svenska elsystemets anläggningar samverkar driftsäkert. Svenska Kraftnäts balansjänst beskrivs mer ingående i kapitel 4.

I Svenska Kraftnäts uppdrag ligger att koordinera elhandeln med den fysiska transporten av el, sköta den nationella balansavräkningen samt se till att de balansansvariga gör rätt för sig ekonomiskt. Varje nätägare rapporterar uppmätt produktion och förbrukning i sitt nät till Svenska Kraftnät. I Svenska Kraftnäts systemansvar ligger bl.a. att se till att summan av denna mätvärdesrapportering överensstämmer med landets faktiska energiomsättning.

## 2.4 Elhandelsföretag och balansansvariga

Ett elhandelsföretag kan ha flera olika roller. Dels som elåterförsäljare (elleverantör), dels som balansansvarig.

Elhandelsföretaget köper in el från en elproducent och/eller på elbörsen Nord Pool och säljer el till elanvändaren. Företaget kan också själv producera stora volymer av den el som säljs vidare och agera både som elproducent och elleverantör.

Elleverantören kan sälja el på den fria elmarknaden i konkurrens med andra elleverantörer. Det finns ingen prisreglering vid elhandel utan det förutsätts att elanvändaren kan byta till en ny elleverantör om denne erbjuder fördelaktigare villkor. Elpriset sätts efter överenskommelse mellan köpare och säljare och är inte offentligt om inte parterna väljer att publicera detta.

Den svenska elsektorn har numera en struktur som skiljer sig i grunden från den före elmarknadsreformen 1996. Kravet på juridisk åtskillnad mellan elproduktion och handel å ena sidan och nätverksamhet å den andra ledde till att de tidigare elverken delades upp. Ur de ca 270 elverk som fanns före reformen bildades elhandels- respektive nätföretag. Dessa har under åren bildat större enheter genom försäljningar och sammanslagningar och antalet elhandlare har sjunkit till ca 130<sup>2</sup> och antalet nätföretag till ca 200. Elhandelns struktur beskrivs mer ingående i kapitel 8.

För varje uttagpunkt på nätet skall det finnas en *balansansvarig*. Att ha balansansvar innebär ett ekonomiskt ansvar för att produktion och förbrukning av el alltid är i balans inom företagets åtagande. För att vara balansansvarig krävs att företaget har ett avtal om balansansvar med Svenska Kraftnät.

Ett elhandelsföretag kan antingen själv ha balansansvaret eller köpa tjänsten från ett annat företag, i allmänhet någon av de stora kraftproducenterna eller övriga större elhandelsföretag. För närvarande finns drygt 40 balansansvariga företag.

## 2.5 Elbörsen

På senare år har de nordiska länderna i allt högre grad kommit att bilda en gemensam elmarknad. Genom tillkomsten av den nordiska elbörsen Nord Pool finns också en gemensam marknadsplats som är öppen för olika typer av aktörer.

Nord Pool ASA är ett norskt aktiebolag som ägs till 50 procent vardera av systemoperatörerna i Norge (Statnett) och Sverige (Svenska Kraftnät). Handeln på Nord Pool omfattar hela Norden utom

---

<sup>2</sup> Enligt Svenska Kraftnäts lista över marknadens aktörer, exklusive helt uppköpta elhandelsföretag.

Island. Vid starten 1993 var verksamheten koncentrerad till Norge. Sverige kom med när den svenska elmarknaden reformerades den 1 januari 1996, Finland sommaren 1998, Västdanmark (Jylland och Fyn) sommaren 1999 och Östdanmark (Själland) från oktober 2000.

Nord Pool organiserar handel med el för fysisk leverans och handel med finansiella elderivat samt erbjuder clearingtjänster.

Den *fysiska marknaden* omfattar produkterna Elspot och Elbas. Elspot är en 24-timmars marknad för kortsiktig handel med fysiska elkontrakt för leverans nästa dygn. Priset fastställs vid en auktion för varje timma av dygnet. Elspot systempris är referenspris för den finansiella elhandeln i Norden. Systempriset baseras på de samlade köp- och säljbuden i elbörsområdet och beräknas som om det inte föreligger några kapacitetsbegränsningar i överföringsnätet mellan de olika länderna<sup>3</sup>. Elbas är en fysisk justeringsmarknad för handel i Sverige och Finland med timkontrakt som handlas kontinuerligt mellan midnatt och kl. 18.00 varje dag. Det bör noteras att Elspot utgör drygt 99 procent av den fysiska handeln.

Den *finansiella marknaden* omfattar i första hand produkterna Eltermin och Eloption. Eltermin (futures och forwards) är finansiella elkontrakt som används vid prissäkring och riskstyrning av handel med elektrisk kraft. Futures och forwards kan på Nord Pool handlas upp till fyra år fram i tiden, fördelat på dygn, veckor, block (fyra veckor), säsonger (vinter 1, sommar, vinter 2) och år. Eloption (optionskontrakt) är ett finansiellt instrument för riskstyrning och prissäkring av framtida intäkter och kostnader knutna till handel med elkontrakt. Förutom Eltermin och Eloption erbjuder Nord Pool sedan november 2000 även handel i prisområdeskontrakt (Contracts for differences, CFD:s). Avräkningen av Eltermin, Eloption och CFD:s sker helt finansiellt, dvs. kontrakten leder aldrig till fysisk leverans.

*Clearing* innebär att Nord Pool går in som kontraktspart i kraftkontrakten och därigenom reducerar den finansiella risken för dem som har handlat kontrakten. Nord Pool träder automatiskt in i alla kontrakt som handlas över elbörsen. Nord Pool kan också träda in som motpart i prissäkringssäkringskontrakt som handlats bilateralt, via den s.k. OTC-marknaden<sup>4</sup>.

Via Nord Pools spotmarknad omsattes år 2000 ca 25 procent av Nordens totala elförbrukning, viss variation finns dock beträffande hur

<sup>3</sup> Eftersom sådana kapacitetsbegränsningar kan förekomma avviker dock de olika ländernas priser i praktiken inte sällan från systempriset.

<sup>4</sup> Med handel på en OTC-marknad ("Over the Counter") avses affärer som sker utanför en börs eller annan marknadsplats.

mycket av respektive lands elförbrukning som omsätts via spotmarknaden. Andelen av den finansiella marknaden antas vara ungefär lika stor. Som framgår av tabell 2.1 nedan har handeln på Nord Pool varit stadd i relativt kraftig tillväxt under de senaste åren.

Tabell 2.1 Utveckling av handels- och clearingvolym på Nord Pool

Volym (TWh)	2000	1999	1998	1997	1996
Fysisk handel	96,9	75,9	56,7	43,6	40,6
Finansiell handel	358,9	215,9	89,1	53,0	42,6
Clearing bilaterala prissäkringsavtal	1 179,5	683,6	373,4	147,3	*

\* Infördes först 1997

(Källa: Nord Pool)

Som kommentar till tabellen kan sägas att tillväxten tycks fortsätta. Under de första nio månaderna 2001 ökade således volymerna för fysisk handel med 15 procent, finansiell handel med hela 299 procent och clearing av bilaterala prissäkringsavtal med 67 procent, jämfört med motsvarande period år 2000.

På Nord Pool finns tre typer av aktörer:

- *Direktaktörer*: Fysisk eller juridisk person som har ingått avtal med Nord Pool om rätt till handel och clearing på den nordiska elbörsen. Handlar enbart för egen räkning.
- *Handels- och clearingrepresentanter*: Fysisk eller juridisk person som har ingått avtal med Nord Pool om rätt till handel och clearing på den nordiska elbörsen för clearingkunders räkning. En handels- och clearingrepresentant kan också handla för egen räkning.
- *Clearingkunder*: Fysisk eller juridisk person som har ingått avtal med Nord Pool om rätt till handel och clearing på den nordiska elbörsen via en handels- och clearingrepresentant. Clearingkunden handlar således inte direkt med elbörsen, men är ansvarig gentemot Nord Pool för den handel som handels- och clearingrepresentanten gjort för hans räkning.

Vid årsskiftet 2000/2001 var totalt 281 aktörer verksamma på Nord Pool, vilket var 17 fler än året innan. I den fysiska handeln finns ca 200 aktörer, varav ca 40 svenska.

För närvarande genomgår Nord Pool en process som kommer att innebära att man får auktorisation som börs i enlighet med den norska börslagen, med de rättigheter och skyldigheter detta innebär. Därvid sker bl.a. vissa skärpningar av de krav som ställs på informationsgivning från aktörerna. Enligt vad företrädare för Nord Pool framfört till utredningen omfattar informationsplikten bl.a. krav på att aktörerna skall informera Nord Pool om alla planer beträffande revisioner av förbruknings-/produktionsanläggningar som kan tänkas påverka priserna på Nord Pool samt alltid, oavsett eventuell betydelse för priserna, för anläggningar över 200 MW. Vidare skall aktörerna alltid informera Nord Pool om bortfall och/eller fel på förbruknings-/produktionsanläggningar med varaktighet utöver driftsdygnet som kan tänkas påverka priserna på Nord Pool samt alltid, oavsett eventuell betydelse för priserna, för anläggningar över 200 MW. Informationen skall ges omedelbart eller senast fyra timmar efter att situationen uppstod. Information enligt ovan skall sammanställas av Nord Pool och förmedlas, om möjligt samtidigt, till samtliga aktörer snarast möjligt. Dessutom skall aktörerna informera Nord Pool om alla förhållanden i den egna verksamheten som kan antas ha väsentlig betydelse för priserna på Nord Pool.

Vid sidan av handeln på Nord Pool omsätts även *bilateral elkontrakt* på OTC-marknaden. Denna utgör inte en organiserad marknadsplats, utan är mäklardriven, dvs. de olika kraftmäklarna erbjuder marknadsaktörerna sina tjänster via telefon och olika elektroniska handelsplatser. Förutom handeln via mäklare omsätts även kontrakt direkt mellan aktörer på marknaden i en helt bilateral handel.

På OTC-marknaden omsätts fysiska och finansiella elkontrakt, samt andra förekommande riskhanteringsinstrument såsom prisområdeskontrakt. Hur stor omsättningen är på OTC-marknaden är svårt att veta med exakthet. Nord Pool bedömer dock att ca 80–90 procent av den omsatta volymen på OTC-marknaden clearas in till Nord Pool, vilket att döma av tabell 2.1 ovan skulle kunna betyda att volymen 2000 var ca 1 300 TWh.

Prisbildningen i råkraftmarknaden på elbörsen analyseras mer ingående i kapitel 5.

## 2.6 Myndigheter med uppgifter på området

De myndigheter som närmast berörs av de frågor utredningen har att behandla är Svenska Kraftnät (vars uppgifter framgår ovan av avsnitt 2.3), Energimyndigheten, samt i viss mån Konkurrentverket, Konsumentverket och Finansinspektionen.

*Energimyndigheten* har uppgift att vara nätmyndighet och bedriver i den rollen tillsyn över nätverksamheten. Myndigheten utfärdar tillstånd för överföring av el (nätkoncession) och bevakar att nätföretagen följer lagstiftning och utfärdar föreskrifter inom området.

Tidigare innefattade Energimyndighetens tillsyn av elmarknaden också elhandeln. Myndigheten skulle göra en skälighetsbedömning av elpriset hos de elleverantörer som innehade leveranskoncession inom ett visst område och därigenom hade en monopolställning. Energimyndighetens övervakning och prövning av elhandelspriserna utgick emellertid när leveranskoncessionssystemet upphörde i samband med införandet av schablonberäkning den 1 november 1999, eftersom konsumenter som är missnöjda med priset därefter utan hinder kan byta elleverantör.

Även om Energimyndigheten inte längre har tillsyn över elhandeln har myndigheten vissa uppgifter som berör elhandeln. T.ex. skall Energimyndigheten följa utvecklingen på elmarknaden, vilket bl.a. årligen redovisas i skriften *Elmarknaden*, och även genomföra mer problemorienterade uppföljningar av elmarknaden.

Som framgått av avsnitt 1.4 föreslog Elkonkurrensutredningen i den särskilda skrivelsen av den 30 november 2001 att Energimyndigheten inom elhandelsområdet bör få en utökad roll som expertmyndighet i olika avseenden, se även betänkandets bilaga 2.

Efter införandet av schablonberäkning likställs handel med el med andra varor och tjänster som bjuds ut på en fri marknad. Härmed är *Konkurrentverket* ansvarigt för konkurrensbevakningen när det gäller handel med el. Konkurrentverkets arbete avseende elmarknaden beskrivs närmare i kapitel 9.

*Konsumentverket* är den statliga myndighet som har huvudansvaret för konsumentpolitikens genomförande. Vidare prövar Allmänna reklamationsnämnden (ARN) tvister mellan konsumenter och näringsidkare. På elområdet har Konsumentverket bl.a. engagerat sig genom att initiera en Internetbaserad prisjämförelse som nyligen tagits i bruk.

*Finansinspektionen* är central förvaltningsmyndighet för tillsynen över finansiella marknader, kreditinstitut och det enskilda försäkrings-

väsendet. Vad beträffar elmarknaden är framför allt två av Finansinspektionens uppgifter av intresse, nämligen tillståndsgivning avseende värdepappersrörelse och tillsyn av företag med tillstånd att bedriva värdepappersrörelse. Enligt svensk lagstiftning betraktas elderivat (optioner, terminer m.m.) i allmänhet som s.k. finansiella instrument. Detta innebär att det för tillhandahållande av vissa tjänster avseende elderivat krävs tillstånd att bedriva värdepappersrörelse. Av svenska företag med tydlig koppling till elbranschen innehar idag omkring tio stycken tillstånd att bedriva värdepappersrörelse.

## 3 Elproduktionens struktur

För de frågeställningar Elkonkurrensutredningen har att behandla är givetvis elproduktionens struktur av väsentlig betydelse. Genom att de nordiska länderna på senare år i allt högre grad kommit att bilda en gemensam elmarknad bör denna struktur ses i ett nordiskt perspektiv.

I detta kapitel ges en översiktlig beskrivning av svensk och nordisk elproduktion. Därvid behandlas omfattningen av och vilka kraftslag som används i produktionen (avsnitt 3.1), produktionskostnader (3.2) samt aktörer och ägande (3.3). Frågor kring prisbildning respektive import/export behandlas däremot i huvudsak i kapitlen 5 (om prisbildningen på råkraftmarknaden) respektive 6 (om förutsättningar för utbyggnad av utlandsförbindelserna m.m.).

Kapitlet bygger bl.a. på Energimyndighetens rapporter Elmarknaden 2001 och Energiförsörjningen i Sverige – läget 2000, prognos 2001–2003, Svensk Energis rapport Elmarknadens utveckling och struktur 2000, samt den rapport (Kraftproduktionens ägarstruktur i Sverige, Norge, Danmark och Finland) som ÅF Energikonsult tagit fram på uppdrag av utredningen.

### 3.1 Produktionens omfattning

Den nordiska elförsörjningen baseras på vattenkraft, kärnkraft, kolkondens samt kraftvärme i fjärrvärmenäten och industrin. Därtill finns en mindre mängd oljekondenskraft, gasturbiner samt vindkraft. I tabell 3.1 på nästa sida redovisas installerad effekt per land och kraftslag.



Tabell 3.1 Produktionskapacitet i det nordiska elproduktionssystemet, per 2000-12-31 (MW)

	Danmark	Finland	Norge	Sverige	Summa
Vattenkraft	11	2 938	27 463	16 229	46 641
Vindkraft	2 381	38	13	241	2 673
Kärnkraft	-	2 640	-	9 439	12 079
Kraftvärme, industri	487	2 478	185	932	4 082
Kraftvärme, fjärrvärme	7 815	3 692	12	2 264	13 783
Kondenskraft	958	3 912	73	448	5 391
Gasturbinkraft	288	878	35	1 341	2 542
Summa	11 940	16 576	27 781	30 894	87 191

Källa: Energimyndigheten

Sett över året varierar elproduktionen med elanvändningen. Produktionen är hög under vintern och låg under sommaren. Den svenska elproduktionen utgörs till ca 95 procent av vattenkraft och kärnkraft. Revisioner av kärnkraftsblock förläggs till sommaren då efterfrågan på el är lägst. Vattenmagasinen fylls på under våren och sommaren. Det magasinerade vattnet utnyttjas under vintern fram till vårfloden. När vatten- och kärnkraftsproduktionen inte räcker tillkommer elproduktion i konventionella värmekraftanläggningar eller import. Tabell 3.2 nedan visar hur den svenska elproduktionen på årsbasis utvecklats under senare år. Observera att i denna tabell, liksom i de nästföljande, avrundningfel kan förekomma.

Tabell 3.2 Elproduktion i Sverige åren 1990, 1995–2000 samt prognos för 2001 (TWh)

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001p
Total produktion	142,2	143,9	136,0	145,2	154,6	150,9	141,9	156,3
Vattenkraft	71,5	67,0	51,0	68,2	73,8	70,7	77,9	78,8
Vindkraft	0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,4	0,4	0,4
Kärnkraft	65,3	67,0	71,4	66,9	70,5	70,2	54,8	68,0
Kraftv. ind	3,1	3,8	4,5	4,2	4,0	4,5	4,2	4,4
Kraftv. fjärrv	2,1	5,5	5,4	5,3	5,7	4,9	4,5	4,5
Kondenskr.	0,3	0,4	3,6	0,4	0,2	0,2	0,1	0,2
Gasturbinkr.	0,1	0,1	0	0	0	0	0	0
Användning	139,7	142,2	142,2	142,5	143,9	143,4	146,6	150,4
Nettoimport	-2,5	-1,7	6,1	-2,7	-10,7	-7,5	4,7	-5,9

Källa: Energimyndigheten. Prognos för 2001 uppdaterad per november.

Som kommentarer till tabell 3.2 kan bl.a. sägas:

- År 2000 var ett extremt våttår, och *vattenkraftproduktionen* på knappt 78 TWh var rekordartad. Som framgår av tabellen bedöms en liknande nivå uppnås under 2001. Under ett år med normal tillrinning finns kapacitet att producera 64,2 TWh el exklusive förluster. Extrema torrår, som t.ex. 1996, kan den svenska vattenkraftproduktionen vara så låg som 51 TWh.
- Att *kärnkraftproduktionen* var klart lägre 2000 än 1999 kan enligt Energimyndighetens rapport Elmarknaden 2001 delvis förklaras av att tillgången på vattenkraft var god, vilket ledde till låga elpriser och mindre behov av annan kraft. Därtill sägs i Energimyndighetens rapport att producenterna också minskade kärnkraftproduktionen för att få upp priserna. Till den lägre produktionen bidrog också att den första reaktorn i Barsebäck stängdes den 30 november 1999. Som framgår av tabellen bedöms kärnkraftproduktionen öka under 2001.
- Beträffande konventionell *värme*kraft kan sägas att den installerade effekten under senare år har minskat i Sverige. Före avregleringen av elmarknaden 1996 kunde, i händelse av t.ex. torrår, sträng vinterkyla eller större kärnkraftavställningar, ett antal större oljekondensanläggningar med höga rörliga produktionskostnader utnyttjas som reservkraft. Av dessa cirka 3 000 MW finns dock idag endast några hundra MW att ta till. Resten har stängts p.g.a. att kostnaden för att hålla denna driftreserv tillgänglig av de enskilda ägarföretagen bedömts vara för hög.

Hur mycket svensk produktionskapacitet som tillkommit respektive lagts ned sedan 1996 framgår av tabell 3.3 på nästa sida. Som jämförelse har i tabellen även lagts in motsvarande förändring totalt för Norden. Den nya svenska effekten är främst biobränsleeldad kraftvärme, medan den nedlagda, som nämnts ovan, främst är ett antal kondenskraftanläggningar för topplastproduktion och Barsebäck 1.

Tabell 3.3 Förändring i produktionskapacitet 1996–2000 (MW)

	Norden		Sverige	
	Ny effekt	Nedlagd effekt	Ny effekt	Nedlagd effekt
1996	1 273	498	135	
1997	2 039	702	115	229
1998	1 756	2 508	101	2 151
1999	897	2 285	46	1 155
2000	1 237	529	260	251
Summa	7 202	6 522	657	3 786
Installerad effekt 2000-12-31		87 191		30 894

Källa: Nordel

Nedan i tabellerna 3.4 till 3.6 redovisas hur övriga nordiska länders elproduktion på årsbasis utvecklats under senare år. Observera att streckmarkering kan betyda både ingen och i sammanhanget försumbar produktion.

Tabell 3.4 Elproduktion i Danmark åren 1990, 1995–96 samt 2000 (TWh)

	1990	1995	1996	2000
<i>Total produktion</i>	24	34	50	34
Vattenkraft	-	-	-	-
Vindkraft	0,6	1,2	1,2	4,2
Kärnkraft	-	-	-	-
Kraftvärme, industri	0	1,1	1,6	2,2
Kraftvärme, fjärrvärme	8	13	15	-
Kondenskraft	15	19	32	28*
Gasturbinkraft	-	-	-	-
<i>Användning</i>	31	34	35	35
Nettoimport	7,0	-0,8	-15	0,7

\* Inklusiv produktion i kraftvärmeverk

Källa: Energimyndigheten

Som framgår av tabell 3.4 baseras produktionen i Danmark främst på konventionell värmekraft. I första hand handlar det om förbränning av kol och naturgas i kraftvärmeverk och kondenskraftverk. Danmark har också den största andelen vindkraftproducerad el i Norden, 12 procent av total produktion år 2000.

Tabell 3.5 Elproduktion i Finland åren 1990, 1995–96 samt 2000 (TWh)

	1990	1995	1996	2000
<i>Total produktion</i>	52	61	66	67
Vattenkraft	11	13	13	14
Vindkraft	-	-	-	-
Kärnkraft	18	18	19	22
Kraftvärme, industri	7,7	9	10	12
Kraftvärme, fjärrvärme	8,5	11	12	13
Kondenskraft	6,6	8,9	14	7
Gasturbinkraft	-	-	-	-
<i>Användning</i>	62	69	69	79
Nettoimport	11	8,4	3,6	12

Källa: Energimyndigheten

Den finska elproduktionen baseras, som framgår av tabell 3.5, på konventionell värmekraft, kärnkraft och vattenkraft. De bränslen som utnyttjas mest i de finska värmekraftverken är bibränsle följt av naturgas och torv. Som kommentar till tabellen kan sägas att produktionen under januari-oktober 2001 var ca 4 TWh större än under motsvarande period 2000, ökningen härrör sig framför allt till kraftvärme och kondenskraft<sup>1</sup>.

Tabell 3.6 Elproduktion i Norge åren 1990, 1995–96 samt 2000 (TWh)

	1990	1995	1996	2000
<i>Total produktion</i>	120	121	104	143
Vattenkraft	120	121	103	142
Vindkraft	-	-	-	-
Kärnkraft	-	-	-	-
Övrig värmekraft	0,5	0,5	0,5	0,7
<i>Användning</i>	105	114	113	124
Nettoimport	-16	-6,7	9,0	-19

Källa: Energimyndigheten

Som framgår av tabell 3.6 bygger den norska elproduktionen nästan helt på vattenkraft (99,5 procent år 2000). Den resterande delen av elproduktionen utgörs i huvudsak av naturgaskraft. Det bör noteras att den norska elproduktionen sjunkit kraftigt under 2001 jämfört med

<sup>1</sup> Källa: Energia snabbstatistik oktober 2001.

2000. Under januari-oktober 2001 var produktionen således knappt 20 procent lägre än under motsvarande period 2000. Orsaken är minskad tillrinning<sup>2</sup>.

Att vattenkraftproduktionen under 2001 minskat i Norge innebär också att vattenkraftproduktionen jämfört med 2000 totalt sett minskat i det nordiska elböransområdet, trots att den svenska produktionen legat på rekordnivå, se tabell 3.7 nedan.

Tabell 3.7 Elproduktion i elböransområdet år 2001, t.o.m. vecka 49

	2001 (TWh)	Förändring från 2000
Vattenkraft	195,2	- 9,8 %
Kärnkraft	85,0	+ 21,0 %
Övrig termisk produktion (inkl. vindkraft)	75,7	+ 11,8 %
<i>Total produktion</i>	355,9	+ 0,5 %
Nettoimport	5,5	–

Källa: Nord Pool

### 3.2 Produktionskostnader

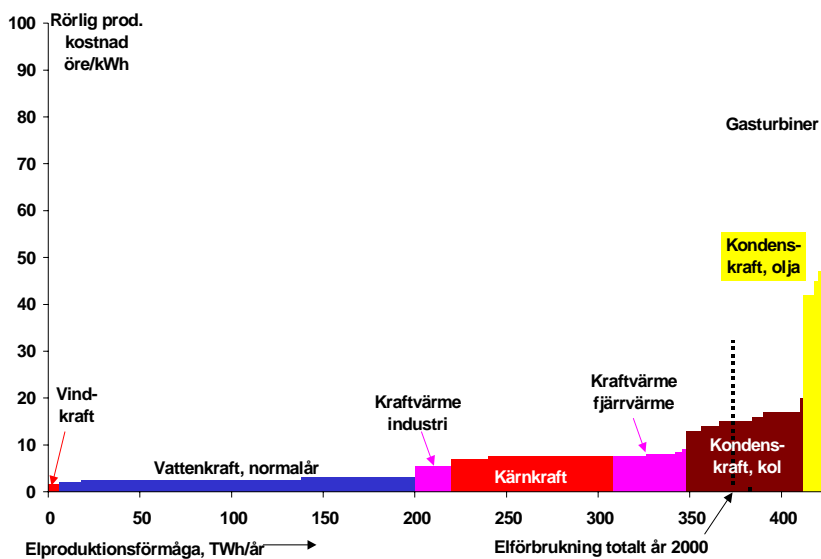
Det nordiska elförsörjningssystemet är mycket beroende av vattenkraftsystemen i Norge och Sverige. Tillrinningen i de två länderna är i allmänhet väl korrelerad, dvs. när tillrinningen är liten i Norge så brukar den vara det också i Sverige. På nordisk basis kan härmed vattenkraftproduktionen variera kraftigt (upp till 70 TWh) mellan torra och våta år. Ett normalår uppgår vattenkraftproduktionen i Norden till ca 180–190 TWh. Det extrema vååret 2000 uppgick den samlade produktionen till 234 TWh.

Vattenkraften har lägst rörliga kostnader i det nordiska elförsörjningssystemet<sup>3</sup> och är därför den produktionskälla som blir först utnyttjad. Med stigande efterfrågan och/eller minskat utbud av vattenkraft kommer sedan övriga kraftslag att tas i drift i stigande ”marginalkostnadsordning”. Detta illustreras av figur 3.1 på nästa sida.

<sup>2</sup> Källa: Norges vassdrags- og energidirektorats korttidsstatistik oktober 2001.

<sup>3</sup> Tillsammans med vindkraft, vars totala volym dock är mycket liten vid jämförelse.

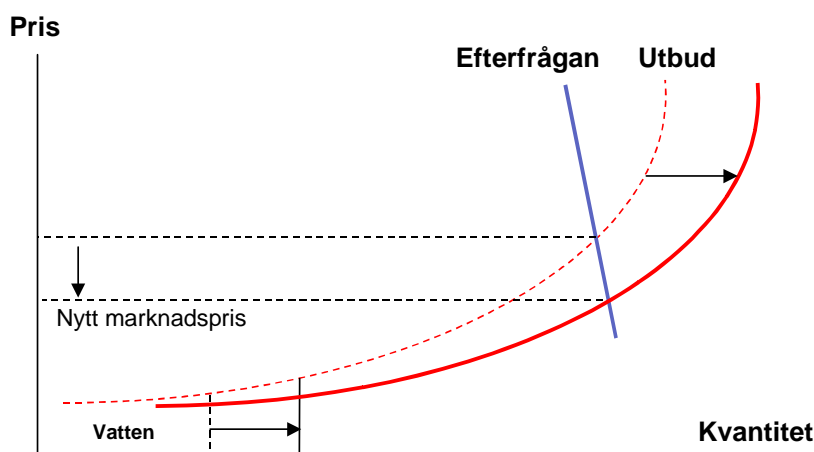
Figur 3.1 Produktionsförmågan i Norden under normalår, stadium 2000/2001



(Källa: Svensk Energi)

Vattentillgången spelar stor roll för prissättningen på råkraftmarknaden/elbörsen (vilket kommer att diskuteras mer i detalj i kapitel 5). Den fundamentala förklaringen till detta är att en förändring i hydrologin kommer att skjuta utbudskurvan åt något håll, vilket innebär att andra anläggningar med andra marginalkostnader kommer att bli prissättande på marknaden. Av den anledningen kommer hydrologin att påverka prisbildningen i de flesta situationer, även om det sker indirekt i många fall. Detta illustreras i figur 3.2 på nästa sida, vilken hämtats från ABB Financial Consultings rapport åt utredningen.

Figur 3.2 Principiella effekter av ett våtår



### 3.3 Aktörer och ägande

I detta avsnitt beskrivs först aktörer och ägande inom svensk kraftproduktion, varvid också redogörs för ägarbilden i kärnkraftverken (3.3.1). Därefter relateras bilden av den svenska kraftproduktionen till förhållandena på den nordiska marknaden (3.3.2).

#### 3.3.1 Kraftproducenter i Sverige

Sveriges elproduktion domineras av få stora bolag. År 2000 svarade således sex företag för 93 procent av landets totala elproduktion. Dessa sex – Vattenfall, Sydkraft, Birka Energi, Fortum Kraft (tidigare Stora Enso), Skellefteå Kraft och Graninge – är för övrigt på väg att minska till fem sedan Fortum i november 2001 meddelat att man kommit överens med Stockholms Stad om att ta över hela Birka Energi, som tidigare ägts på 50/50-basis av dessa två parter.

Vid avregleringen 1996 dominerades elmarknaden av sju företag. Birka Energi representerades då av Stockholm Energi och Gullspång Kraft, vilka fusionerades 1998. Totalt sett har således antalet större kraftföretag minskat på den svenska marknaden. Deras andel av elmarknaden 1996 var dock i samma storleksordning, 92 procent av

totalt producerad el. I tabell 3.8 nedan redovisas Sveriges största elproducenter och deras elproduktion från 1996 och framåt.

Tabell 3.8 Sveriges största elproducenter och deras elproduktion i Sverige åren 1996–2000 (TWh)

	1996	1997	1998	1999	2000	Förändring av andel 96-00
Vattenfall	71,3	73,5	75,6	79,6	69,3	-3,0
Sydkraft	24,7	28,2	30,4	27,5	27,2	+1,3
Birka Energi	-	-	-	21,0	21,4	+0,4
- Stockholm Energi	10,4	9,7	11,1	-	-	-
- Gullspångs Kraft	9,8	10,5	11,3	-	-	-
Fortum Kraft	-	-	-	-	6,4	-0,9
- Stora Enso	5,3	6,1	6,7	6,0	-	-
Skellefteå Kraft	2,2	2,5	2,7	3,0	2,9	+0,5
Graninge	1,8	2,5	2,9	2,6	3,2	+1,0
Summa	125,5	133,0	140,7	139,7	130,4	+0,8
Totalt i Sverige	136,0	145,2	154,6	150,9	140,1	

Källa: Energimyndigheten

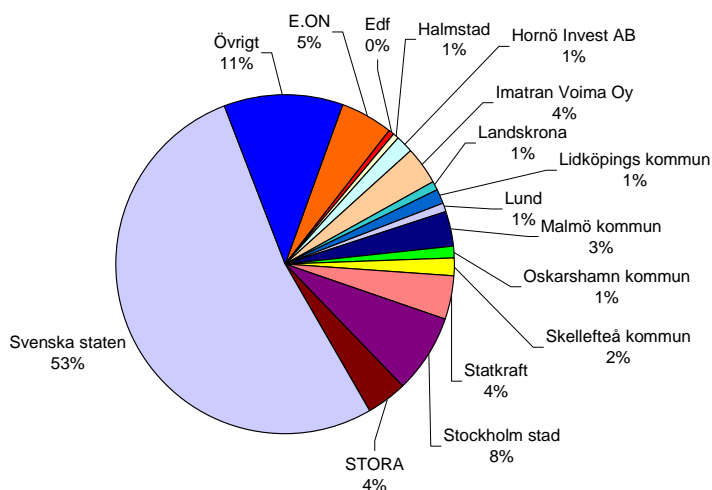
Som framgår av tabellen har bolagens respektive andel av produktionen i stort sett inte förändrats mellan 1996 och 2000. Däremot har det under denna period skett relativt stora förändringar i ägandet av bolagen. Sålunda har en internationalisering skett av den svenska elbranschen under senare år, vilken verkat i två riktningar:

- Utländska kraftföretag har förvärvat betydande andelar av aktiekapitalet i svensk kraftproduktion. T.ex. blev Sydkraft i maj 2001 dotterbolag till tyska E.ON, i bolaget har dock även norska Statkraft en betydande post. Som framgått har vidare finska Fortum nyligen gjort upp om att ta över hela Birka Energi, från att tidigare ha ägt 50 procent. I juni 2000 köpte Fortum också kraftanläggningarna ägda av Stora Enso, inklusive andelen i finska PVO. Även i Graninge finns betydande utländska ägarintressen, genom franska Edf och E.ON.
- Svenska företag har förvärvat utländska kraftbolag. I synnerhet Vattenfall har varit mycket aktivt i bl.a. Tyskland och Polen.



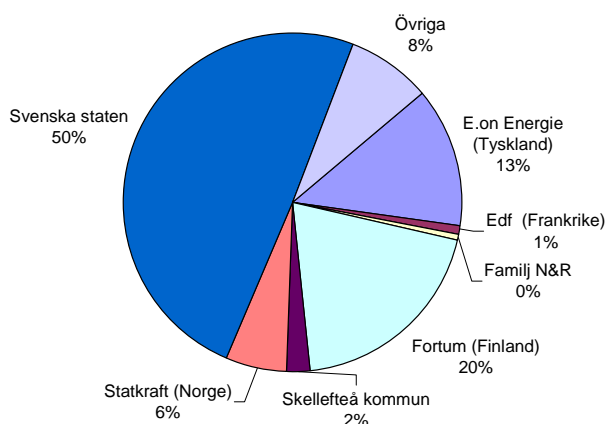
Som framgår av figurerna 3.3 och 3.4 nedan har den ovan beskrivna utvecklingen inneburit att det utländska ägarinflytandet i svensk kraftproduktion, sett till bolagens röstetal, ökat från 13 procent 1996 till 40 procent 2001, med hänsyn taget även till Fortums fullständiga övertagande av Birka Energi. Det bör dock noteras att svenska staten genom sitt 100-procentiga ägande i Vattenfall alltså är den störste ägaren av svensk kraftproduktion.

Figur 3.3 Ägarinflytande i svensk elproduktion 1996 (136 TWh)



(Källa: kraftbolagens årsredovisningar 1996)

Figur 3.4 Ägarinflytande i svensk elproduktion 2000/01 (140 TWh)



(Källa: kraftbolagens årsredovisningar 2000, halvårsrapport 2001, pressmeddelande från Fortum 2001-11-06)

### Ägandet i kärnkraften

De svenska kärnkraftverken är alla samägda av de större kraftbolagen. Detta har delvis historiska förklaringar, men har också förstärkts genom Barsebäcksuppgörelsen varigenom Sydkraft och Vattenfall kom att samäga Barsebäcks- och Ringhalsverken. Ägandet i kärnkraften ser ut på följande sätt:

- Forsmarks Kraftgrupp AB har tre reaktorer med en total installerad effekt på 3 087 MW el. 2000 producerades 19 TWh el. Forsmark ägs av Vattenfall (66 procent), Mellansvensk Kraftgrupp där Birka Energi är dominerande ägare (25,5 procent) samt Sydkraft (9 procent).
- Ringhalsgruppen består av Barsebäck Kraft AB och Ringhals AB. Ägare är Vattenfall (74,2 procent) och Sydkraft (25,8 procent). Totalt har Ringhalsgruppen en installerad effekt på 4 150 MW, fördelat på fem kärnkraftsreaktorer, en i Barsebäck och fyra i Ringhals. 2000 producerades 22 TWh el.
- Oskarshamn (OKG AB) har en installerad effekt på totalt 2 210 MW fördelat på tre reaktorer. År 2000 producerades

14,2 TWh el. OKG ägs av Sydkraft AB till 54,5 procent. Övriga delägare är Birka Energi AB (35,5 procent) och Fortum Kraft AB (10 procent).

Enligt vad utredningen inhämtat från inblandade kraftbolag sker produktionsplanering av kärnkraftverken på så sätt att varje delägare var för sig bestämmer önskad mängd produktion för kommande driftcykel samt om volym, nedreglering och s.k. coast-down-längd<sup>4</sup>. Detta sägs ske utgående ifrån de ramar som styr möjlig produktion bland annat med hänsyn till planerade revisioner och tekniska begränsningar. Samtliga delägares önskemål sammanställs av kraftbolaget till en fysisk laddning av respektive reaktor. Laddningen fastställs i respektive bolags styrelse.

Vidare har till utredningen från inblandade kraftbolag framförts att delägarna sedan under driftperioden var för sig bestämmer volymen produktion. Detta kan innebära önskemål om nedreglering av de andelar som delägaren har i kraftbolaget. Delägarna framför sina önskemål till produktionsledningen för kraftverket. Vattenfall har produktionsledning för Forsmark, Ringhals och Barsebäck samt Sydkraft för OKG. Produktionsledningen sammanställer önskemålen och beordrar ändring av den fysiska produktionen i kraftverket. Detta sker i dialog med kraftverket för att ta hänsyn till bland annat tekniska förutsättningar och begränsningar. Produktionsledningen räknar ut nya andelstal så att varje delägare får den kraft som önskas. Information till marknaden lämnas enligt Nord Pools regelverk.

Jämförelse kan göras med vattenkraften där produktionsanläggningarna och vattenmagasinen i många fall är delägda i en och samma älv. Delägarna bestämmer var för sig mängden produktion i respektive kraftverk. Respektive delägares produktion sammanställs och övervakas och denna saldokontroll utförs av vattenregleringsföretagen.

---

<sup>4</sup> Den tid som reaktoreffekten planeras kontinuerligt sjunka på grund av optimering av bränslekostnad mot förväntad intäkt.

### 3.3.2 Svensk kraftproduktion i ett nordiskt perspektiv

Om den svenska elmarknaden studeras isolerat kan konstateras att några få aktörer har stora marknadsandelar. I kraftproduktionen har Vattenfall en marknadsandel på ca 50 procent, Sydkraft ca 20 procent och Birka Energi tillsammans med Fortum Kraft ca 20 procent.

Som sades inledningsvis bör dock elproduktionens struktur numera ses i ett nordiskt perspektiv. På den gemensamma nordiska marknaden är de svenska kraftbolagens marknadsandelar av naturliga skäl mindre. Samtidigt bör sägas att, vilket kommer att framgå närmare av kapitel 5, den nordiska marknaden inte sällan är uppdelad i prisområden, varvid Sverige i praktiken fungerar som en nationell råkraftmarknad

Av tabell 3.9 nedan framgår respektive nordiskt lands största producenters andelar av nordisk produktion. Observera att Fortums verksamhet i Finland respektive i Sverige redovisats var för sig i tabellen.

Tabell 3.9 Nordens största elproducenter och deras elproduktion 2000

Producent	Elproduktion 2000 (TWh)	Andel i Norden (%)
Vattenfall	69,3	18
Sydkraft	27,2	7
Birka/Fortum Kraft	21,4 + 6,4	7
<i>Totalt Sverige</i>	<i>140,1</i>	<i>36</i>
Statkraft	40,2	10
Norsk Hydro	11,5	3
<i>Totalt Norge</i>	<i>142,8</i>	<i>37</i>
Fortum	40,7	11
Pohjolan Voima Oy	15,1	4
<i>Totalt Finland</i>	<i>67,2</i>	<i>17</i>
Elsam	12,5	3
Energi E2	12,1	3
<i>Totalt Danmark</i>	<i>34,2</i>	<i>9</i>
Totalt Nordens största elproducenter	250,0	65
<i>Totalt Norden</i>	<i>384,3</i>	<i>100</i>

Källa: Energimyndigheten, med viss egen bearbetning

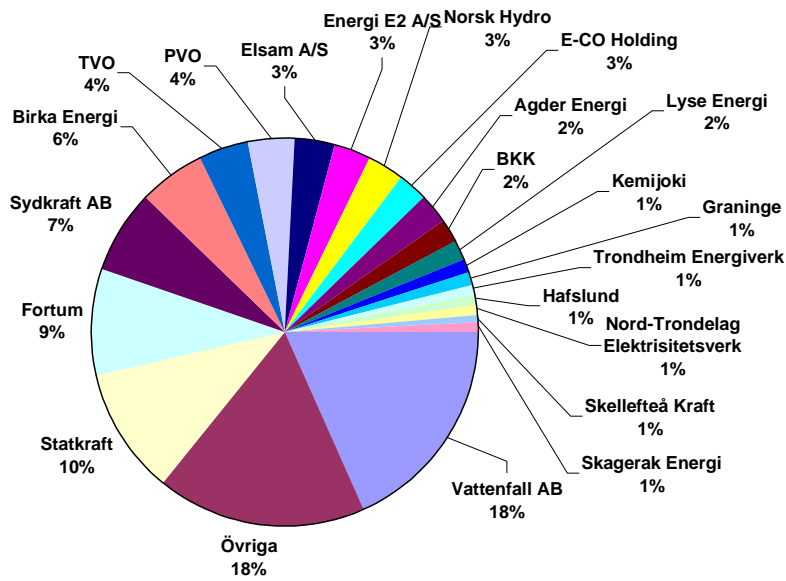
Som framgår av tabell 3.9 har Sveriges största producent Vattenfall en stark marknadsställning även i ett nordiskt perspektiv. En

marknadsandel på 18 procent – som för övrigt även Fortum når upp till om de finska och svenska delarna summeras – kan dock inte betraktas som en dominerande ställning. Visserligen finns inte, som kommer att framgå närmare av kapitel 9, någon given gräns för vad som betraktas som en dominerande ställning på en viss marknad. Men i förarbetena till konkurrenslagen uttalas att man bör kunna dra slutsatsen att procenttal över 40 förefaller vara beaktansvärda och tydliga tecken på dominans samt att en marknadsandel över 50 procent skapar en presumtion för att företaget i fråga har en marknadsdominerande ställning. Skulle marknadsandelen överstiga 65 procent torde presumtionen för marknadsdominans bli nästan omöjlig att kullkasta.

Att marknadsconcentrationen sett till nordisk nivå torde vara godtagbar har också visats vid beräkningar av s.k. Herfindahlindex. Detta är en metod för att söka värdera en marknadsconcentration. Indexet beräknas som summan av de kvadrerade marknadsandelarna. Ett monopol får ett index på 10 000 (100 i kvadrat), ett helt symmetriskt duopol får ett index på 5 000 (50 i kvadrat plus 50 i kvadrat), osv. Indexet kan ge en indikation om när marknadsconcentrationen är av sådan art att den innebär risker för marknadens funktion, låt vara att även andra aspekter måste vägas in i en total bedömning, t.ex. företagens ekonomiska styrka, förekomst av potentiell konkurrens och inträdeshinder m.m. Allmänt brukar ett värde under 1 000 sägs innebära att concentrationen är låg. Marknader där index ligger mellan 1 000 och 1 800 brukar betraktas som måttligt koncentrerade, medan marknader med ett värde över 1 800 betecknas som mycket koncentrerade. Beträffande elproduktion har undersökningar gjorts som talar för att – sett utifrån de tre största producenterna i respektive land – Sverige är att betrakta som en mycket koncentrerad marknad, med ett index över 3 000, medan Norden sett som en gemensam marknad torde ha låg concentration, med ett index under 1 000.

Hela den nordiska bilden av kraftbolagens marknadsandelar sammanfattas i figur 3.5 på nästa sida. Observera att uppgifterna till följd av varierande källmaterial i något fall skiljer sig från tabell 3.9.

Figur 3.5 Kraftbolagens andel av elproduktionen i Norden 2000, totalt 385 TWh



(Källa: kraftbolagens årsredovisningar, ÅF-Energikonsult).

## 4 Frågor om effektreserv, balansansvar m.m.

Många elmarknadsaktörer har till utredningen framfört att man ser risker i balansansvarsrollen som kan leda till att företag hoppar av balansansvaret. De omständigheter som framhållits som problematiska avser främst vissa aspekter kring hur den svenska balansavräkningen är organiserad samt kring konsekvenser av åtgärder som vidtagits för att möta den ökade risken för effektbrist.

Med hänsyn till att utredningen enligt direktiven skall identifiera om det finns behov av kompletterande åtgärder för att en väl fungerande konkurrens med lika villkor för marknadens aktörer skall kunna upprätthållas menar utredningen att det finns skäl att uppmärksamma den kritik som framförts.

Syftet med kapitlet är mot denna bakgrund att söka sammanfatta de kritiska synpunkter som framförts till utredningen, samt kommentarer och synpunkter kring detta som till utredningen framförts av Svenska Kraftnät. I kapitlet tar utredningen inte själv ställning för eller emot de synpunkter som redovisas, utan utredningens syn redovisas i kapitlet Sammanfattning och förslag.

Kapitlet har disponerats enligt följande. I avsnitt 4.1 beskrivs Svenska Kraftnäts balanstjänst och frågor kopplade till balansregleringen. I avsnitt 4.2 behandlas frågor kopplade till den ökade risken för effektbrist. Avsnitt 4.3 tar upp vissa övriga frågor.

### 4.1 Balanstjänst och balansreglering<sup>1</sup>

Elektrisk kraft är en speciell produkt i så måtto att den inte kan lagras utan måste produceras i samma takt som den används. Ansvaret för att upprätthålla balans mellan produktion och förbrukning i landet ingår i Svenska Kraftnäts systemansvar. I Svenska Kraftnäts centrala

---

<sup>1</sup> Beskrivningen av balanstjänst och balansreglering bygger främst på Energimyndighetens rapport Elmarknaden 2001 och en PM (En- eller tvåprisavräkning m.m.) som Svenska Kraftnät tagit fram på uppdrag av utredningen.

kontrollrum finns bemanning dygnet runt för att se till att frekvensen i näten ständigt hålls mellan gränsvärdena 49,9 och 50,1 Hz.

För att lösa denna uppgift samarbetar Svenska Kraftnät med ett fyrtiotal balansansvariga. Dessa har i avtal med Svenska Kraftnät tagit på sig balansansvar för en eller flera elanvändare. Ansvar innebär att man tar ekonomiskt ansvar för att det svenska elsystemet, för varje timme, tillförs lika mycket el som förbrukas av de elanvändare man har balansansvar för.

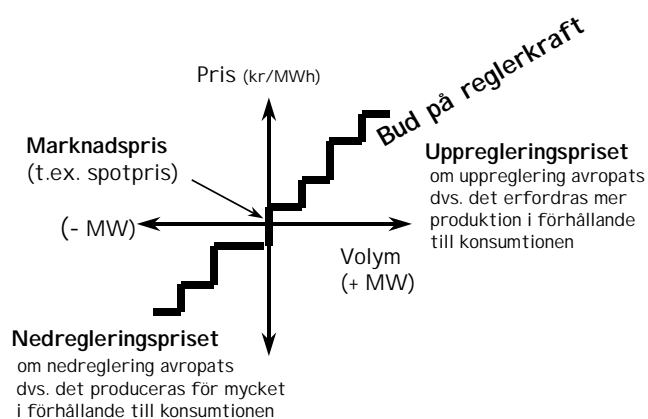
Den balansansvarige kan skapa balans mellan sin tillförsel och förbrukning genom planering av eventuell egen produktion eller genom att handla med andra balansansvariga eller på elbörsen. När spotmarknaden har stängt finns möjlighet för aktörer i Sverige och Finland att handla fram till två timmar före drifttimmen på den s.k. Elbasmarknaden, som är nära knuten till elbörsen.

Den balansansvarige skall planera för timbalans mellan sin tillförsel och sitt uttag av el. I driftskedet uppstår ändå obalanser, vilka skall rättas till av Svenska Kraftnäts balanstjänst under själva drifttimmen, genom s.k. balansreglering. Denna kan ske på olika sätt:

- *Primärreglering*, som innebär att den fysiska balansen i elsystemet finjusteras genom att produktionen i ett antal vattenkraftverk automatiskt ökas eller minskas.
- *Sekundärreglering*, som är en manuell uppreglning (ökad produktion och/eller minskad förbrukning) eller nedreglering (minskad produktion och/eller ökad förbrukning) av reglerobjekt och sker i form av kraftaffärer med de balansansvariga som tecknat avtal med Svenska Kraftnät om att delta i balansregleringen. Balansansvariga som har möjlighet att snabbt (inom maximalt tio minuter) ändra sin produktion eller förbrukning under drifttimmen kan lämna bud om upp- eller nedreglering till Svenska Kraftnäts balanstjänst. Anbud för balansreglering arrangeras i prisordning för varje drifttimme (se figur 4.1 på nästa sida). När det krävs centrala åtgärder för att justera elbalansen aktiverar balanstjänsten det fördelaktigaste anbudet genom avrop.



Figur 4.1 Priskurva för kraft som används för balansreglering



Vid slutet av varje timme bestäms regleringspriset efter den dyraste åtgärden vid uppreglering (balanstjänsten köper el), eller den billigaste åtgärden vid nedreglering (balanstjänsten säljer el), som använts under timmen. Detta regleringspris gäller för alla som har avropats för att reglera balansen upp eller ned.

När drifttimmen passerats kan respektive balansansvarigs eventuella obalans fastslås. Genom den s.k. balansavräkningen fördelar den systemansvariga därefter kostnaderna för regleringen mellan de balansansvariga företagen på elmarknaden på basis av deras obalanser. Den som haft obalans av sådant slag att man bidragit till att regleringsåtgärden behövt vidtas debiteras, medan den som, så att säga, haft obalans "åt rätt håll" krediteras. Med "rätt" håll menas att aktörens obalans i avräkningen är åt det håll som hjälper systemet, dvs. positiv obalans (mer tillförsel än uttag) för uppregleringstimmar och negativ obalans (mindre tillförsel än uttag) för nedregleringstimmar.

Hur balansavräkningen sker varierar något mellan olika nordiska länder. I Norge och Finland beräknas t.ex. eventuella obalanser genom att rakt av jämföra tillförsel och uttag av el för varje balansansvarig och timme. Även Sverige tillämpade tidigare en sådan modell. Men i syfte att bl.a. skapa en effektivare total balansreglering övergick Svenska Kraftnät i november 1999 till en modell med tre balanskontroller per timme, i vilken produktion, förbrukning och handel skiljs åt i avräkningen. En liknande modell tillämpas även i Danmark.

En annan variation mellan olika nordiska länder finns vad beträffar till vilket pris balansavräkningen sker. I Norge tillämpas s.k. enprisavräkning, vilket innebär att all balanskraft (dvs. aktörens efter drifttimmen konstaterade oplanerade avvikelser från balans) avräknas till regleringspriset. Det betyder att de aktörer som krediteras för obalans åt "rätt" håll får samma pris som de aktörer som aktivt reglerar åt det systemansvariga organet Statnett.

I Sverige, Finland och Danmark används istället ett tvåprissystem, i vilket de som reglerar aktivt får ett pris (upp- eller nedregleringspriset) medan de som har obalans åt "rätt" håll inte får någon extra ersättning utöver spotmarknadspriset. Enligt Svenska Kraftnät avspeglar detta att systemoperatören är mycket angelägen om att få in bud, även avseende förbrukningsminskningar, till regleringen, istället för att godta passiv hjälp till systemet.

Både i en- och tvåprisavräkning gäller att den som haft obalans av sådant slag att man bidragit till att regleringsåtgärden behövt vidtas får betala regleringspriset.

För Sveriges del kan prissättningen i balansavräkningen beskrivas på följande sätt:

- Om *endast uppreglering* har beställts av Svenska Kraftnäts balans-tjänst gäller uppregleringspriset för aktörer med en negativ obalans (dvs. mindre tillförsel än uttag), medan de andra avräknas till spotmarknadspris (område Sverige).
- Om *endast nedreglering* har beställts gäller nedregleringspriset för aktörer med en positiv obalans (dvs. mer tillförsel än uttag), medan övriga avräknas till spotmarknadspris.
- Under de få timmar då *både upp- och nedreglering* har beställts tillämpas antingen upp- eller nedregleringspriset i avräkningen beroende på vilken regleringsriktning som motsvarar störst energivolym. Om volymerna är lika tillämpas spotpriset.
- Om *ingen reglering* har beställts avräknas alla aktörer till spotmarknadspris.

#### *Kritik som till utredningen framförts mot den svenska modellen för balansavräkning*

Ett flertal elmarknadsaktörer har till utredningen framfört kritik mot den svenska modellen för balansavräkning. Denna kritik har i huvudsak kretsat kring följande teman:

- *Stora och/eller kraftproducerande aktörer anses ha konkurrensfördelar jämfört med elhandlare utan egen produktion respektive större kunder.* Ett exempel på en sådan konkurrensfördel som framhållits är att balansansvariga som har egen kraftproduktion kan delta aktivt i balansregleringen och sälja reglerkraft till Svenska Kraftnät. Ett annat exempel är att stora aktörer har många kunder vars respektive obalanser kan slå åt olika håll, vilket har sagts kunna innebära att prognosfel hos olika kunder sammanlagras på sådant sätt att kostnaden per omsatt MWh blir lägre för en stor aktör än för en liten.
- *Enprisavräkning anses vara enklare än tvåprisavräkning.* Till detta har flera skäl framförts till utredningen. Ett är att i enprisavräkning aktiv reglering inte behöver skiljas från passiv balanskraft. Ett annat skäl som framförts är att enprisavräkning anses ge mindre risk för den balansansvarige, eftersom man får en större intäkt de gånger man ligger i obalans åt ”rätt håll”. Flera stora elkunder (processindustrier o.d.) har till utredningen framfört att den större risk man bedömer att tvåprissystemet ger i detta hänseende gör att man avstår från att ta eget balansansvar. Ett tredje skäl som angivits är att i enprismodellen utgifter och intäkter från balans- och reglerkraft balanserar varje timme, medan tvåprismodellen genererar en intäkt för den systemansvarige.
- *En harmoniserad nordisk lösning anses vara att föredra.* Bland annat har angivits att konkurrensen skulle kunna öka i en mer harmoniserad marknad där aktörer lättare kan operera i flera länder utan att behöva ta särskild hänsyn till olika avräkningssystem och regelverk.

Svenska Kraftnät har, i bl.a. en PM man tagit fram åt utredningen<sup>2</sup>, lämnat vissa kommentarer till den kritik som framförts. Beträffande i vilken mån större aktörer med många kunder har fördel av sammanlagringseffekter har Svenska Kraftnät bl.a. framfört att mindre aktörer med mindre resurser möjligen kan ha svårare att göra prognoser. Men att om å andra sidan en mindre aktör har god kunskap om sina kunders förbrukningsmönster och korrelation till temperaturen m.m., så har han alla förutsättningar att göra en bättre förbrukningsprognos än vad en stor aktör med mer överskådlig kundstruktur kan göra.

---

<sup>2</sup> En- eller tvåprisavräkning m.m.

Vidare har Svenska Kraftnät, vad beträffar för- och nackdelar med en- respektive tvåprisavräkning, bl.a. framfört att en stor nackdel med enprisavräkning är att aktörer av spekulationsskäl kan frestas att medvetet ha obalans, i syfte att få förtjänst från ett bättre pris för balanskraft än på spotmarknaden. Omvänt sägs den största fördelen med tvåprisavräkning vara att de balansansvariga inte får incitament att medvetet avvika från sina balanser.

Vidare har Svenska Kraftnät framhållit att strukturen på ett lands elproduktionssystem har stor betydelse för vilken avräkningsmodell som är lämpligast. Således sägs enprisavräkning passa bra i Norge, som har en homogen produktionsapparat där så gott som 100 procent av elproduktionen är vattenkraft från stora magasin. Detta gör att det har funnits gott om reglerkraft i Norge. I Sverige, Finland och Danmark, vars elsystem präglas av en blandning av vattenkraft, kärnkraft, kondenskraft m.m., är enprisavräkning en mindre lämplig metod enligt Svenska Kraftnät. I sådana system finns det både aktörer som har investerat i reglerbar produktion – huvudsakligen vattenkraftproducenter för Sveriges del – och aktörer som inte har gjort det. Enligt Svenska Kraftnät är det därför väsentligt att kostnader för bl.a. reglering fördelas på ett sätt som alla aktörer upplever som rättvist och som skapar tillräckliga incitament för aktörer att bjuda reglerkraft samt bibehålla befintlig (och eventuellt investera i ny) reglerkapacitet.

Vad beträffar huruvida en harmoniserad nordisk lösning vore att föredra har Svenska Kraftnät framhållit att man helt delar denna syn. Men att det inte är givet att en nordisk harmonisering bör leda till enprisavräkning. Med hänsyn bl.a. till att Sverige, Danmark och Finland har tvåprisavräkning menar Svenska Kraftnät att det är mer sannolikt att nordisk harmonisering kommer att leda till tvåprisavräkning i hela Norden.

Enligt Svenska Kraftnät har valet mellan en- och tvåprisavräkning inte avgörande betydelse för hur resurskrävande balanstjänsten blir, vilket vissa aktörer hävdade till utredningen.

#### *Idéer om utveckling*

På uppdrag av utredningen har Svenska Kraftnät analyserat möjliga sätt att utveckla den svenska modellen för balansavräkning, i syfte att bättre tillgodose kritiska synpunkter av det slag som framförts till

utredningen<sup>3</sup>. Utgångspunkten har varit att söka underlätta för mindre företag att bli balansansvariga. Som framgått ovan är nämligen vissa aktörer (bl.a. på förbrukningssidan) idag tveksamma till att ta eget balansansvar.

Svenska Kraftnät har övervägt följande tre alternativa modifieringar av dagens modell:

- Enprisavräkning för balanskraft för förbrukning, men alltså tvåprisavräkning för planerad balanskraft och balanskraft för produktion.
- ”1,5-prisavräkning” på förbrukningsobalansen, dvs. en kompromiss mellan en- och tvåprisavräkning. Liksom i en- och tvåprisavräkning skulle balansansvariga som har obalans åt fel håll avräknas till upp- eller nedregleringspriset. Däremot skulle de som har obalans åt rätt håll få ett bättre pris än spotpriset, t.ex. beräknat som medelvärdet av spotpriset och upp- respektive nedregleringspriset.
- ”Vingelmån” i beräkningen av balanskraft för förbrukning. Denna variant innebär att tvåprisavräkning behålls, men att det oförmånligare priset tillämpas först för obalans åt fel håll över en viss storlek. En svårighet kan vara att bestämma vid vilken storlek gränsen skall dras.

Svenska Kraftnäts bedömning av dessa tre modeller är att enprisavräkning är olämplig, även om den endast omfattar förbrukningsbalansen. En sådan modell befaras av Svenska Kraftnät leda till en sämre balansreglering, särskilt i situationer som är kritiska för elsystemets säkerhet. Även modellen med ”1,5-prisavräkning” på förbrukningsobalansen sägs av Svenska Kraftnät innebära en risk att balansregleringen försämras i kritiska situationer, men bedöms ändå vara att föredra framför ren enprisavräkning. Av de tre övervägda modellerna är ”vingelmån” den modell som enligt Svenska Kraftnät vore mest att föredra. Enligt Svenska Kraftnät kan storleken på vingelmånen lämpligen motsvara det normala prognosfelet, dvs. några procent, men den bör enligt Svenska Kraftnät maximeras till ett absolut värde.

I sammanhanget bör framhållas att de idéer som Svenska Kraftnät presenterat för utredningen är av skissartad karaktär. Innan en eventuell förändring sker av den svenska modellen för balansavräkning krävs ytterligare utredningsarbete.

---

<sup>3</sup> Analysen har redovisats i promemorian En- eller tvåprisavräkning m.m. (komplettering).

## 4.2 Problem kopplade till risken för effektbrist<sup>4</sup>

Som framgått av kapitel 3 har avregleringen av elmarknaden, med ökad konkurrens och sjunkande priser, lett till att elproduktionsanläggningar med höga kostnader har lagts ned. Tidigare fanns ett produktionsöverskott, men det har nu försvunnit då allt färre producenter finner det lönsamt att hålla reservkapacitet tillgänglig för att endast utnyttjas några få timmar per år. Sveriges effektbalans har således försämrats och i vissa scenarier (antaganden om produktions- och nättillgänglighet) är den inhemska produktionskapaciteten nätt och jämnt tillräckligt stor för att klara behovet under mycket kalla vinterdagar. Med mycket kalla vinterdagar avses i detta fall en vinter som statistiskt sett förekommer vart tionde år.

För elmarknadens funktionssätt torde frågan om hur risken för effektbrist i extrema situationer skall hanteras vara en av de mest angelägna att lösa för närvarande, vilket också framhållits av ett stort antal av de intressenter utredningen varit i kontakt med. Ett flertal åtgärder har också vidtagits för att söka lösa problemet med risk för effektbrist.

I syfte att fästa uppmärksamhet på att även ansträngda effektbalanssituationer så långt möjligt bör hanteras genom de marknadsfunktioner som står till buds tillämpar till exempel Svenska Kraftnät sedan några år tillbaka speciella priser för balanskraft vid risk för effektbrist. I sådana situationer sattes från hösten 1999 ett pris för balanskraft om 3 000 kronor per MWh respektive 9 000 kronor MWh beroende på risken för och graden av effektbrist. Från hösten 2001 har Svenska Kraftnät ytterligare skärpt prissättningen av balanskraft vid effektbrist till ett golvpris om 6 000 kronor per MWh då den s.k. störningsreserven har aktiverats respektive till ett golvpris om 20 000 kronor per MWh då bortkoppling av förbrukning beordrats. Avsikten med denna prissättning är att ge ekonomiska incitament till balansansvariga företag att värna mer om sin egen effektbalans.

Ett annat exempel på en åtgärd som syftar till att på kort sikt hantera risken för effektbrist är att Svenska Kraftnät, i nära samverkan med Svensk Energi, under hösten 2000 genomförde en upphandling av produktionskapacitet. Målet för upphandlingen var att säkra cirka 1 000 MW i tillgänglig effekt. Upphandlingen var klar i slutet av december 2000. Svenska Kraftnät accepterade anbud från sju olika produktionsanläggningar och tillgången till varje anläggning regleras i

---

<sup>4</sup> Beskrivningen bygger bl.a. på Svenska Kraftnäts rapport Den svenska effektbalansen 2000/2001 och 2001/2002 (augusti 2001).

ett avtal mellan Svenska Kraftnät och respektive ägare. Enligt avtalen skall anläggningarna vara tillgängliga till och med vintern 2002/2003. Upphandlingen omfattar oljekondens- och gasturbinanläggningar, vilka tidigare låg i malpåse.

Avtalen innebär att Svenska Kraftnät inför en effektbristsituation kan begära att de ingående anläggningarna startas och att bud lämnas till elbörsens spotmarknad. Priset på buden sätts därvid till den dubbla rörliga produktionskostnaden och överskottet från försäljningen fördelas mellan de balansansvariga företagen. Anläggningarna kan också användas på Svenska Kraftnäts begäran för snabbt uppkommande balans- eller andra systemdriftbehov. Respektive anläggningsägare får en fast ersättning och därutöver täckning för rörliga kostnader för elproduktionen. Kostnaden för att hålla dessa anläggningar tillgängliga är drygt 150 mkr per år (dvs. ca 0,10-0,15 öre/kWh) och avsikten enligt överenskommelsen med Svensk Energi är att den täcks av de balansansvariga företagen.

I november 2001 gav regeringen därtill Svenska Kraftnät i uppdrag att upphandla ytterligare 400-600 MW i effektreserver för de två närmaste vintrarna. Den utökade effektreserven beräknas kosta i storleksordningen 50 mkr och skall finansieras av Svenska Kraftnät.

Förslag till en mer långsiktig lösning på problemet med effektbrist tas för närvarande fram inom ramen för en av Svenska Kraftnät ledd utredning. Utredningens uppgift är att föreslå långsiktigt hållbara mekanismer för att effekthalansen skall kunna upprätthållas på en tillfredsställande nivå. De förslag som läggs fram skall kunna verka på såväl tillförsel- som förbrukningssidan. Utredningen är sammansatt av representanter för företag som är aktiva på elmarknaden som producenter, elhandlare och kunder samt Energimyndigheten. Vidare är akademisk expertis representerad. Utredningen skall lämna en slutrapport i januari 2002.

I november 2001 gavs Svenska Kraftnät också ett regeringsuppdrag att till den 1 oktober 2002 utarbeta en långsiktig lösning på effekthanteringen.

*Kritik som till utredningen framförts mot de åtgärder som vidtagits för att hantera risken för effektbrist*

Som framgått har ett flertal av de intressenter utredningen varit i kontakt med påtalat att det är av central betydelse att finna en rimlig, långsiktig lösning på effektbristproblematiken. Bland dessa finns en samstämmighet om – och det är även utredningens bedömning – att elpriset sannolikt måste stiga till klart högre nivåer än vad vi sett de senaste åren om de nyinvesteringar i kraftproduktion som torde behöva ske för att lösa effektproblemet skall komma till stånd.

Utredningen har emellertid inte sett det som sin uppgift att analysera hur problemet med risk för effektbrist bör lösas, utan anser att dessa frågor bäst hanteras i andra fora, t.ex. av de ovan nämnda utredningarna i Svenska Kraftnäts regi. Denna syn har också givits stöd vid de möten utredningen haft med olika intressenter.

Däremot finns i det här sammanhanget skäl att uppmärksamma vissa synpunkter som framförts till utredningen angående de åtgärder som vidtagits för att minska risken för effektbrist. Några aktörer har nämligen hävdats att dessa åtgärder medför negativa konsekvenser av sådan art att i synnerhet balansansvariga utan egen produktion kan komma att hoppa av balansansvaret. Framför allt två omständigheter har sagts vara problematiska:

Den ena är att kostnaden för Svenska Kraftnäts upphandling av effektreserver hösten 2000 fördelades ut över de balansansvariga. Enligt balansansvariga som framfört kritik till utredningen var detta en kostnad som man inte hade kalkylerat med och i många fall inte kunde föra vidare till sina kunder på grund av att försäljningen sker på fastprisavtal. Det bör dock påpekas att, som framgått ovan, finansieringen skedde i enlighet med en överenskommelse mellan Svenska Kraftnät och Svensk Energi.

Den andra omständigheten som framhållits som problematisk hänger samman med Svenska Kraftnäts speciella priser för balanskraft vid risk för effektbrist. Kalla vinterdagar med effektbrist och hotande bortkoppling av förbrukning kommer otvetydigt att innebära mycket höga kostnader på balansmarknaden. Enligt balansansvariga som framfört kritik till utredningen kan därvid i synnerhet aktörer som saknar egen kraftproduktion, och därmed inte kan kompensera sig genom att sälja motsvarande högt prissatt reglerkraft, komma att bli sittande med en stor finansiell risk i sina åtaganden gentemot Svenska Kraftnät. I sammanhanget bör samtidigt betonas att Svenska Kraftnäts avsikt med denna prissättning, som framgått ovan, är att ge



ekonomiska incitament till balansansvariga företag att värna mer om sin egen effektbalans och om möjligt även bjuda in minskad förbrukning som reglerkraft.

#### 4.3 Övriga problem som påtalats för utredningen

Utöver vad som ovan tagits upp har vissa aktörer framfört att eftersläpningar i mätvärdesrapporteringen innebär ett problem för balansansvariga företag.

De timvisa mätvärden som nätägaren rapporterar är en förutsättning för den balansavräkning som Svenska Kraftnät gör löpande efter respektive mättygn. Mätvärdena är primärt till för avräkningen, men kan också utgöra ett underlag för de balansansvariga företagens planering av produktion och handel. Timvärdena utgör också grunden för beräkningen av nätområdets förbrukningsprofil (dvs. den förbrukning som ej är timmätt), vilken används för att räkna fram de balansansvarigas schablonleveranser. Att döma av undersökningar som gjorts av Schablondelegationen finns dock brister i nätföretagens mätvärdesrapportering, under 2001 har t.ex. andelen saknade mätserier kl. 10.00 dagen efter mättygnet pendlat mellan ca 5 och 15 procent.

Enligt de aktörer som framfört kritik till utredningen innebär den eftersläpande mätvärdesrapporteringen att de balansansvariga får svårare att planera sin verksamhet, varigenom risken för att hamna i obalans ökar.

## 5 Prisbildning på råkraftmarknaden

Enligt direktiven skall utredningen övergripande beskriva elprisernas utveckling sedan elmarknadsreformen och analysera de bakomliggande faktorerna till denna utveckling. Vad beträffar råkraftmarknaden skall analysen enligt direktiven avse spotmarknaden, dvs. den fysiska handeln på Nord Pool.

Som underlag för detta har utredningen uppdragit åt ABB Financial Consulting (hädanefter kallade ABB) respektive Tentum AB att analysera prisbildningen på råkraftmarknaden<sup>1</sup> och kapitlet bygger i huvudsak på vad som därvid framkommit. Först beskrivs prisutvecklingen i avsnitt 5.1. Därefter redovisas ABB:s (5.2) respektive Tentums (5.3) analyser av prisutvecklingens orsaker. För en beskrivning av Nord Pool hänvisas till avsnitt 2.5.

### 5.1 Prisutvecklingen på råkraftmarknaden

Priset på elbörsen Nord Pool sätts varje dag under auktionsliknande former. Aktörerna bjuder in sina köp- och försäljningsvolymerna vid olika prisnivåer, och priset sätts där utbud och efterfrågan möts. På Nord Pool sätts varje dag ett spotpris för varje timme det kommande dygnet.

Om tillgänglig överföringskapacitet i nätet begränsar spothandel mellan olika delar av Nord Pool-området måste spotmarknaden delas. Då sätts ett pris för varje delområde<sup>2</sup>, samt ett systempris som skulle gälla om inga begränsningar fanns i överföringskapacitet. Systempriset används ofta som referens för prisnivån på elbörsen, samt som underliggande pris för de flesta finansiella kontrakt. Figur 5.1 på nästa sida visar hur spotpriset utvecklats sedan 1993. För tiden

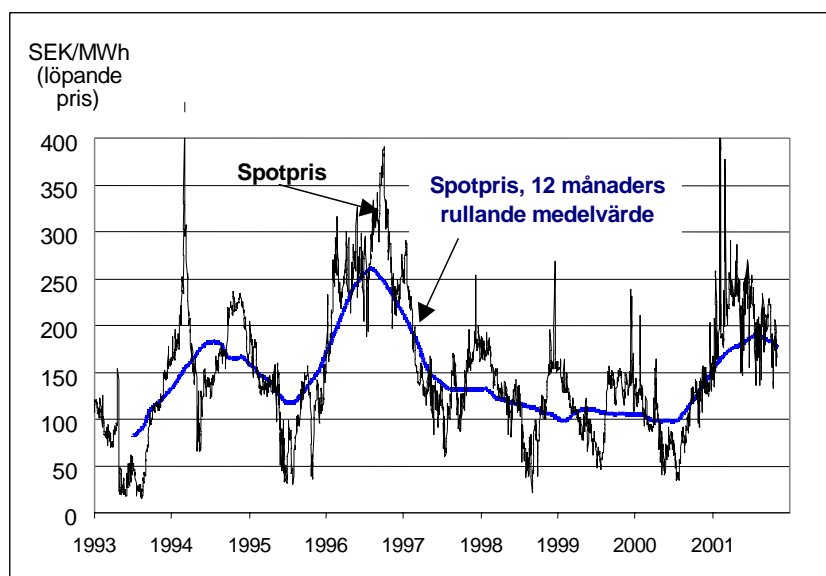
---

<sup>1</sup> Uppdragen har redovisats i rapporterna Utredning av konkurrensen på elmarknaden (ABB Financial Consulting) respektive Elprisökningens orsaker (Tentum AB).

<sup>2</sup> Fem i Norge, två i Danmark samt ett vardera i Sverige och Finland.

till och med 1995 avser priserna den norska elbörsen, därefter Nord Pools priser.

Figur 5.1 Elpriset i Norden (systempris, dygnsmedelvärden)



Källa: Nord Pool och Tentum

Som framgår av figur 5.1 varierar spotpriset kraftigt såväl under året som mellan olika år. Under ett och samma år kan priset variera med en faktor 5. Mellan olika år kan priset variera med över 100 procent. Figuren visar således att priset från mitten av år 2000 till mitten av 2001 ökade med nära 100 procent och med mer än så på mindre än ett år från mitten av 1995 till 1996.

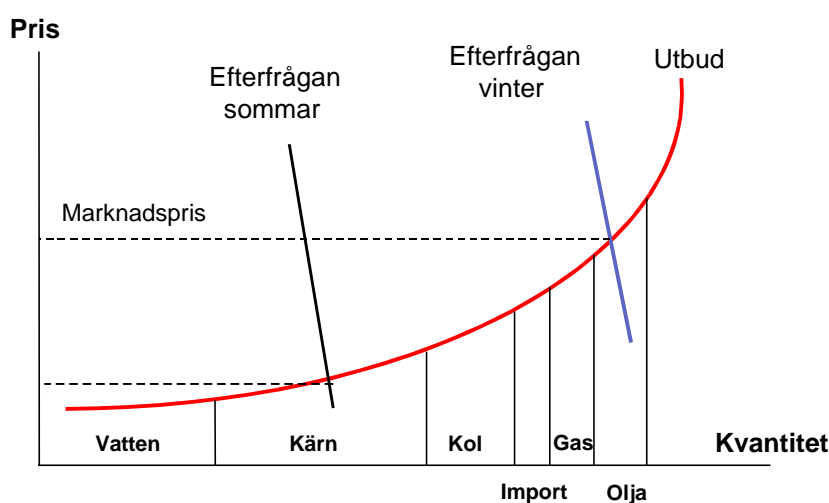
Prisvariationerna under ett enskilt år följer, som framgår av figuren, ett tydligt säsongsmönster med höga priser under vintern och lägre priser under sommaren. Säsongsmönstret hänger främst samman med att elförbrukningen varierar över året. En stor del av förbrukningen i Norden går till uppvärmning, varför efterfrågan på el är större på vintern än på sommaren.

Eftersom el kommer att användas obehindrat av de flesta förbrukarna även då priset stiger kommer efterfrågan på el att ha en mycket låg priselasticitet. Utbudet av el beror däremot av priset i mycket högre utsträckning. På en marknad med god konkurrens kommer utbudskurvan att bestämmas av systemets marginalkost-

nadskurva. Dessutom kommer överföringskapaciteten av el mellan områden stundtals att ha en avgörande inverkan på prisbildningen.

Där efterfrågan och utbud möts kommer priset att sättas. Eftersom både efterfrågan och utbud varierar kraftigt mellan säsongerna kommer priset att sättas på olika delar av marginalkostnadskurvan under olika säsonger. Under sommarhalvåret är efterfrågan låg, och därför kommer tillgången av vattenkraft och kärnkraft att vara mest betydelsefull för prisbildningen. Under vinterhalvåret kommer priset mer att bero av kostnaden för importerad kraft och inhemsk fossilkraft, eftersom efterfrågan är så pass hög. Detta illustreras av figur 5.2 nedan.

Figur 5.2 Principiell prisbildningsmodell för den nordiska elmarknaden



Under vissa vinterveckor förekommer också extrema pristoppar (se figur 5.1) vid tillfällen med särskilt låga temperaturer då produktionskapaciteten i systemet utnyttjas fullt ut. Detta innebär att topplastanläggningar med mycket höga marginalkostnader måste köras för att täcka behoven, och prisnivån stiger därför kraftigt.

Prisvariationerna mellan olika år hänger främst samman med att nederbörden och tillrinningen till vattenmagasinen varierar mycket från år till år. Om vattentillgången är god i det nordiska systemet finns mindre behov av att utnyttja de värmekraftverk (dvs. kärnkraft, kolkraft, oljekraft och andra kraftverk där man använder bränslen som

energikälla) som används för att täcka den del av elförbrukningen som vattenkraften inte räcker till för. Om vattentillgången är låg ökar behovet av att utnyttja dessa produktionsanläggningar.

Råkraftpriset i systemet sätts i varje ögonblick utifrån produktionskostnaden i den dyraste anläggning som medverkar. Om utbud och efterfrågan vid en viss tidpunkt är sådant att det exempelvis räcker med den vattenkraft och kärnkraft som finns tillgänglig kan priset understiga 10 öre/kWh, eftersom den prisnivån kan räcka för att det skall vara lönsamt för kärnkraftföretagen att köra igång kärnkraftverk. Om å andra sidan elförbrukningen är så pass stor att man måste köra gasturbinkraftverk måste priset gå över 90 öre/kWh. Vid en viss given tidpunkt är priset detsamma i hela systemet, varför alla kraftverk i det senare fallet får betalt med 90 öre/kWh, även de vars rörliga kostnad är lägre.

I sammanhanget kan också sägas att prisbildningen på spotmarknaden enligt ABB:s rapport till utredningen inte påverkas av om en stor producent med slutkundsförsäljning säljer och köper sina bruttovolymer eller nettovolymer via elbörsen. I det första fallet kommer bruttoköp och bruttoförsäljning att nettas ut och kvar finns den ursprungliga nettoförsäljningen. Priset blir alltså detsamma, även om den omsatta volymen på elbörsen blir mindre vid nettoförsäljning.

#### *Prisområdesdifferenser förekommer relativt ofta*

På grund av begränsningar i överföringskapaciteten mellan olika områden kan den nordiska elmarknaden delas upp i olika prisområden. När överföringskapaciteten inte räcker till för att upprätthålla ett gemensamt pris i hela börsområdet (systempriset) kommer olika marknadspriser att råda inom olika prisområden. Priserna i de enskilda prisområdena kommer att bestämmas av produktion och förbrukning inom området samt överföring av kraft mellan områdena. För fysiska förbrukare av el i Sverige är därför Sverigepriset (eller Stockholmspriset, STOSEK) i allmänhet intressantast att följa, då det är detta pris som gäller för samtliga köpare och säljare i Sverige. Hur ofta Sverigepriset avviker från systempriset framgår av tabell 5.1 på nästa sida.

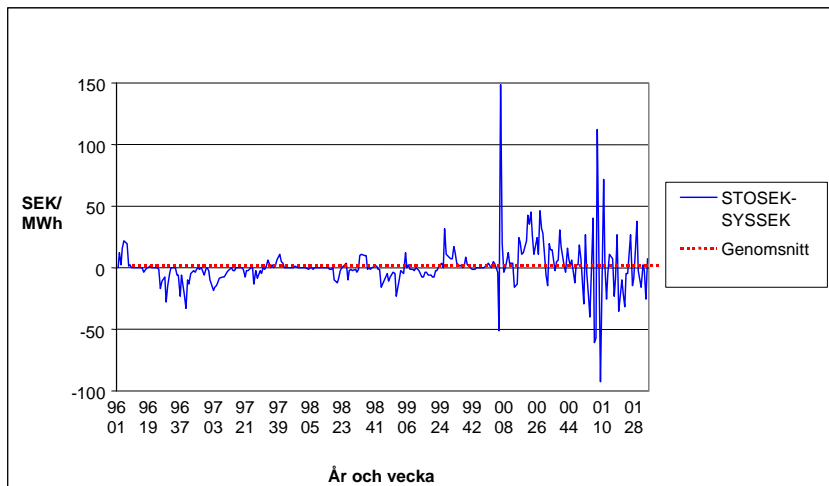
Tabell 5.1 Andel timmar med områdespris Sverige

	1:a halvåret 2001	Helår 2000	Helår 1999	Helår 1998
Områdes- pris Sverige	29 %	65 %	57 %	56 %

Källa: Nord Pool

Även om det, som framgår av tabell 5.1, relativt ofta varit uppdelningar i prisområden räcker befintliga kabelförbindelser mellan länderna i de flesta fallen för att överföra tillräckliga energivolymer, vilket endast ger smärre prisdifferenser mellan områdena. När kapaciteten inte räcker till kommer dock stora prisområdesdifferenser att uppstå ibland, vilket t.ex. skedde under år 2000. I figur 5.3 nedan visas prisområdesdifferensen mellan Sverigepriset (STOSEK) och systempriset (SYSSEK) 1996-2001.

Figur 5.3 Prisdifferens mellan Sverigepris och systempris



Källa: Nord Pool och ABB

Som framgår av figuren låg det svenska priset relativt stabilt kring systempriset mellan 1996 och 1999, medan det under år 2000 och 2001 tidvis avvikit relativt kraftigt från systempriset. Prisdifferenserna har dock varit både negativa och positiva, och sedan 1996 har den

totala genomsnittliga differensen endast varit +0,045 öre/kWh att döma av ABB:s rapport till utredningen.

I sammanhanget bör nämnas att elförsäljningsbolag i Sverige köper kraft på spotmarknaden i prisområde Sverige för att fullgöra sina leveransförpliktelser, men däremot oftast gör sina finansiella terminsprissäkringar med systempriset som underliggande pris. Detta innebär att prisdifferensen mot systempriset kan bli mycket kännbar under vissa perioder. Sedan slutet av år 2000 har det dock handlats prisområdesdifferenskontrakt på Nord Pools terminsmarknad. Dessa kontrakt ger utbetalningsströmmar beroende av differensen mellan spotpriset och systempriset, vilket ger bolagen skydd mot prisdifferensernas effekter. Likviditeten i sådana differenskontrakt är dock liten.

## 5.2 ABB:s analys av prisutvecklingens orsaker

I sin rapport till utredningen har ABB Financial Consulting dels analyserat vilka faktorer som kan antas ha påverkat spotprisets utveckling från 1996 fram till idag (vilket refereras i avsnitt 5.2.1 nedan), dels särskilt studerat skeendena under våren 2000 då anmärkningsvärt stora prisområdesdifferenser tidvis rådde (5.2.2).

### 5.2.1 Faktorer som enligt ABB påverkar spotprisets utveckling

I sin analys har ABB funnit att framför allt följande faktorer historiskt har påverkat spotprisets utveckling och kan förutses göra det även i framtiden:

- Hydrologisk balans i Norden
- Import från och export till grannländerna
- Bränslepriser och valutakurser
- Energibalans och effektbalans i Sverige och Norden

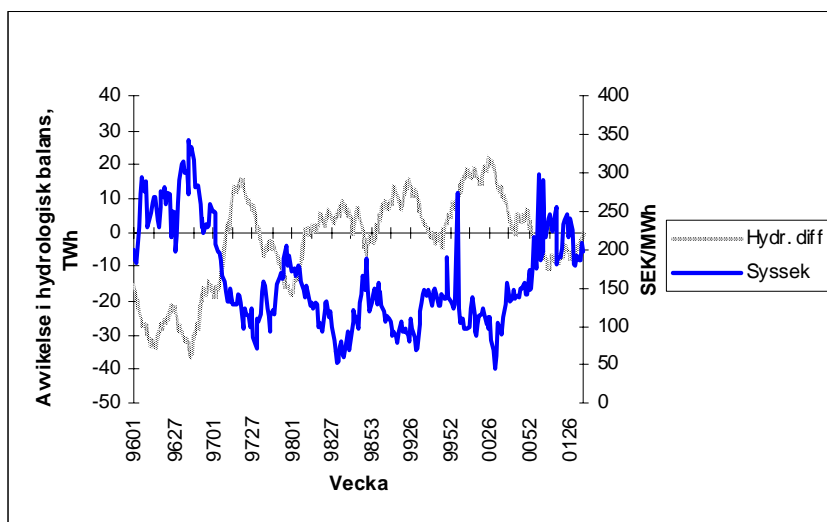
Därtill har ABB studerat vissa övriga faktorer som man funnit inte har påverkat spotprisets utveckling, såsom vatten- och kärnkraftproduktion i Sverige. I det följande behandlas ovanstående faktorer i tur och ordning.

### Betydelse av den hydrologiska balansen i Norden

Vattentillgången, eller den hydrologiska balansen i systemet, har stor betydelse för prisbildningen på elbörsen. Den fundamentala förklaringen till detta är att en förändring i hydrologin kommer att skjuta utbudskurvan åt något håll, vilket innebär att andra anläggningar med andra marginalkostnader kommer att bli prissättande på marknaden (detta framgår t.ex. av figur 5.2 ovan). Av den anledningen kommer hydrologin att påverka prisbildningen i de flesta situationer, även om det sker indirekt i många fall.

I figur 5.4 nedan redovisas utvecklingen av den hydrologiska balansen (definierad som vattentillgång i magasin samt snötillgång i det nordiska systemet i relation till den normala situationen för samma vecka) jämfört med spotprisets utveckling sedan 1996.

Figur 5.4 Hydrologisk balans och systempris (svenska kronor, SYSSEK)



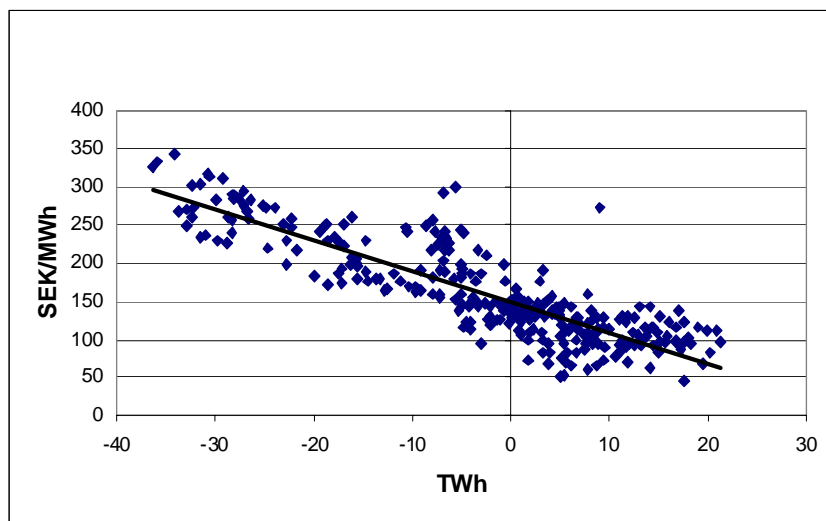
Källa: ABB

Som framgår av figur 5.4 kan den hydrologiska balansens utveckling i hög utsträckning förklara prisutvecklingen på spotmarknaden. Detta framgår också av att ett tydligt samband kan utläsas om samtliga veckovisa observationer för hydrologisk balans och prisnivå ställs mot varandra (se figur 5.5 nedan). Enligt ABB är förklaringsvärdet för regressionens trendlinje ca 0,8. Eftersom förklaringsvärdet är så pass



högt (det maximala värdet 1 svarar mot perfekt korrelation, och värdet 0 svarar mot ingen korrelation alls) kan slutsatsen dras att hydrologins betydelse för priset är mycket signifikant. Enligt ABB är den hydrologiska balansen den enskilt viktigaste förklaringen till prisutvecklingen.

*Figur 5.5* Korrelation mellan hydrologisk balans och systempris, veckovisa observationer sedan 1996



*Källa:* ABB

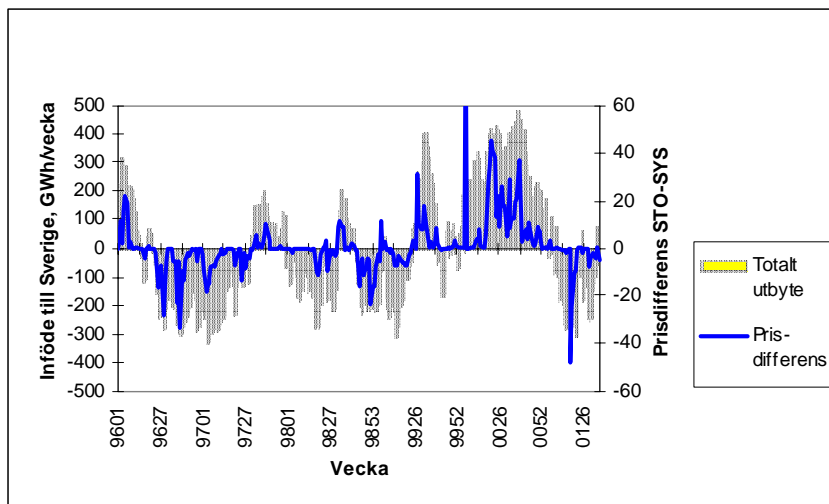
#### *Betydelse av import från och export till grannländerna*

ABB visar i sin rapport att Sveriges kraftutbyte med övriga länder inom elbörsområdet samt med Tyskland och Polen i huvudsak följer det mönster som logiskt sett kan förväntas, dvs. när Sverigepriset är lågt exporteras kraft till områden med högre pris, och när Sverigepriset är högt slutar vi exportera och, i vissa fall, importerar istället.

Vid situationer då överföringskapaciteten inte används fullt ut ligger systempriset och de nationella prisområdespriserna på i stort sett samma nivå. Vid ansträngda situationer när kapacitetstaket för överföringarna nås kan dock betydande prisområdesdifferenser uppstå.

Det senare illustreras framför allt av den betydelse kraftutbytet med Norge, som är det land till vilket överföringsnätet är mest utbyggt, har för prisområdesdifferenserna. Detta framgår av figur 5.6 nedan, som visar totalt kraftutbyte med Norge relaterat till differensen mellan Sverigepris och systempris.

Figur 5.6 Prisområdesdifferens och kraftutbyte med Norge 1996-2001

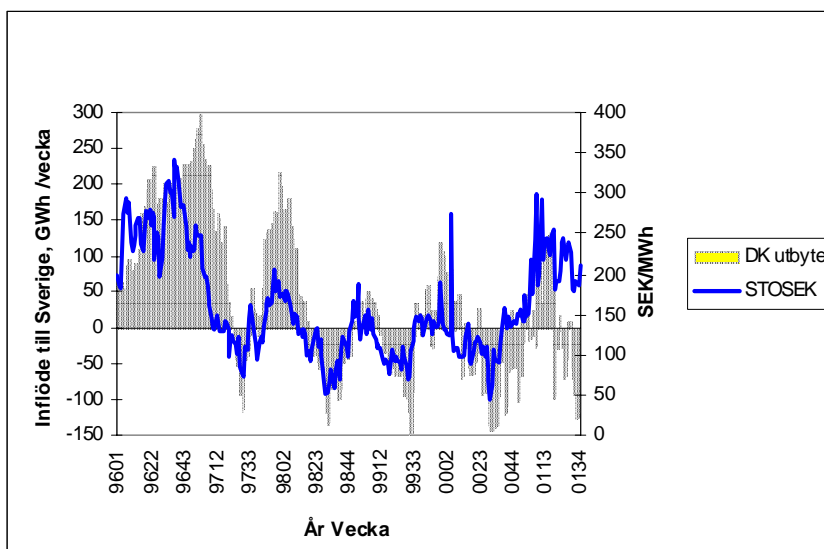


Källa: ABB

Att döma av figur 5.6 tycks storleken på kraftutbytet påverka storleken på prisområdesdifferenserna. Under vissa perioder år 2000 nådde kraftutbytet med Norge en omfattning som närmade sig det teoretiska kapacitetstaket (500 GWh per vecka), vilket också ledde till att prisområdesdifferenserna då var som störst.

I detta sammanhang finns också skäl att nämna en omständighet i kraftutbytet med Danmark som ABB pekar på. Som framgår av figur 5.7 på nästa sida uppvisar kraftutbytet under år 2001 ett avvikande mönster i förhållande till tidigare år. Nu exporterar Sverige kraft till Danmark på prisnivåer där vi tidigare hade importerat kraft från Danmark.

Figur 5.7 Prisområdesdifferens och kraftutbyte med Danmark 1996-2001



Källa: ABB

Förklaringen till det förändrade beteendet är enligt ABB att skatte-situationen på den danska marknaden förändrats. Från den 1 januari 2001 har den danska regeringen infört ett tak för koldioxidutsläpp från elproduktion, utöver vilket en särskild avgift tas ut. Detta medför i praktiken en extra skattekostnad på motsvarande ca 2,5 svenska öre/kWh för danska elproducenter. Eftersom export av kraft till Sverige sker på marginalen kan antas att den danska skatten påverkar Sveriges importpriser i motsvarande utsträckning i de flesta fall. Att döma av danska producenters exportmönster gentemot Sverige i år (se figur 5.7) har de också ändrat prisnivåerna vid vilka de har varit villiga att exportera, vilket har påverkat det svenska områdespriset enligt ABB.

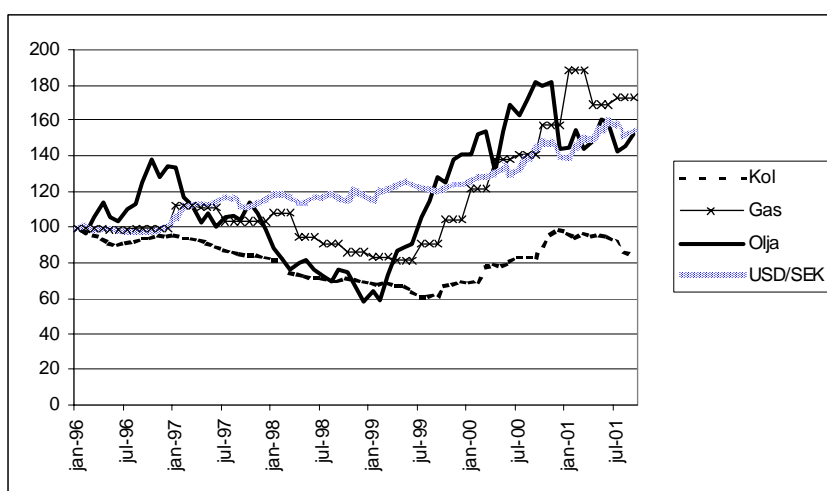
#### Betydelse av bränslepriser och valutakurser

Som framgått ovan kommer systempriset att stiga under perioder med svag hydrologisk balans, eftersom allt dyrare anläggningar måste tas i drift för att klara energibehovet i systemet. Ofta importeras då dansk eller finsk värmekraft till Sverige.

Under hydrologiskt svaga perioder kommer härmed marginalkostnaden för att producera el i danska och finska, fossileldade kraftvärme- och kondenskraftverk att bestämma systempriset, dvs. de svenska elpriserna kommer att påverkas av priset på fossila bränslen, och även av valutakursernas utveckling.

Mellan 1996 och 1999 var priserna på aktuella bränslen (kol, olja och naturgas) relativt låga och stabila. Under år 2000 och 2001 startade dock en kraftig prisuppgång, vilket ledde till starkt ökande kostnader för att producera el med fossila bränslen. Prisuppgången för bränslena kombinerades dessutom med en starkare dollar, vilket ytterligare stärkte effekterna av prisuppgången. Denna utveckling illustreras av figur 5.8 nedan.

Figur 5.8 Prisutveckling på fossila bränslen och USD/SEK (jan-96=100)



Källa: ABB

Den utveckling som speglas i figur 5.8 har lett till kraftiga kostnadsökningar för produktion med fossila bränslen och har därför även påverkat det svenska områdespriset. Vad beträffar dansk elproduktion förstärks utvecklingen av den tidigare nämnda skatteeffekten till följd av det tak för koldioxidutsläpp från elproduktion som infördes från den 1 januari 2001.

Sammantaget bedömer ABB att importpriserna för el från danska och finska, fossileldade kraftvärme- och kondenskraftverk har stigit

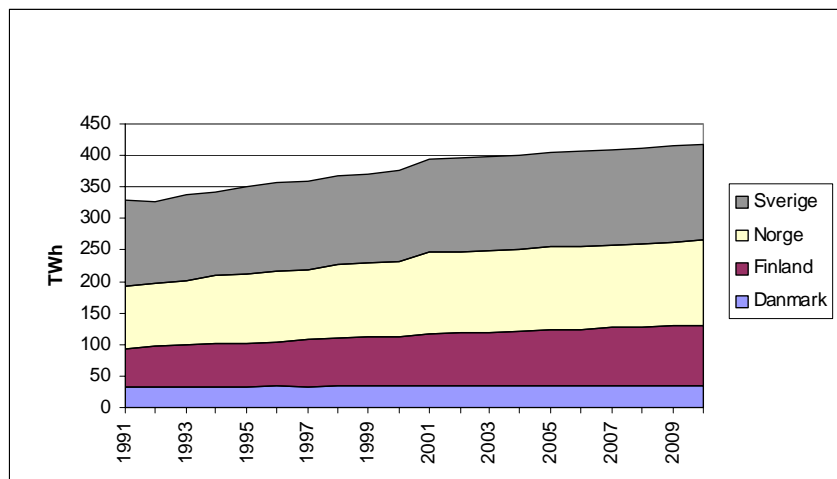
kraftigt de senaste två åren, från runt 15 öre/kWh till mellan 20 och 25 öre/kWh.

### *Betydelse av energibalans och effektbalans i Sverige och Norden*

Energibalansen i det nordiska elsystemet varierar mycket mellan olika år, eftersom utbudet av vattenkraftproduktion varierar. Detta har en stark påverkan på priset då tillgänglig vattenkraftproduktion bestämmer hur mycket av dyrare kraftvärme och kondenskraft som behöver köras för att möta efterfrågan. Vattentillgången påverkar priset främst på kort sikt. På längre sikt bestäms priset av hur energibalansen utvecklas.

Den nordiska energibalansen har försvagats under senare år och kan enligt ABB förväntas fortsätta att göra så framöver, vilket påverkar prisbildningen. Till detta bidrar dels att elförbrukningen kontinuerligt ökar (se figur 5.9 nedan), dels att det tidigare produktionsöverskottet som framgått av kapitel 3 successivt minskats sedan avregleringen av elmarknaden.

*Figur 5.9* Elförbrukning i nordiska länder under senare år samt prognos till 2010



*Källa:* Nordel årsstatistik 2000

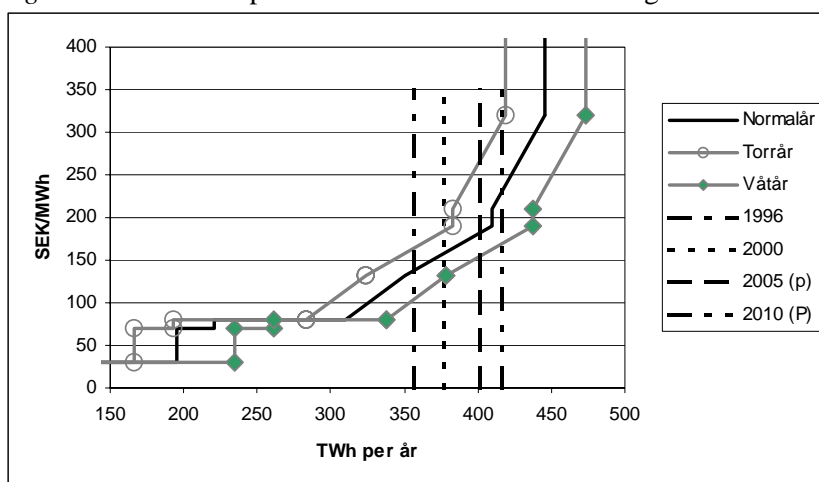
Den försämrade energibalansen medför att importbehovet ökar. T.ex. har Norden i större utsträckning än tidigare blivit beroende av import

från Tyskland, Ryssland och Polen för att hålla energibalansen, och Sverige är även under normalår beroende av import från Danmark för att uppnå energibalans. Att importbehovet stiger leder också till att marginalkostnaden för importerad kraft allt oftare kommer att bestämma prisnivån i Sverige enligt ABB, vilket medför att priset genomsnittligt sett stiger.

Alternativet till ökad import är investeringar i ny elproduktion i Sverige/Norden. Utifrån ekonomiskt rationella grunder finns dock enligt ABB inte skäl att tro att större anläggningar kommer byggas förrän en långsiktig prisnivå ligger över 25 öre/kWh. Om mer betydande nyinvesteringar skall ske måste alltså elpriset upp på nivåer som ligger klart över vad vi sett de senaste åren.

ABB sammanfattar resonemanget kring betydelsen av energibalansen med figuren nedan, som visar hur olika utbuds- och efterfrågescenarier på sikt påverkar prisnivån med dagens produktionsanläggningar och -kostnader. En kontinuerlig ökning av förbrukningen parallellförflyttar efterfrågekurvan åt höger, vilket påverkar elpriset då kostnaden för ytterligare elproduktion ökar kraftigt på marginalen. Figur 5.10 visar att priset på sikt kan röra sig upp mot 350 kr/MWh som årsgenomsnitt under torrår med aktuella förbrukningsprognoser, om ingen ny produktion tillkommer. Observera att den horisontella axeln i figuren inte börjar vid noll.

Figur 5.10 Marknadspriser vid olika utbud och efterfrågan



Källa: Svensk Energi, ÅF Energikonsult och ABB

Kombinationen av ökande efterfrågan och minskande utbud har också medfört att effektbalansen försämrats. Detta får enligt ABB två prisdrivande konsekvenser. Dels ökar antalet timmar då topplastanläggningar med höga kostnader måste användas. Dels ökar risken för effektbristsituationer och höga balanskraftkostnader, vilket kommer att påverka slutkundernas pris eftersom distributörer behöver kompensera sig för den ökade risken (jämför diskussionen i kapitel 4).

#### *Förklaringar till utvecklingen under 2001*

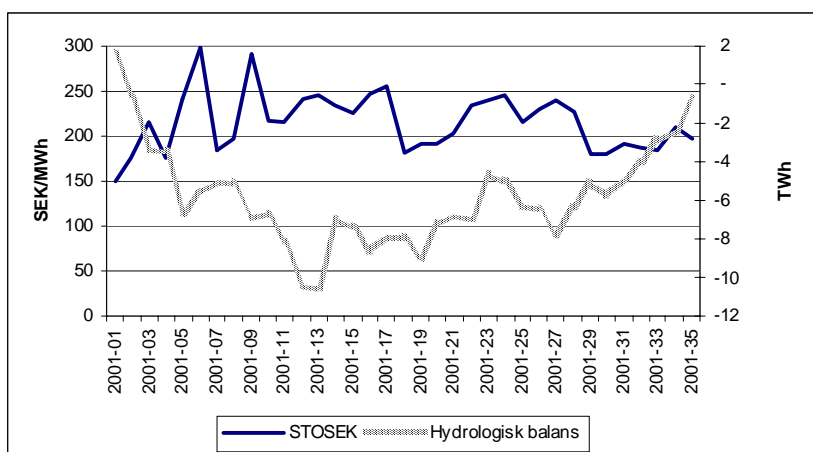
År 2000 var elpriserna mycket låga. Under 2001 steg priserna, vilket vissa aktörer funnit svårförklarligt. I sin rapport säger sig dock ABB inte ha funnit belägg för att kraftföretagen skulle ha dragit ner vattenkraftproduktionen under 2001 i syfte att höja priset, och inte heller har ABB funnit något samband mellan neddragen kärnkraftproduktion och höga priser<sup>3</sup>. Enligt ABB kan utvecklingen under 2001 istället förklaras med de faktorer som nämnts ovan, dvs. i första hand den hydrologiska balansen och de högre importpriserna.

Enligt ABB präglades år 2000 av ett kraftigt utbudsöverskott efter snösmältning på våren och sommaren samt kraftiga regn under hösten. Därefter var nederbörden under det normala under vintern och den hydrologiska balansen i Norden stabiliserades för att vid årsskiftet 2000/2001 vara nära det normala läget. I inledningen av 2001 försvagades balansen kraftigt och nådde botten vecka 13 på minus 11 TWh, samtidigt som Sverigepriserna pendlade mellan 200 och 250 SEK/MWh. Utvecklingen illustreras av figur 5.11 på nästa sida där utvecklingen av den hydrologiska balansen relaterats till spotprisets utveckling för prisområde Sverige.

---

<sup>3</sup> Som framgått av kapitel 3 ligger den svenska vattenkraftproduktionen i år snarare på rekordnivå samtidigt som kärnkraftproduktionen ökat kraftigt jämfört med föregående år.

Figur 5.11 Sverigepris och hydrologisk balans för 2001



Källa: ABB

Prisläget stabiliserades något under våren, men på en hög nivå. Enligt ABB förklarades den höga prisnivån av svag energibalans och stor osäkerhet kring framtida nederbörd med ett möjligt scenario liknande situationen torråret 1996. Under sommaren stärktes den hydrologiska balansen och spotpriserna minskade till en nivå mellan 180 och strax under 200 SEK/MWh.

Denna prisnivå är dock relativt hög för att vara sensommaren och hösten, med ett genomsnitt för juli till september på 198 SEK/MWh. Enligt ABB är förklaringen till den höga prisnivån främst att kraftutbytet med Danmark, som nämnts ovan, har ändrat karaktär, med följderna att danska producenter kräver högre priser än tidigare år för att exportera till Sverige.

Enligt ABB kan inte bevisas att prisnivån under 2001 har uppstått genom samordnat agerande från svenska producenter.

### 5.2.2 Analys av stora prisområdesdifferenser våren 2000

Under våren-sommaren 2000 var Sverigepriset periodvis mycket högre än systempriset (se tabell 5.2 på nästa sida). Under den vecka i maj 2000 då prisskillnaderna var som störst registrerade Nord Pool bud från vissa stora aktörer av sådan art att elbörsen begärde in kompletterande uppgifter för att kunna granska förloppet. Granskningen föranledde dock inte Nord Pool att vidta åtgärder.



Tabell 5.2 Sverigepris jämfört med systempris under 2000 (SEK/MWh, månadsmedelvärden)

<i>Månad</i>	<i>Sverigepris</i>	<i>Systempris</i>
Januari	160,43	139,31
Februari	109,93	109,72
Mars	103,37	98,81
April	107,57	105,89
Maj	117,52	78,33
Juni	104,91	86,70
Juli	66,46	53,39
Augusti	98,33	82,10
September	139,31	119,18
Oktober	138,26	131,38
November	148,25	144,53
December	150,55	146,90
<i>Totalt för året</i>	<i>120,42</i>	<i>107,95</i>

Källa: Nord Pool

I sitt uppdrag åt utredningen har ABB särskilt studerat prisbildningen under våren och sommaren 2000. Som underlag har ABB, mot löfte om sekretess, bl.a. givits uppgifter om sex stora, svenska aktörers veckovisa nettoköp eller nettoförsäljning på spotmarknaden sedan 1996. För detta har Elkonkurrensutredningen i särskild ordning inhämtat de berörda aktörernas medgivande.

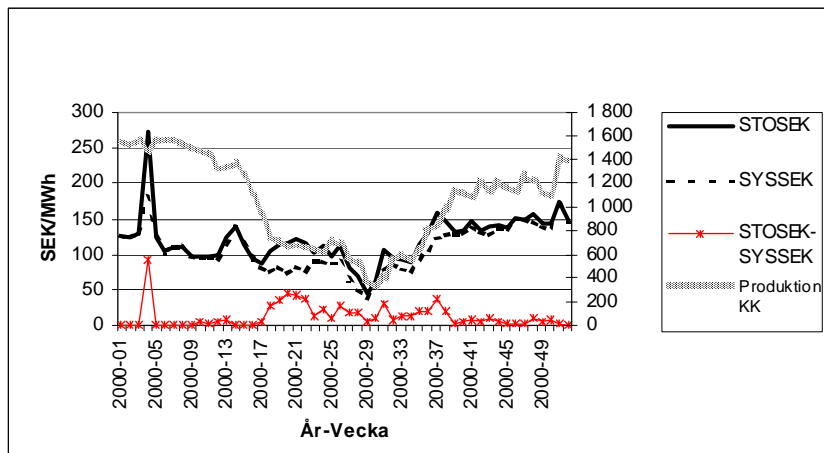
Under den tidiga våren var elpriserna mycket låga till följd av god hydrologisk balans i systemet. I samband med snösmältningens start i vecka 17 uppstod ett kraftigt överskott på vattenkraft i Norge. En stor del av överskottet exporterades till Sverige, vilket bidrog till att de svenska områdespriserna sjönk ned mot 100 SEK/MWh. Den stora importen från Norge ledde till i princip fullbelastade kablar från Norge till Sverige. En stor del av den svenska importen vidareexporterades till Danmark och Finland.

I maj 2000 gick flera svenska producenter ut med budskapet att de inte kunde försvara elproduktion i kärnkraftanläggningarna vid aktuell prisnivå på spotpriset. Den aktuella prisnivån var ungefär 120–140 SEK/MWh under veckorna och ca 60–90 SEK/MWh under helgerna, med ett aritmetiskt genomsnitt på omkring 110 SEK/MWh vid tillfället. Enstaka timmar låg priserna på upp mot 300–400 SEK/MWh och ner mot 30–40 SEK/MWh.

Som framgår av figur 5.12 på nästa sida minskade produktionen i landets kärnkraftverk kraftigt under den aktuella perioden. Energimyndigheten har till utredningen framfört att det bör noteras att storleken på nedregleringen var väldigt lika i samtliga aggregat. Enligt

ABB kan minskningen inte enbart förklaras med normala revisionsavställningar, eftersom nedregleringen under år 2000 skedde ett par veckor innan den historiskt hade inträffat under tidigare år.

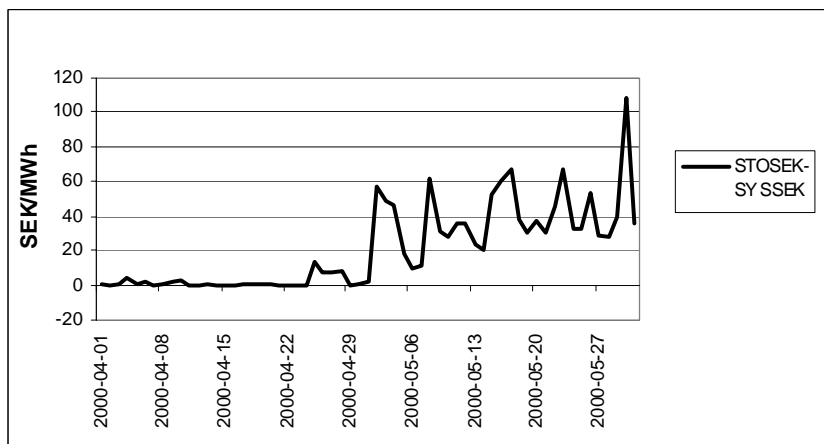
Figur 5.12 Priser och kärnkraftproduktion per vecka år 2000



Källa: ABB

Den minskade kärnkraftproduktionen gjorde att prisområdesdifferenserna ökade och Sverigepriset steg, se figur 5.13 nedan.

Figur 5.13 Prisdifferens mellan Sverigepris och systempris per dygn



Källa: ABB

I normala fall hade nedregleringen av svensk kärnkraft inneburit att import från Norge täckt upp för produktionsbortfallet. I det här fallet var detta dock inte möjligt enligt ABB, eftersom kraftöverföringen från Norge redan hade nått kapacitetstaket (ca 500 GWh per vecka). Trots att importen från Norge nådde rekordhöga nivåer, ökade ändå prisområdesdifferensen. Anledningen till att den norska exporten inte kunde bidra till att sänka prisområdesdifferensen var att en stor del av den importerade kraften vidareexporterades till Finland och Danmark, eftersom Sverigepriset var lågt.

Under den aktuella perioden ställdes aktörerna inför en situation där billig kraft flödade in från Norge i sådan omfattning att de norska förbindelserna var fullt utnyttjade. Sverige exporterade dock vidare till Finland, eftersom priset var lågt. När Sverigepriset några dagar i början av maj steg till 145 SEK/MWh minskade exporten till Finland för att sedan öka igen när Sverigepriset några dagar senare sjönk väl under 100 SEK/MWh. Dansk import var på denna prisnivå inte aktuell, och danska producenter kunde således inte påverka det svenska priset.

Enligt ABB kan inte uteslutas att de svenska producenterna utnyttjade situationen för att påverka priset under enskilda timmar i april-juni då vi hade ansträngda utlandsförbindelser. Den styrande faktorn för priset under dessa timmar var i hög grad hur svensk kärnkraft kördes, eftersom elproduktion i kraftvärmeverk inte var aktuell under perioden då den låg utanför den normala driftsäsongen. Detta ledde enligt ABB till att kärnkraftproducenterna relativt ostört kunde bestämma priset på spotmarknaden. Den speciella situationen skapades inte av de svenska producenterna, men enligt ABB utnyttjade de möjligheten att minska sin produktion och därmed kunna bjuda in sin kraft på nivåer som låg långt över marginalkostnaden för de anläggningar som kördes.

I sin rapport betonar emellertid ABB att de beskrivna händelserna inträffade under en extrem situation med tanke på den hydrologiska balansen och kraftutbytet mellan länderna. Svenska producenters möjligheter att påverka priset inskränkte sig till timmar under dygnet då ytterligare norska exportmöjligheter var begränsade av överföringsförbindelsernas kapacitet. Liknande situationer där producenterna har samma tydliga påverkansmöjligheter kommer enligt ABB sannolikt endast att uppkomma just då vi har de ovanstående, i övrigt gynnsamma, förutsättningarna.

Utifrån sin analys av veckodata för perioden 1996-2001 har ABB inte funnit några andra tillfällen med den typ av extrem prisbildningssituation som rådde under enskilda timmar i april-juni år 2000.

### 5.3 Tentums analys av prisutvecklingens orsaker

För sin analys har Tentum utnyttjat den s.k. PoMo-modellen<sup>4</sup>. Modellen avser att beskriva den nordiska elmarknadens funktionssätt. I modellen finns inlagt alla större kraftverk i det nordiska systemet med bränslekostnader och tillgänglig produktionskapacitet, och även data över förväntad tillrinning av vatten till vattenmagasinen och de slumpmässiga variationerna.

Modellen har utvecklats för att göra prisprognoser, göra investeringskalkyler för nya kraftverk och för att beräkna prisrisker på den nordiska elmarknaden. Den kan också, som i det här fallet, användas för att simulera hur olika typer av kraftverk körs beroende på hur mycket vatten som finns i vattenmagasinen, hur stor elförbrukningen väntas bli och på aktuella bränslepriser.

I modellen beräknas vilka värmekraftverk som skall köras nästkommande vecka utgående från att tillgängligt vatten i vattenmagasinen fördelas under framtida veckor (250 veckor framåt) så att den totala kostnaden för att producera kraft under den aktuella perioden blir så låg som möjligt. Modellen beräknar bl.a. marginalkostnaden i den nordiska systemet, dvs. i detta fall den rörliga kostnaden i det värmekraftverk av dem som körs som har högst rörlig kostnad. Den rörliga kostnaden utgörs till större delen av bränslekostnaden.

Att döma av Tentums rapport kan sägas att om spotpriset överensstämmer med marginalkostnaden i systemet så fungerar konkurrensen. Körningar av PoMo-modellen för olika år visar att de faktiska spotpriserna på det stora hela överensstämmer med de marginalkostnader som modellen räknar fram<sup>5</sup>. Eftersom modellen utgår från att de totala kostnaderna för kraftproduktionen skall vara så låga som möjligt tyder modellkörningarna enligt Tentum på att det nordiska kraftsystemet i stort sett körs på ett sådant sätt att de totala kostnaderna blir så låga som möjligt. Enligt Tentum tyder modellkörningarna således på att konkurrensen i det nordiska kraftsystemet fungerar ganska bra.

---

<sup>4</sup> PoMo är utvecklad av Tentum AB och EME Analys.

<sup>5</sup> Detta gäller för alla år sedan avregleringen utom det extrema torråret 1996 och början av 1997. För den perioden överensstämmer modellens resultat dåligt med de faktiska spotpriserna.

I sitt uppdrag åt utredningen har Tentum beräknat hur mycket olika faktorer (bränslepriser, vattentillrinning, elförbrukning, kärnkraftproduktion) kan förklara skillnader i elpriset 2001 jämfört med 1999. Att 1999 har valts som jämförelse beror på att det var under detta år som bränslepriserna började sin kraftiga uppgång, vilket också framgått av figur 5.8 ovan.

Enligt Tentum kan spotpriset under 2001 förutses komma att hamna på ca 22 öre/kWh sett som årsgenomsnitt, vilket är 10 öre mer än 1999. Utifrån de körningar som gjorts av PoMo-modellen menar Tentum att skillnaderna kan förklaras i enlighet med tabell 5.3 nedan.

Tabell 5.3 Förklaringar till högre elpris, 1999 jämfört med 2001

<i>Elpris 1999</i>	<i>12 öre/kWh</i>	
Ökat kol- och oljepris		+ 4,9 öre/kWh
Lägre vattentillrinning		+ 2,3 öre/kWh
Ökad elförbrukning		+ 1,1 öre/kWh
Stängning av en Barsbäckensreaktor		+ 0,5 öre/kWh
Summa dessa faktorer		+ 8,8 öre/kWh
<i>Förväntat elpris 2001</i>	<i>22 öre/kWh</i>	

Källa: Tentum

Enligt Tentum kan alltså de faktorer som nämns i tabell 5.3 förklara ca 9 av de 10 öre som elpriset har ökat sedan 1999<sup>6</sup>. Som framgår av tabellen visar Tentums modellkörningar på att det främst är de högre priserna på kol och olja som förklarar elprisökningen från 1999 till 2001.

<sup>6</sup> Med den knappa tidsram som gällt för uppdraget har Tentum inte haft möjlighet att ta hänsyn till situationen i snömagasinen. Denna faktor bedöms dock kunna förklara mycket av återstoden.

## 6 Nätbegränsningar, förutsättning för utbyggnad m.m.

Av kapitel 3 har framgått att ingen nordisk aktör har en dominerande ställning inom elproduktionen så länge som den gemensamma, nordiska marknaden upprätthålls. Men att konkurrensen på bl.a. den svenska råkraftmarknaden är klart sämre när den nordiska marknaden är uppdelad i prisområden.

Mot denna bakgrund har många intressenter framfört till utredningen att ytterligare åtgärder borde vidtas för att tillförsäkra att det nordiska elböransområdet alltid, eller åtminstone oftare än vad som var fallet år 2000, fungerar som en gemensam marknad. De åtgärder som därvid sagts vara aktuella att överväga är främst ökad utbyggnad av överföringsnätet mellan länderna samt ökat utnyttjande av s.k. motköp. Därtill analyseras för närvarande inom Nordel (de nordiska systemoperatörernas samarbetsorganisation) om det finns skäl att överväga en annan prisområdesindelning.

Åtgärder som bidrar till att vi oftare har en gemensam, nordisk marknad är förenade med kostnader. Inledningsvis bör därför påpekas att den övergripande frågeställningen i sammanhanget är att väga dessa kostnader mot de fördelar som skulle uppnås. Fördelarna är främst att möjligheterna att utöva marknadsstyrka skulle minska, och därmed även utrymmet för misstankar om att det kan förekomma manipulationer av priset. Därtill skulle risken minska för att exempelvis elhandelsföretag drabbas av kostnader till följd av prisområdesskillnader. Som kommer att framgå av avsnitt 8.2 har Svensk Energi värderat denna risk till en årskostnad på mellan 0,2 och 2,0 öre/kWh. Samtidigt bör sägas att, som framgått av kapitel 5, den totala genomsnittliga differensen mellan Sverigepris och systempris sedan 1996 endast varit omkring +0,045 öre/kWh.

I kapitlet beskrivs handeln med utlandet (avsnitt 6.1), tänkbara åtgärder som till utredningen redovisats för att tillförsäkra att det nordiska elböransområdet oftare än vad som exempelvis var fallet år

2000 fungerar som en gemensam marknad (6.2) samt Nordels utredning kring eventuell annan prisområdesindelning (6.3).

Kapitlet bygger till stor del på Energimyndighetens rapporter Elmarknaden 2001 respektive Energiförsörjningen i Sverige – läget 2000, prognos 2001–2003 samt några PM som Svenska Kraftnät framtagit på uppdrag av utredningen<sup>1</sup>.

## 6.1 Utlandsförbindelser och nätbegränsningar

Handel mellan länderna inom det nordiska elböransområdet, och även med vissa övriga grannländer, möjliggörs av att ländernas överföringssystem för elektrisk energi är sammanbundna. Under de senaste åren har flera förstärkningar genomförts och under år 2000 blev en överföringskabel mellan Sverige och Polen klar. Av tabell 6.1 nedan framgår överföringsförbindelser i Nordeuropa.

Tabell 6.1 Överföringskapacitet mellan länder i Nordeuropa

<i>Länder</i>	<i>Max import (MW)</i>	<i>Max export (MW)</i>
<i>Sverige-Norge</i>	<i>Till Sverige</i>	<i>Från Sverige</i>
- Nordnorge	1 650	1 650
- Mellersta Norge	500	500
- Sydnorge	2 100	2 000
<i>Sverige-Finland</i>	<i>Till Sverige</i>	<i>Från Sverige</i>
- Norra Finland	1 100	1 500
- Södra Finland	550	550
<i>Sverige-Danmark</i>	<i>Till Sverige</i>	<i>Från Sverige</i>
- Jylland	640	670
- Själland	1 700	1 350
<i>Danmark-Norge</i>	<i>Till Danmark</i>	<i>Från Danmark</i>
- Jylland-Sydnorge	1 000	1 000
<i>Norge-Finland</i>	<i>Till Norge</i>	<i>Från Norge</i>
- Norra Finland	100	100
<i>Utanför Norden</i>	<i>Till Norden</i>	<i>Från Norden</i>
- Sverige-Tyskland	400	450
- Sverige-Polen	600	600
- Norge-Ryssland	50	50
- Finland-Ryssland	1 000	60
- Danmark-Tyskland	1 800	1 800

*Källa:* Energimyndigheten

<sup>1</sup> Nätbegränsningar (2001-10-10), Kostnader och kapacitet vid nätförstärkningar (2001-10-25), samt Utlandsförbindelserna och dess ägande (2001-10-30).

Som kommentar till tabellen kan sägas dels att exportkapaciteten från Sverige till Själland minskat från 1 800 MW till 1 350 MW genom stängningen av Barsebäck 1, dels att i förbindelsen mellan Sverige och Tyskland (Baltic Cable) inte hela kabelns kapacitet på 600 MW kan utnyttjas p.g.a. begränsningar i det tyska nätet.

Elhandeln mellan de nordiska länderna sker genom bilaterala avtal eller genom handel på Nord Pool. Som framgått av kapitel 5 varierar handelsströmmarna mellan de nordiska länderna över året och mellan åren beroende på temperatur, nederbörd och konjunktursvängningar. Det som framför allt styr handelsströmmarna är vattentillrinningen i de svenska, norska och finska magasinen.

### 6.1.1 Ägande och villkor för utnyttjande av utlandsförbindelserna

Svenska Kraftnät erbjuder överföringstjänster på det nationella ledningsnätet för 400 och 220 kV, det s.k. stamnätet, som även omfattar utlandsförbindelserna mot Norge, Finland samt Danmark. Överföringstjänsten ger kunden rätt att överföra kraft på den svenska delen av en utlandsförbindelse, dvs. till eller från nationsgränsen. I tjänsten ingår även rätten att mata in till eller ta ut kraften från det svenska stamnätet.

Många utlandsförbindelser byggdes ursprungligen för att tillgodose ett bestämt handelsavtal mellan två kraftföretag som skulle gälla under en längre period. Detta gällde t.ex. för de tidigast utbyggda förbindelserna mellan de nordiska länderna där de enskilda kraftföretagen hade hela eller delar av överföringsrätten. Till stora delar var detta situationen fram till 1990-talet då elmarknadsreformerna i de nordiska länderna tog sin början och de i samband med reformerna etablerade stamnätsföretagen i allt större utsträckning kom att äga utlandsförbindelserna.

De svenska utlandsförbindelsernas ägarstruktur och villkor för utnyttjande kan beskrivas enligt följande:

- *Finland, Norge och Danmark.* Svenska Kraftnät äger de svenska delarna av överföringsförbindelserna till Finland, Norge, Jylland och från den 1 november 2001 även 400 kV förbindelsen till Själland. Dessa förbindelser upplåts till Nord Pool för elspotthandel. Ägandet av Öresundsförbindelsen ändrades nyligen i och med att Svenska Kraftnät köpte Sydkrafts andelar i kablarna för 400 kV elöverföring i Öresund mellan Skåne och Själland. Samtidigt förvärvade Sydkraft



Svenska Kraftnäts delar av 130 kV kablarna i Öresund, som ingår i Sydkrafts och Själlands regionala elnät.

- *Tyskland.* Bolaget Baltic Cable AB äger förbindelsen till Tyskland, Baltic Cable. Under år 2000 ägde Sydkraft, Vattenfall och E.ON Energie lika stora andelar i bolaget Baltic Cable AB, men sedan maj år 2001 ägs bolaget av Sydkraft, E.ON Scandinavia och E.ON Energie. De kommersiella villkoren för länken bestäms av Baltic Cable AB. Baltic Cable har nyligen publicerat en tariff som ger möjlighet att teckna abonnemang på dygns- och timbasis.
- *Polen.* SwePol Link AB, som är ett dotterbolag till Svenska Kraftnät, äger direkt (51 procent) de svenska och internationella delarna av förbindelserna till Polen. Vattenfall AB äger 48 procent och Polish Power Grid Company en procent. Via det helägda dotterbolaget SwePol Link Poland äger SwePol Link AB de polska delarna av nämnda förbindelse. SwePol Link AB hyr för närvarande ut all nyttjanderätt till Vattenfall. SwePol Link AB har i sin tur abonnemang hos Svenska Kraftnät för utmatning från stamnätet. Inom ramen för gällande avtal tillhandahåller SwePol Link AB del av förbindelsens kapacitet till tredje part genom ett abonnemangsförfarande för överföringskapacitet om 50 MW på årsbasis. Abonnemanget avser både svenska och polska delen av länken. Hittills har dock inget sådant abonnemangsavtal ingåtts.

Rätten till att nyttja del av kapaciteten i en förbindelse kan säljas till marknadsaktörer för en längre tid inom ramen för s.k. abonnemang eller kanaler. För detta tar ägaren ut en avgift på t.ex. års- eller månadsbasis. Marknadsaktörerna nyttjar dessa kanaler för utbyte av kraft.

Förbindelser där överföringsrätten hyrts ut till aktörer har varit vanligt förekommande tills de senaste åren mellan de nordiska länderna. Numera sker huvuddelen av elutbytet på utlandsförbindelserna via Nord Pools spotmarknad. Ett exempel på en s.k. kanal som fortfarande finns är hur kapaciteten fördelas på Baltic Cable som förbinder Sverige och Tyskland. Fördelningen av kapaciteten mellan Sverige och Polen (SwePol Link) är ett annat exempel på kanal.

Kanaler kan leda till att förbindelsens överföringskapacitet inte nyttjas fullt ut. Detta sker när de som disponerar förbindelsen inte själva utnyttjar all kapacitet för kraftutbyte. Icke nyttjad kapacitet på en förbindelse kan göras tillgänglig för andra aktörer genom tillämpning av principen "use it or lose it". Denna princip ger rätt för aktörer med abonnemang på en förbindelse att fullt nyttja kapaciteten inom en given tidsfrist. Den kapacitet som efter denna tidsfrist inte

kommer att bli fullt nyttjad under leveranstiden ställer ägarna av förbindelserna till förfogande för marknadens andra aktörer på lika villkor.

### 6.1.2 Nätbegränsningar

Som framgått av kapitel 5 är förekomsten av nätbegränsningar starkt beroende av den hydrologiska balansen. Under vissa perioder, särskilt vattenrika år, har den nordiska elmarknaden tämligen ofta delats upp i skilda prisområden som en följd av att stora volymer skall föras från de vattenkraftdominerade systemen till de värmekraftdominerade systemen, vilket leder till att fysiska flaskhalsar uppstår.

I alla elnät finns trånga sektorer (s.k. flaskhalsar) där ledningarnas kapacitet inte räcker till för att tillgodose aktörernas önskemål om överföring av el. Flaskhalsar kan ha temporära eller strukturella orsaker. Temporära flaskhalsar, som uppstår sällan, kan vara resultat av underhållsarbete, tekniska fel eller speciella marknadsförhållanden. Strukturella flaskhalsar är resultat av nätets utbyggnadsnivå och lokalisering av produktion och förbrukning i nätet och uppstår över längre perioder eller inträffar med jämna mellanrum.

Metoder för att hantera begränsningar i överföringssystemet är en viktig del av elmarknadens funktion. På den nordiska elmarknaden används två metoder för att hantera flaskhalsar: marknadsdelning (prisområdesmodellen) och mothandel.

#### *Prisområdesmodellen*

Auktionsprincipen på Nord Pools spotmarknad gör det möjligt att hantera potentiella flaskhalsar mellan länderna i nätet under driftplaneringsfasen, dvs. dagen före elleveransen. Mellan länderna på den nordiska marknaden (samt även internt i Norge<sup>2</sup>) hanteras flaskhalsar i planeringsskedet genom en uppdelning av spotmarknaden i prisområden vid några få bestämda gränser. Detta förbereds genom att marknaden delas upp i geografiska områden, s.k. elspotområden, i vilka aktörerna skall anmäla sina köp- och säljbud.

Beräkningen utgår från de köp-/säljbud som aktörerna lämnar och resulterar i en handelsvolym timme för timme per aktör till det pris

---

<sup>2</sup> Att två prisområden finns i Danmark beror däremot främst på att det inte finns någon kabelförbindelse mellan Jylland och Själland.

(systempris) där utbud är lika med efterfrågan. Eftersom aktörerna finns i alla nordiska länder innebär det att fysisk överföring av el utgående från handelsresultatet ofta kommer att flyta mellan länderna.

Efter att spotmarknaden har hållit sin auktion kan handeln som följer indikera om elöverföringen mellan några områden kommer att överskrida kapaciteten. Marknaden delas i så fall upp och skilda priser och mängder för de olika områdena utarbetas. Det vill säga att områden på respektive sida om flaskhalsen prissätts var för sig så att handeln över flaskhalsen inte överstiger tillgänglig nätkapacitet. Detta innebär att önskad handel inte kan genomföras fullt ut p.g.a. kapacitetsbrist i ledningsnätet mellan länderna.

Prissättningen i respektive elspotområde på vardera sida om flaskhalsen utgår från de bud som finns inom respektive område. Priset ändras (utifrån systempriset) så att handelsvolymen anpassas så mycket att den ryms inom den fysiska överföringskapaciteten. Normalt innebär detta att priset i det ena området stiger till en nivå till vilken handeln ändras, genom förändrat sälj/köp, så att handeln ryms inom tillgänglig kapacitet. I det andra området sjunker priset till en nivå där motsvarande handelsvolym ändras lika mycket.

Prisdifferensen som uppstår i respektive område, jämfört med systempris, kan därmed anses delvis bero på hur stort intresset är att köpa och sälja i de olika områdena.

### *Mothandel*

I Sverige har vi beslutat att inte åtgärda befarade flaskhalsar i stamnätet under planeringsfasen, utan istället hantera dem under driftfasen med hjälp av mothandel. Härigenom undviks regionala uppdelningar av den svenska marknaden i samband med att flaskhalsar uppträder, vilket garanterar ett enhetligt nationellt elpris på Nord Pools spotmarknad.

Mothandel innebär att Svenska Kraftnäts balanstjänst köper ökad elproduktion i ett område med produktionsbrist och/eller minskad produktion i ett område med överskott, t.ex. om överföringen behöver reduceras mellan Norrland och Sydsverige. Mothandel används under driftfasen (leveranstimmen) för att hantera trånga sektorer som kan uppstå var som helst i nätet. Kostnaderna för denna mothandel belastar Svenska Kraftnät.

I sin PM om nätbegränsningar till utredningen har Svenska Kraftnät beskrivit för- och nackdelar med de två metoder för att hantera flaskhalsar som används på den nordiska elmarknaden:

- *Prisområdesmodellen.* En fördel är att en klar signal ges om att flaskhalsar finns. En nackdel är att det föreligger risk för maktmissbruk, eftersom marknaden är liten. Aktörerna möter också en ökad risk då områdespriset skiljer sig från systempriset som Nord Pools finansiella kontrakt säkras mot om de inte prissäkrar sig. En ytterligare nackdel är att områdespriserna inte självklart speglar de verkliga nätbegränsningarna, eftersom prisområdesgränser idag inte nödvändigtvis placeras där de strukturella flaskhalsarna finns. Vidare genererar prisområdesmodellen normalt flaskhalsintäkter för de systemansvariga, vilket kan ses som en felaktig signal. Enligt Svenska Kraftnät är det därför viktigt att de systemansvariga informerar aktörerna att flaskhalsintäkter skall föras tillbaka till aktörerna, t.ex. via motköp, investeringar i nät eller reduktion av nättariffen.
- *Mothandel.* En fördel är att det blir en stor marknad med mindre risk för marknadsmakt. Elhandlarna upplever inga begränsningar i överföringskapaciteten då kostnaderna för motköp betalas av alla som nyttjar näten via nättariffen. Detta ger signaler till nätägaren/systemansvarig om till vilket pris en förstärkning av näten bör ske. Handeln mellan aktörerna kan upprätthållas trots nätbegränsningar. Nackdelen med mothandel är att inga signaler ges till aktörerna om att begränsningar finns. Kostnaderna för mothandel kan bli höga om de förekommer ofta. Det finns dessutom en risk för höga motköpskostnader om ett fåtal företag har stor marknadsandel på motköpsmarknaden. För att mothandelsmetoden skall fungera krävs dessutom att det finns produktion att mothandla, vilket inte är självklart.

## 6.2 Möjliga åtgärder som redovisats till utredningen

Många av de aktörer utredningen varit i kontakt med har efterlyst ytterligare åtgärder i syfte att tillförsäkra att det nordiska elbörsoområdet oftare än vad som var fallet exempelvis år 2000 fungerar som en gemensam marknad. Därvid har framförts såväl att överföringsnätet inom och mellan länderna bör byggas ut i ökad utsträckning som att mothandel bör utnyttjas i högre grad mellan

länderna. I sammanhanget har ett flertal intressenter även framfört att det vore önskvärt med en gemensam, nordisk systemoperatör.

I sina promemorior till utredningen har Svenska Kraftnät lämnat vissa kommenterar till förutsättningarna för ytterligare utbyggnad av överföringsnätet respektive ökat utnyttjande av mothandel, vilka redovisas i det följande.

#### *Förutsättningar för utbyggnad av överföringsnätet*

Det nordiska elsystemets stora beroende av vattenkraft medför stora variationer i energibalansen över åren, vilket enligt Svenska Kraftnät ställer krav på ett mycket flexibelt system, med hög kapacitet i ledningsnätet mellan länder och andra geografiska områden. Eftersom det inte är möjligt att förutse hydrologiska variationer är det enligt Svenska Kraftnät inte samhällsekonomiskt lönsamt att utifrån de mest extrema situationerna bygga bort alla flaskhalsar i elnätet. Snarare bör man utnyttja en kombination av olika åtgärder för att hantera flaskhalsar och finna en investeringsnivå som är skäligen i förhållande till mer normala variationer.

På uppdrag av utredningen har Svenska Kraftnät gjort vissa bedömningar av kostnader för ytterligare nätförstärkningar, vilka redovisats i promemorian Kostnader och kapacitet vid nätförstärkningar (2001-10-25). I denna anges att det är svårt att i generella termer ange vad en nätförstärkning kan kosta eller vad en viss åtgärd ger i ökad kapacitet. Till detta bidrar bl.a. att en ökning av kapaciteten i nätet kan göras på många olika sätt och är beroende av vad som begränsar kapaciteten. Dessutom ger samma investering, t.ex. en ny ledning, olika stor ökning av kapaciteten beroende på var i nätet den görs. Vidare styrs kostnaderna av vilken åtgärd man vidtar och var i nätet man gör den.

För att ändå ge en bild av kostnaden för att bygga en ny 400 kV-ledning har Svenska Kraftnät överslagsmässigt bedömt kostnaderna för att minska en av de mest betydande flaskhalsarna inom Sverige (det s.k. snitt 2 mellan norra och södra delarna av landet) respektive för att utöka kapaciteten mellan Sverige och Norge:

- *Ny 400 kV-ledning i snitt 2.* En sådan bedöms av Svenska Kraftnät kräva en sträckning på 800 km eller mer, vilket antas ge en kostnad på drygt 2 miljarder kronor. Kapacitetsökningen för en sådan åtgärd är inte analyserad, men blir enligt Svenska Kraftnät sannolikt inte så

hög när man i detta fall bygger en nionde ledning parallellt till de åtta befintliga.

- *Ny 400 kV-ledning mot Norge.* Mellan Sverige och Norge börjar man enligt Svenska Kraftnät närma sig den maximala kapacitet som kan uppnås med befintligt nät. Det finns idag tre 400 kV-ledningar mellan länderna. En ny 400 kV-ledning mellan t.ex. södra Norge och mellersta Sverige skulle därför ge en större ökning av kapaciteten, mellan 500-700 MW. Kostnaden torde enligt Svenska Kraft komma att uppgå till 1,5–2 miljarder kronor, varav ungefär hälften på svensk sida.

Enligt promemorian skulle en investering på 2 miljarder kronor i nätutbyggnad grovt räknat ge en fördyring av stamnätstariffen med ca 12 procent, dvs. ca 0,15-0,20 öre/kWh<sup>3</sup>.

#### *Förutsättningar för utökad mothandel*

Enligt Svenska Kraftnät talar starka skäl för att obegränsade motköp vare sig är önskvärt eller möjligt. T.ex. sägs obegränsad mothandel innebära stora ingrepp i driftfasen, eftersom det kan röra sig om stora volymer som skall mothandlas. Stora volymer som ska mothandlas kan innebära stora och okontrollerbara kostnader. Vidare är en förutsättning för mothandel enligt Svenska Kraftnät att det finns tillgängliga reglerresurser på var sida om flaskhalsgränsen. Enligt Svenska Kraftnät kan ett starkt utvidgat eller obegränsat mothandelsförfarande på nationsgränserna även leda till nya flaskhalsar i andra delar av nätet.

Mot bakgrund av aktörernas önskan om att hålla ihop den nordiska marknaden har de nordiska systemoperatörerna dock övervägt möjligheterna att utvidga mothandeln vid nationsgränserna. I syfte att vinna erfarenhet om detta har man under hösten 2001 genomfört en försöksverksamhet med mothandel över gränsförbindelserna i situationer då handelskapaciteten begränsas på grund av planerade avbrott. Mothandel har skett på upp till 500 MW i högst två veckors tid vid bestående fel och vid underhållsarbeten på de nordiska överföringsförbindelserna. Detta innebär att den handelskapacitet som aktörerna sett har begränsats i mindre omfattning än den fysiska överföringskapaciteten till följd av fel eller revisioner av

<sup>3</sup> I detta överslag har antagits en investeringsränta om 10 procent, i enlighet med Svenska Kraftnätets riktlinjer för investeringskalkylering, och en avskrivningstid på 35 år.

förbindelserna. Aktörerna har därmed sett ett starkare nät. En utvärdering av försöksverksamheten har gjorts. De erfarenheter som har gjorts är inte odelat positiva enligt Svenska Kraftnät. Bland annat kan nämnas att testen givit upphov till problem med volymer och priser i balansreglermarknaden. Konklusionerna av testperioden är att det inte är aktuellt med någon permanent lösning av utökad motköp i denna skepnad. Nordel skall dock utreda vidare kring formerna för en ny modell, eventuellt via elspotmarknaden.

Svensk Energi har framfört till utredningen att man anser att Svenska Kraftnät som praktiskt försök bör införa motköp upp till viss nivå i en överföringsförbindelse, så att exempelvis 1 000 MW i handelskapacitet garanteras i det s.k. Haslesnittet.

### **6.3 Nordels utredning kring annan prisområdesindelning**

Inom ramen för sin samarbetsorganisation Nordel utreder de nordiska systemoperatörerna för närvarande förutsättningarna för att genomföra en indelning av elspotområden som följer de fysiska flaskhalsarna utan hänsyn till nationsgränser.

Utgångspunkten är att gränserna för prisområden placeras på så vis att ett mer optimalt flöde mellan de olika områdena uppnås. Eventuella prisskillnader skulle då avspegla de verkliga begränsningarna i kraftöverföringen mellan områdena. Priserna kan härmed fungera som signaler till marknadens aktörer och de systemansvariga företagen, och därmed vara styrande för investeringar. Med en prisområdesindelning som bygger på fysiska flaskhalsar kan också en viss styreffekt uppnås vid lokalisering av nya produktionsanläggningar.

En annan prisområdesindelning kan dock få konsekvenser för konkurrensen, i synnerhet om det bildas flera mindre områden med färre producenter än idag. Ett viktigt område för de nordiska systemoperatörernas utredning är därför att utvärdera vilka konsekvenser avseende risken för missbruk av marknadsmakt som en förändrad områdesindelning skulle kunna få.

Utredningen skulle enligt de ursprungliga planerna vara klar i december 2001, men har förlängts till mars 2002. Något förslag föreligger ännu inte.

## 7 Prisutveckling i slutkundsledet

I detta kapitel analyseras prisutvecklingen i slutkundsledet under senare år. Först beskrivs i avsnitt 7.1 hur det totala elpriset (inklusive el, nät och skatter) utvecklats under perioden 1990-2000 för industri- och hushållskunder. Därefter beskrivs i avsnitt 7.2 mer ingående hur den del av det totala elpriset som elanvändarna kan påverka (dvs. priset på elenergin) har utvecklats efter avregleringen av elmarknaden. I detta avsnitt behandlas endast hushållskunderna.

Prisredovisningen avser, om inget annat anges, fasta priser med KPI i januari 2001 som bas. Vidare baseras redovisningen på de skattesatser som gäller i större delen av landet. Som kommer att framgå av avsnitt 7.1 har dock vissa nordliga kommuner lägre skattesats. Kapitlet bygger på den rapport (Kartläggning av vissa frågor om strukturen inom elhandelsområdet m.m.) som Econ AB har tagit fram på uppdrag av utredningen.

### 7.1 Utveckling av det totala elpriset 1990-2000

Nedan beskrivs utvecklingen av det totala elpriset från 1990 till 2000. Redovisningen inkluderar två kundkategorier: industri- och hushållskunder, vilka definierats utifrån en årlig förbrukning av 70 GWh respektive 20 000 kWh.

Före elmarknadsreformen den 1 januari 1996 bestod elpriset av en elavgift där såväl nätavgift som pris på elenergi var inkluderade. Efter den 1 januari 1996 gäller krav på att nät och elhandel skall bedrivas i skilda juridiska personer, varför också elavgiften har delats upp. För jämförelsens skulle redovisas dock i detta sammanhang nätavgift och elpris tillsammans.

För att ge en bild av hur det totala elpriset utvecklats bör hänsyn även tas till elskatt och moms. Privatkunder erlägger elskatt samt moms på såväl elavgift som elskatt. Industrikunder betalade elskatt

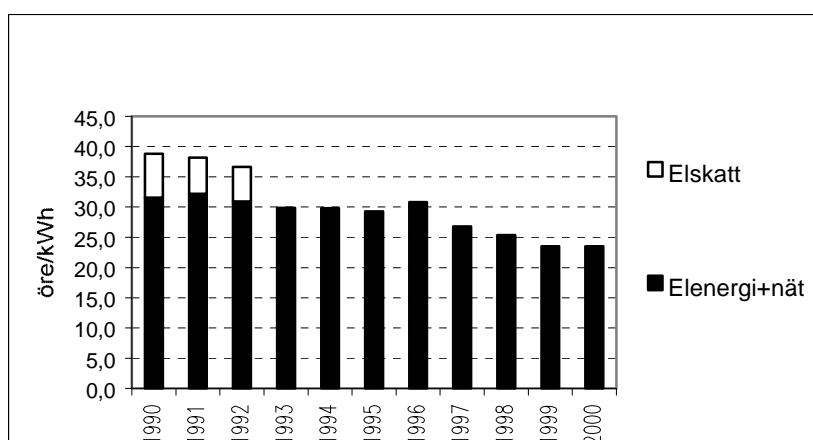


fram till den 1 januari 1993, men är sedan dess skattebefriade och betalar heller ingen moms.

I sammanhanget kan också sägas att i nätavgifterna ingår tre typer av myndighetsavgifter. För lågspänningsabonnenter uppgår dessa för närvarande till 3 kronor per år till Nätmyndigheten, 6 kronor per år till Elsäkerhetsverket och 36 kronor per år för elberedskap. I nätavgifterna för högspänningsabonnemang ingår årligen 600 kronor till Nätmyndigheten, 500 kronor till Elsäkerhetsverket och 1 968 kronor för elberedskap.

I figurerna 7.1 och 7.2 nedan visas hur det totala elpriset utvecklats för industri- och hushållskunder från 1990 till 2000. Priserna avser för 1990-1997 årsmedel, för 1998-1999 priserna i juli månad och för 2000 priserna i januari. Priserna avser medelvärden för landet.

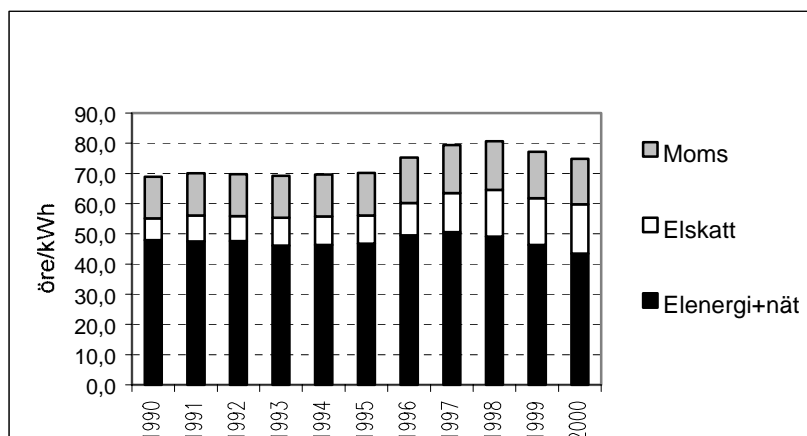
*Figur 7.1* Utveckling av totalt elpris för industrikunder, 70 GWh/år (fasta priser, KPI januari 2001 som bas)



*Källa:* 1990-97 IEA, 1998-2000 Eurostat

Som framgår av figur 7.1 har under perioden 1990-2000 det totala elpriset minskat för industrikunder. Econ visar i sin rapport att nätavgiften sedan avregleringen 1996 i stort sett legat stilla för industrikunderna, varför minskningen under denna period hänförs till elenergidelen.

Figur 7.2 Utveckling av totalt elpris för hushållskunder, 20 000 kWh/år (fasta priser, KPI januari 2001 som bas)



Källa: 1990-97 IEA, 1998-2000 Eurostat

I motsats till vad som gäller för industrikunderna har hushållens totala elpris stigit under perioden 1990-2000. Som framgår av figur 7.2 är det främst höjningar av elskatten som medfört ökade priser för hushållskunderna, medan priset på elenergi och nät har varit fallande också för dessa kunder<sup>1</sup>.

Hur elskatten har utvecklats under perioden 1990-2000 framgår av tabell 7.1 på nästa sida. Som kommentar till tabellen kan sägas att regeringen i den senaste budgetpropositionen föreslagit en höjning av elskatten med 1,2 öre/kWh för normalhushåll fr.o.m. den 1 januari 2002.

<sup>1</sup> I sammanhanget kan påpekas att de ökande hushållspriserna initialt efter avregleringen ledde till att ett antal intresseorganisationer engagerade sig för att få till stånd att sänka elpriser även skulle komma hushållen till del.

Tabell 7.1 Elskatter i konsumtionsledet (öre/kWh)

Fr.o.m.	Industri	Hushåll	Hushåll – vissa kommuner*
1989-07-01	7	9,2	8,2
1990-03-01	5	7,2	2,2
1993-01-01	0	8,5	3,5
1994-01-01	0	8,8	3,6
1995-01-01	0	9	3,7
1996-01-01	0	9,7	4,3
1996-09-01	0	11,3	5,8
1997-07-01	0	13,8	8,2
1998-01-01	0	15,2	9,6
1999-01-01	0	15,1	9,5
2000-01-01	0	16,2	10,6
2001-01-01	0	18,1	12,5

\* Norrbottens län, Västerbottens län och Jämtlands län: samtliga kommuner, Västernorrlands län: Örnsköldsvik, Sollefteå och Ånge, Gävleborgs län: Ljusdal, Värmlands län: Torsby, Dalarnas län: Malung, Mora, Orsa och Älvdalen.

## 7.2 Elprisets utveckling för hushållen efter avregleringen

Efter avregleringen kan hushållskunderna på elmarknaden grovt sett delas in i två grupper, till vilka elhandelsföretagens erbjudanden ser olika ut, i allmänhet enligt följande indelning:

- Kunder som inte varit aktiva på den fria elmarknaden utan behållit sitt gamla avtal ("tillsvidarekunder"): elhandelsföretaget har ett standardiserat erbjudande, tillsvidareavtal. Tillsvidareavtal motsvarar i huvudsak de avtal som före den 1 november 1999 erbjöds leveranskoncessionskunder.
- Kunder som varit aktiva på den fria elmarknaden genom att antingen byta leverantör eller omförhandla sitt avtal ("avtalskunder"): elhandelsföretaget har några standardiserade erbjudanden, ofta rörligt pris samt fast pris för perioder om 1, 2 eller 3 år.

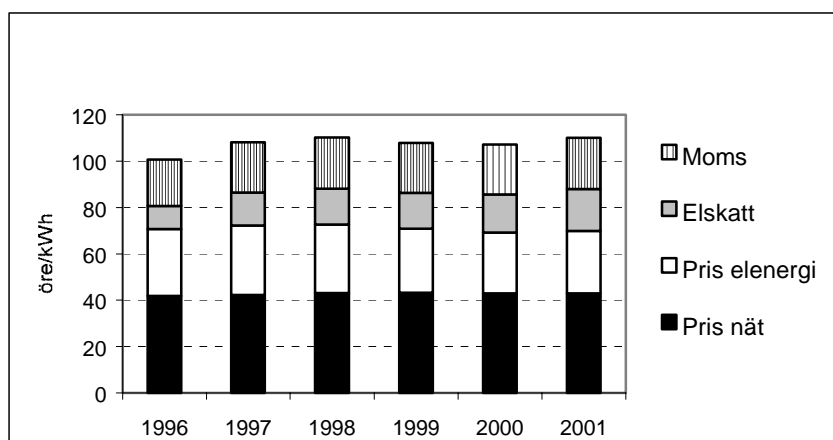
I detta avsnitt analyseras hur prisutvecklingen sett ut i dessa olika avtalsformer efter avregleringen. Som framgått av utredningens särskilda skrivelse av den 30 november 2001 (se bilaga 2) var det dock få hushåll som bytte leverantör innan kravet på timmätning avskaffades

den 1 november 1999, varför prisutvecklingen för ”avtalskunder” endast redovisas från sommaren 1999 och framåt.

Efter den 1 januari 1996 består hushållens totala elpris av fyra komponenter: nätavgift, pris på elenergi, elskatt och moms. Utöver det rörliga priset för själva elen (öre/kWh) tillämpar många – men långtifrån alla – elleverantörer en fast årlig avgift (kr/år), vilken i allmänhet är lika stor för olika typer av hushållskunder. I de följande figurerna redovisas priset på elenergi inklusive fast avgift.

I figur 7.3 nedan redovisas hur totalpriset uppdelat på olika komponenter utvecklats för tillsvidarekunder från 1996 och fram till den 1 januari 2001. Figuren avser lägenhetskunder (2 000 kWh/år) och medelvärden för landet.

Figur 7.3 Utveckling av totalt elpris för tillsvidarekunder, 2 000 kWh/år (fasta priser, KPI januari 2001 som bas)

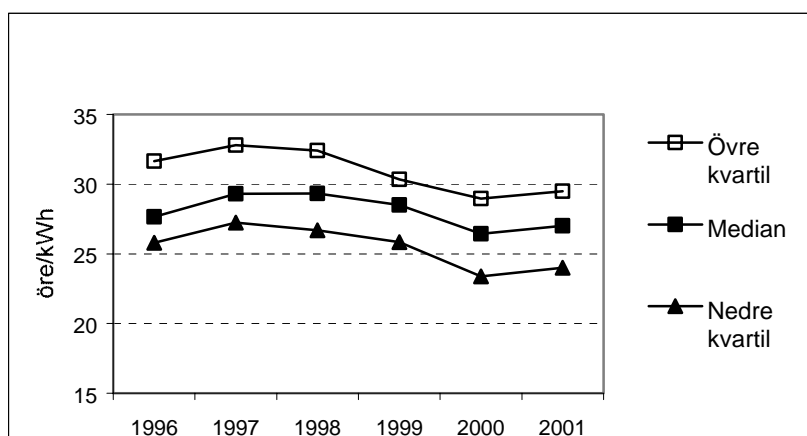


Källa: SCB

Som framgår av figur 7.3 består hushållskundernas totala elpris efter 1996 grovt sett av en tredjedel vardera av nätavgift, elpris och skatter. Det bör också noteras att hushållens totala elpris är högre nu än vid avregleringens början, som sades tidigare främst beroende på att skatterna höjts.

Spridningen mellan olika elhandelsföretag har under perioden 1996 och fram till den 1 januari 2001 varit relativt stor vad beträffar priset för elenergi. Detta illustreras av figur 7.4 på nästa sida. I denna, liksom i följande figurer, redovisas priset inklusive fast avgift.

Figur 7.4 Spridning i priset på elenergi för tillsvidarekunder, 2 000 kWh/år (fasta priser, KPI januari 2001 som bas)

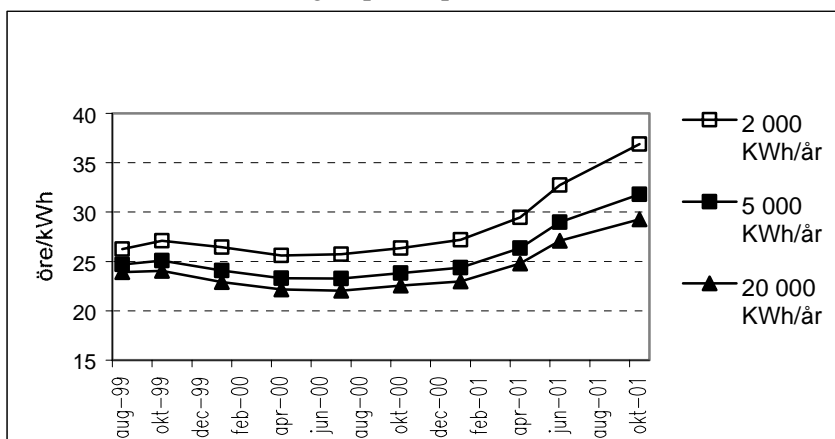


Källa: SCB

Figurerna 7.3 och 7.4 ovan bygger som framgått på statistik från SCB och avser utvecklingen fram till den 1 januari 2001. För tiden därefter finns ännu ingen SCB-statistik. För att kunna ge en beskrivning av förhållandena efter införandet av schablonberäkning som även inkluderar utvecklingen under 2001 har Econ som underlag för sin rapport inhämtat prisuppgifter för 25 elhandelsföretag via internet. Samtliga dessa är att betrakta som företag som aktivt konkurrerar på marknaden, bl.a. ingår de största företagen.

I figurerna 7.5 och 7.6 på nästa sida redovisas hur prisutvecklingen för dessa 25 företag sett ut beträffande tillsvidare- och avtalskunder (här avseende 1-års fastprisavtal) från sommaren 1999 och framåt. I figurerna redovisas priserna för tre olika förbrukningsnivåer, motsvarande typkunderna lägenhet (2 000 kWh/år), villa utan elvärme (5 000 kWh/år) och villa med elvärme (20 000 kWh/år). Observera att figurerna visar löpande priser.

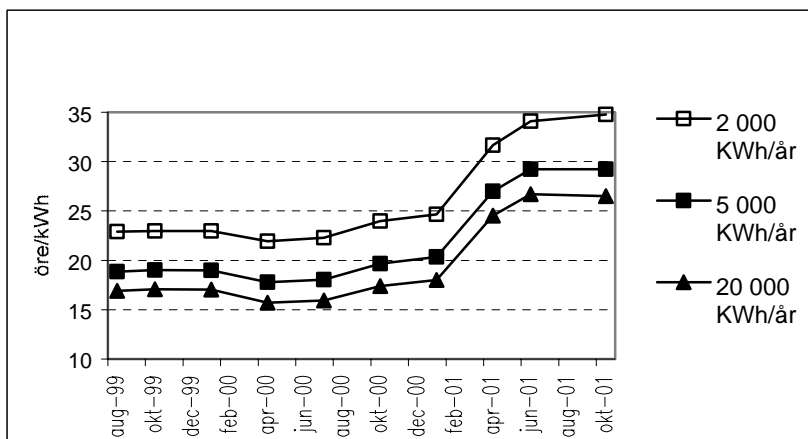
Figur 7.5 Pris på elenergi för tillsvidarekunder, inklusive fast avgift (medelvärden för 25 företag, löpande priser)



Källa: www.montel.no samt företagens egna hemsidor

De prisskillnader mellan små och stora förbrukare som framgår av figur 7.5 beror i huvudsak på att den fasta avgiften får större genomslag för de mindre förbrukarna. Att kurvorna går isär mot slutet av den studerade perioden beror på att flera av elleverantörerna i underlaget införde fast avgift under perioden.

Figur 7.6 Pris på elenergi för avtalskunder med 1-års fastprisavtal, inklusive fast avgift (medelvärden för 25 företag, löpande priser)



Källa: www.montel.no samt företagens egna hemsidor

Skillnaden mellan priset för tillsvidarekunder och priset för avtalskunder motsvarar vad en hushållskund som ännu inte varit aktiv på den fria elmarknaden kan tjäna på att aktivera sig. För ett urval av de tidpunkter som redovisas i figurerna 7.5 och 7.6 framgår denna differens av tabell 7.2 nedan.

Tabell 7.2 Differens mellan tillsvidarepris och 1-års fastpris, öre/kWh (avrundat till närmaste halva öre)

Tidpunkt	2 000 kWh	5 000 kWh	20 000 kWh
Oktober 1999	4,0	6,0	7,0
Januari 2000	3,5	5,0	6,0
Juni 2000	3,5	5,0	6,0
Oktober 2000	2,5	4,0	5,0
Januari 2001	2,5	4,0	5,0
Juni 2001	-1,5	-0,5	0,5
Oktober 2001	2,0	2,5	3,0

Som framgår av tabell 7.2 tycks differensen mellan tillsvidare- och avtalspriser kontinuerligt ha minskat från hösten 1999 och fram till sommaren 2001, för att därefter öka något.

Sett som genomsnitt över perioden ger siffrorna i tabell 7.2 en differens för lägenheter (2 000 kWh/år) på ca 2,5 öre/kWh, för villor utan elvärme (5 000 kWh/år) på ca 4 öre/kWh och för villor med elvärme (20 000 kWh/år) på ca 5 öre/kWh<sup>2</sup>. I kronor per år räknat motsvarar detta en sparpotential på i tur och ordning 50 kr/år, 200 kr/år respektive 1 000 kr/år. Det bör dock noteras att det finns en spridning i prissättningen mellan olika företag, vilket innebär att besparingspotentialen kan vara större i enskilda fall.

<sup>2</sup> Utredningen har inte analyserat om differensen eventuellt skulle bli större om beräkningen utgick från någon annan av de avtalsformer som erbjuds till kunder som tecknar avtal, dvs. rörligt pris eller fast pris med någon annan tidsbindning. Om så är fallet torde det dock endast röra sig om något enstaka öre/kWh.

## 8 Elhandelns struktur m.m.

Detta kapitel behandlar vissa förhållanden avseende de företag som säljer el till slutkund i Sverige. I avsnitt 8.1 beskrivs strukturen på svensk elhandel. Avsnitt 8.2 tar upp vissa av de risker ett elhandelsföretag har att hantera i sin verksamhet. I avsnitt 8.3 beskrivs hur handelsmarginalerna i elhandeln utvecklats under senare år.

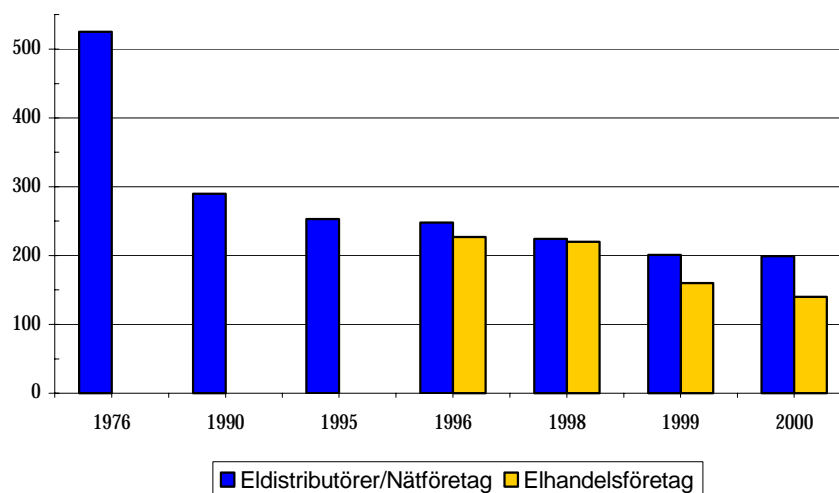
### 8.1 Strukturen på svensk elhandel

Eldistributionsledet har traditionellt inte präglats av lika hög grad av koncentration som produktionsledet (för en beskrivning av kraftproduktionens struktur, se kapitel 3). Året före elmarknadsreformen, 1995, svarade t.ex. de fem största eldistributörerna för 42 procent av marknaden, varav Vattenfall med 17 procent hade störst marknadsandel.

Efter avregleringen har en strukturomvandling skett som tycks ha ökat koncentrationen. Strukturomvandling är dock långtifrån någon ny företeelse i branschen. I mitten av 1950-talet fanns drygt 1 500 företag i den svenska eldistributionsbranschen. Som framgår av figur 8.1 på nästa sida hade antalet företag vid 1970-talets mitt minskat till drygt 500, och har därefter fortsatt att minska.



Figur 8.1 Strukturförändringar i eldistributionen 1976-2000



Källa: Svensk Energi

Den 1 januari 1996 introducerades konkurrens i produktion och försäljning av el, samtidigt som nätverksamheten måste brytas ut och bilda egen juridisk person skild från produktion och handel med el. Detta innebar starkt förändrade förutsättningar för eldistributörerna, t.ex. delades de tidigare elverken upp i elhandelsföretag och nätföretag.

Som framgår av figur 8.1 har efter elmarknadsreformen antalet elhandelsföretag minskat snabbare än antalet nätföretag. Noteringen för 2000 var 145 elhandelsföretag och 201 elnätföretag. För närvarande är ca 130 elleverantörer verksamma på den svenska slutkundsmarknaden<sup>1</sup>.

Den minskning som skett av antalet elhandelsföretag under de senaste åren tycks främst ha två förklaringar:

- Dels har ett flertal (företrädesvis kommunala) elhandelsföretag sålts, och då ofta med något av de stora kraftproducerande företagen som köpare. Några sådana exempel från senare år är Vattenfalls förvärv av Uppsala Energi, Sydkrafts av energibolagen i Örebro och

<sup>1</sup> Enligt Svenska Kraftnäts lista över marknadens aktörer, exklusive helt uppköpta elhandelsföretag.

Norrköping, Birkas av Täby Elverk och Lidingö Energi samt Graninges kommunala förvärv i Enköping och Kramfors.

- Dels har ett antal samägda elhandelsbolag bildats genom att ägare (främst kommuner och föreningar) till mindre och medelstora företag slagit ihop sina elhandelsbolag, samtidigt som de olika ägarna i allmänhet har behållit enskilt ägande av sina respektive nätföretag. Några exempel på sådana gemensamt ägda elhandelsföretag är Dalakraft, Fyrstad Kraft, Kraftaktörerna, Mälarenergi och Östkraft.

Trenden mot allt färre elhandelsbolag under senare år har samtidigt i viss mån motverkats av att helt nya aktörer har etablerat sig i elhandel efter avregleringen. Bl.a. har flera stora oljebolag antingen etablerat egen elhandelsverksamhet eller slutit allianser med kraftbolagen för att delta i elmarknaden. Vidare har flera företag introducerat e-handel med el.

Att döma av den rapport Econ AB tagit fram på uppdrag av utredningen<sup>2</sup> tycks konkurrensen om slutkunderna i första hand stå mellan ovanstående företagstyper (dvs. de stora, vertikalt integrerade kraftproducenterna, de samägda elhandelsföretagen och de nya aktörerna) samt ett mindre antal alltjämt kommunalt ägda och fristående elhandelsföretag med ambitioner att växa på marknaden. Den senare typen av fristående elhandelsbolag kännetecknas av att de för sin kraftanskaffning inte är bundna av avtal med enskilda producenter, utan till stor del handlar via elbörsen. Bland dessa företag kan t.ex. nämnas Elbolaget i Norden, Telge Energi och Öresundskraft.

Utöver ovanstående företagstyper finns även ett stort antal mindre och medelstora elhandelsföretag som har valt en mer passiv marknadsstrategi, i allmänhet att koncentrera sig på sitt traditionella geografiska område och att inte bedriva aktiv marknadsföring i syfte att vinna nya kunder utanför detta. Ofta har dessa företag också valt att samarbeta med någon av de stora kraftproducenterna, t.ex. genom partnerskap inom kraftanskaffning och marknadsföring eller genom återförsäljaravtal.

---

<sup>2</sup> Kartläggning av vissa frågor om strukturen inom elhandelsområdet m.m.

*Kartläggning av sfärer inom elhandelsområdet*

På den svenska elmarknaden finns idag omkring 130 elhandlare som konkurrerar med varandra om att leverera el till slutkunderna. Som framgått ovan kan dock företag som av kunden uppfattas som konkurrenter vara knutna till varandra på olika sätt, antingen genom ägande eller genom olika inbördes avtalsrelationer. I sin rapport till utredningen har Econ AB kartlagt hur antalet elhandlare förändras om hänsyn tas till att olika "elhandelssfärer" bildas genom denna typ av ägar- och/eller avtalsrelationer.

Med en elhandelssfär avses i Econs rapport ett antal företag som på ett eller annat sätt är knutna till varandra. Sådana företag som karakteriseras av enskilt ägande och fristående kraftanskaffning och marknadsföring bildar inga sfärer utan betraktas som oberoende elhandlare. Om det däremot förekommer samverkan mellan företag tillhör dessa en och samma sfär. Följande former av samverkan kan enligt Econ definiera en företagssfär:

- Ett företag (i allmänhet en kraftproducent) har ägarintressen i ett annat elhandelsföretag eller har avtal om att leverera el till dessa företag i form av återförsäljaravtal eller någon annan form av partneravtal.
- Flera elhandelsbolag har slagit ihop sitt ägande och bildat ett samägt bolag.

Banden mellan olika företag är rimligen starkare om det rör sig om ett moder-/dotterbolagsförhållande än i ett partneravtal. Med hänsyn till att banden mellan företag inom samma sfär kan variera i styrka har Econs kartläggning skett i tre steg, enligt följande:

- 1) I elhandelsföretagets/koncernens sfär inräknas andra elhandelsföretag som ägs till mer än 50 procent.
- 2) Utöver p. 1 inräknas i elhandelsföretagets/koncernens sfär även andra elhandelsföretag som ägs till minst 50 procent.
- 3) Utöver p. 1 och p. 2 inräknas i elhandelsföretagets/koncernens sfär även andra elhandelsföretag med vilka man har partner- eller återförsäljaravtal eller i vilka man är minoritetsägare.

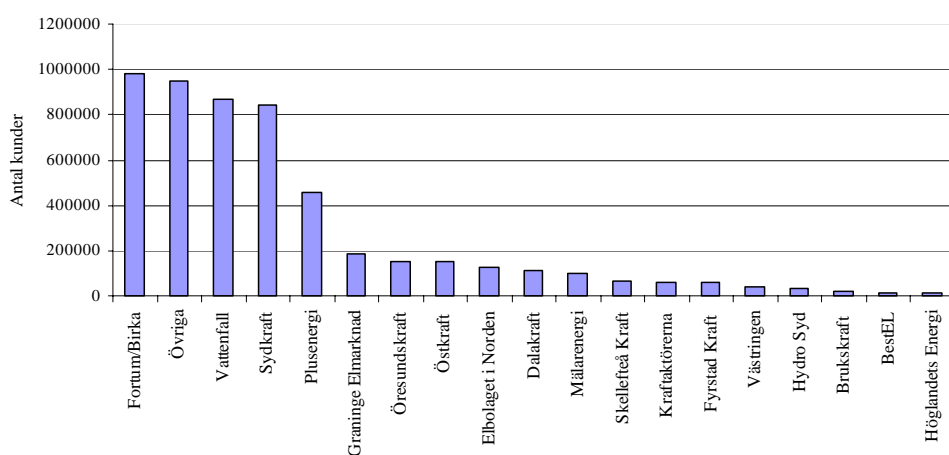
Utöver punkterna 1 till 3 betraktas i Econs rapport också samägda elhandelsföretag som egna sfärer.

I det följande redovisas vad som i Econs rapport framkommit om vilka sfärer som bildas i ovanstående tre steg och om hur många

kunder som finns inom respektive sådan sfär. Enligt Econ är uppgifterna om ägarförhållanden o.d. (som bygger på årsredovisningar, företagens hemsidor, telefonkontakter med företagen, m.m.) aktuella per november 2001. Detta innebär bl.a. att Fortums aviserade uppköp av hela Birka Energi och Öresundskrafts d:o av Statoils svenska elhandelsverksamhet har inkluderats, men däremot inte Plusenergis i december offentliggjorda förvärv av Borås Energis elhandel. Uppgifterna om antal kunder kan antas ha en felmarginal på  $\pm 10$  procent<sup>3</sup>.

I figur 8.2 nedan redovisas antal elkunder i de företagsfärer som framträder i kartläggningens *steg 1*, dvs. utifrån elhandelsföretags/koncerners majoritetsägande i andra elhandelsföretag.

Figur 8.2 Antal kunder i sfärer byggda på majoritetsägande eller energiföretag bildat ett gemensamt elhandelsföretag



Som framgår av figur 8.2 omfattar de tre största producenternas sfärer med detta sätt att redovisa mellan 800 000 och en miljon kunder vardera. Ytterligare sex sfärer (Gräninge Elmarknad, Östkraft, Elbolaget i Norden, Dalakraft, Öresundskraft och Mälarenergi) har 100 000-200 000 kunder. Det bör noteras att Plusenergi, som ägs till

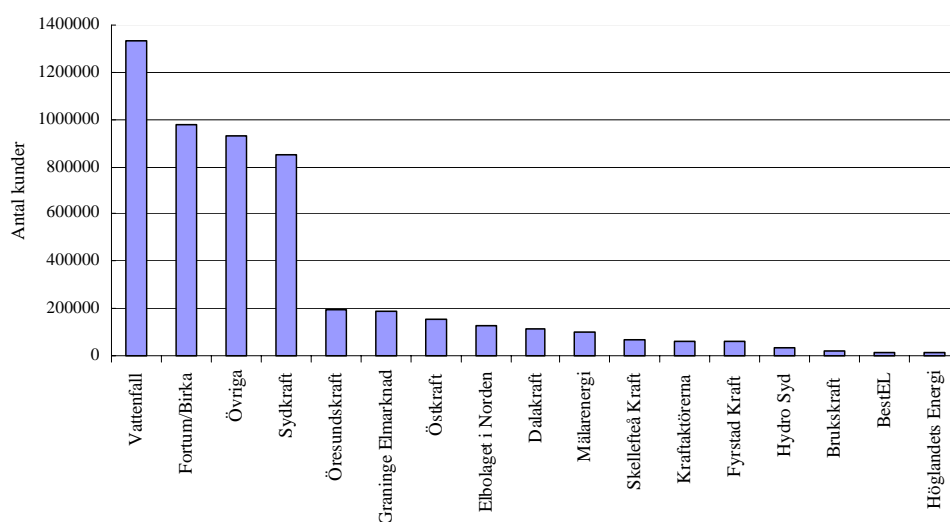
<sup>3</sup> Uppgifterna om antal kunder bygger på Energimyndighetens senaste sammanställning av de lokala nätföretagens anslutna kunder. Dessa uppgifter innehåller viss osäkerhet p.g.a. att leverantörbyten ständigt pågår.

50 procent vardera av Vattenfall och Göteborg Energi, ensamt har 450 000 kunder.

Gruppen ”övriga” omfattar i kartläggningens första steg 105 företag och ca 950 000 kunder. Det bör noteras att då kartläggningen avser sfärer så redovisas några enskilda företag som storleksmässigt är i paritet med vissa av sfäerna ändå i gruppen övriga, ett exempel är Telge Energi som har ca 100 000 kunder.

I kartläggningens *steg 2* inkluderas i elhandelsföretags/koncerners sfärer även 50-procentigt ägande i andra elhandelsföretag. I figur 8.3 nedan redovisas antal elkunder i sådana företagssfärer.

*Figur 8.3* Antal kunder i sfärer byggda på minst hälftenägande eller att energiföretag bildat ett gemensamt elhandelsföretag

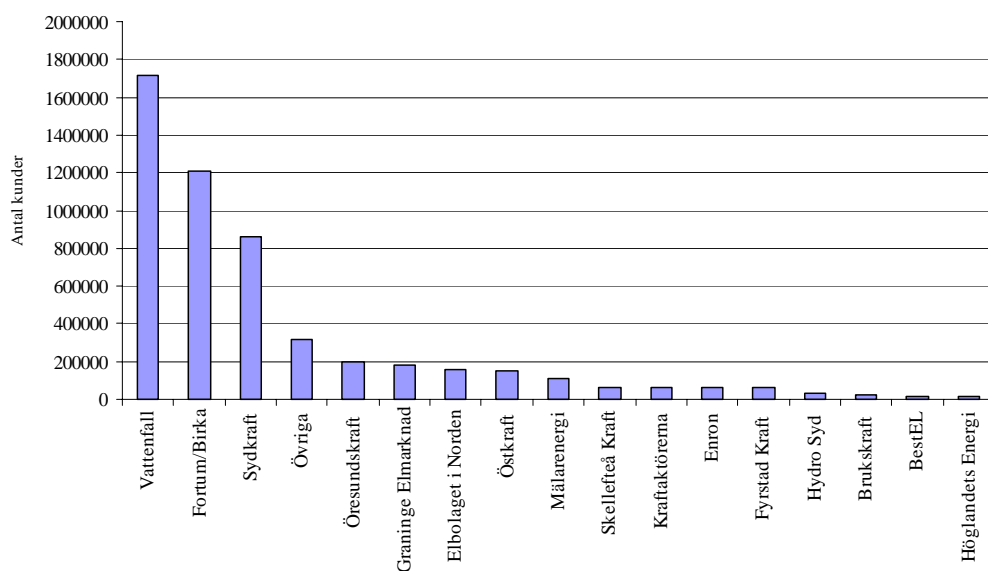


Bland förändringar i kartläggningens steg 2 jämfört med steg 1 kan bl.a. nämnas att Plusenergi nu inräknas i Vattenfalls sfär, som därmed omfattar över 1 300 000 kunder. Vidare har i Sydkraftsfären inräknats Oskarshamns Energi, och i Öresundskrafts sfär inräknats Västringen Energi.

Liksom tidigare utgörs de mer betydande sfäerna utöver de största producenterna av Gräninge Elmarknad, Östkraft, Elbolaget i Norden, Dalakraft, Öresundskraft och Mälarenergi. Gruppen ”övriga” omfattar nu 104 företag.

I kartläggningens *steg 3*, slutligen, redovisas inom samma företagsfår även minoritetsägda elhandelsföretag och sådana som genom partner- eller återförsäljaravtal är förbundna med producenterna. Som framgår av figur 8.4 nedan innebär en sådan redovisning att i synnerhet Vattenfalls och Fortum/Birkas sfärer ökar markant.

Figur 8.4 Antal kunder i sfärer byggda på minst minoritetsägande eller partner-/återförsäljaravtal eller att energiföretag bildat ett gemensamt elhandelsföretag



Partner- eller återförsäljaravtal är tämligen vanliga i relationerna mellan stora producenter och medelstora eller små elhandlare. T.ex. har Vattenfall enligt sin hemsida tecknat avtal om kraftleveranser med ett 20-tal elhandelsföretag som i kartläggningens tidigare steg redovisats som "övriga", t.ex. Eskilstuna Energi & Miljö, Jönköping Energi, Pite Energi och Strängnäs Energi. Vattenfall är också minoritetsägare i Boden Energi, Jämtkraft AB och Luleå Energi. Sammantaget medför detta att Vattenfalls sfär i kartläggningens steg 3 omfattar ca 1 700 000 kunder

Enligt sin hemsida har Birka Energi bl.a. tecknat avtal om kraftleveranser med Björklinge Energi, Fyrfasen Energi, Karlshamns Energi Elförsäljning och Sollentuna Energi Handel. I For-

tum/Birkasfären ingår i kartläggningens steg 3 därutöver bl.a. Dalakraft, i vilket Birka är minoritetsägare genom sitt ägande av Ryssa Elverk. Totalt har Fortum/Birkasfären nu ca 1 200 000 kunder.

Bland andra förändringar i kartläggningens steg 3 jämfört med steg 1 och 2 kan nämnas att Värnamo Energi nu ingår i Sydkrafts sfär. Jämfört med tidigare figurer har också en helt ny sfär bildats av vissa företag, i tidigare figurer redovisade som "övriga", vilka anlitar Enron för sin kraftanskaffning<sup>4</sup>. Vidare har i den sfär som bildas kring Elbolaget i Norden inkluderats tre elhandelsföretag som har avtal för kraftanskaffning med detta företag.

Sammantaget återstår efter kartläggningens tredje steg 37 företag i gruppen "övriga", att jämföra med 105 stycken i steg 1. Då bör samtidigt noteras att många av dessa 37 elhandelsföretag är mycket små (färre än 5 000 kunder) och förmodligen har avtal med någon producent rörande kraftanskaffning. I sin analys har Econ emellertid inte haft möjlighet att i detalj studera förhållandena för vissa av de allra minsta företagen.

## 8.2 Risker i elhandelsverksamhet

All affärsverksamhet innehåller specifika möjligheter och specifika risker. Elmarknaden utgör i detta avseende inget undantag, i synnerhet som utfallet av affärsuppgörelser i mångt och mycket styrs av klimatet och vädrets växlingar.

Branschorganisationen Svensk Energi har analyserat olika risker som en aktör på elmarknaden har att hantera. Detta avsnitt bygger på vad som därvid framkommit<sup>5</sup>.

Enligt Svensk Energi måste en elsäljares målsättning vara att bolaget skall kunna klara av stora variationer, såsom kalla vintrar som på 1980-talet, våtar som år 2000 och i slutet av 1980-talet, och torrår som 1996 och några av åren på 1960-talet. För att klara detta krävs att man bygger upp en riskhantering som är flexibel och som klarar vitt skilda utfall av priser och försäljningsvolym.

Aktörer på elmarknaden kan förbättra sitt resultat och minska sina risker genom aktiv handel, i kombination med god kompetens och kunskap om de handelsrisker som finns på marknaden. Enligt Svensk

<sup>4</sup> I december 2001 meddelades att Enron gått i konkurs. När betänkandet utformades var det dock oklart för utredningen vad som kommer att hända med denna "sfär".

<sup>5</sup> Analysen finns redovisad i rapporten Handelsrisker på den nordiska elmarknaden (januari 2001) och återges i sammanfattad form även i rapporten Elmarknadens utveckling och struktur 2000 (september 2001).

Energi går de flesta handelsrisker idag att begränsa. Således finns prissäkringar mot prisområdesrisken tillgängliga både bilateralt och på Nord Pool, och valutasäkring kan användas vid handel i olika valutor. Vidare kan risken i relation till slutkundens uttagsprofil samt företagets egna totala hanteringskostnader hanteras med olika verktyg.

Att helt prissäkra bort alla risker är dock i praktiken omöjligt. Oavsett hur ett företag sköter sin riskhantering kan det ekonomiska resultatet inte säkras till 100 procent, vilket innebär att en del i den affärsmässiga bedömningen är en avvägning av vilken risk ett företag kan utsätta sig för. Ju mer en aktör önskar gardera sig mot risker i elhandeln, desto mer kostar det också.

Enligt Svensk Energi kommer de senaste årens situation med stigande elförbrukning, stigande bränslepriser och minskad produktionskapacitet sannolikt att leda till ökad riskutsättning på den nordiska elmarknaden. Marknadsaktörer och elsäljare – i synnerhet de som saknar egen produktion – är beroende av vädret, konjunkturutvecklingen, produktionskapacitetens tillgänglighet, m.m.

I sina rapporter redovisar Svensk Energi en bedömning av storleksordningen på de risker en elsäljare kan utsättas för och av kostnaden på årsbasis för dessa risker. Denna bedömning framgår av tabell 8.1 nedan.

Tabell 8.1 Riskkostnader i elhandelsverksamhet

Risktyp	Årskostnad (öre/kWh)
Kapacitetsavgifter (p.g.a. prisområdeskillnader)	0,2 – 2,0
Förbrukningsprofiler	0,2 – 1,5
Volymfel	0,2 – 1,0
Balanskraft	0,1 – 1,0
Valutasvängningar	0,1 – 0,8
<i>Summa</i>	0,8 – 6,3

Källa: Svensk Energi

Enligt Svensk Energi visar en utvärdering av offentliga upphandlingsprotokoll från ett flertal elupphandlingar enligt lagen om offentlig upphandling att vissa aktörer – medvetet eller omedvetet – tar stora risker genom att prissätta elleveranser i princip utan marginaler, jämfört med motsvarande terminspriser. Den utvärdering som gjorts sägs tala för att vissa elhandelsföretag gör affärer med låg vinst eller t.o.m. förlust redan innan leveranserna tar sin början, om rimlig



hänsyn skall tas till risker med avseende på kundprofiler, prisområdesrisker, faktureringskostnader m.m. En förklaring till detta synes vara att man strävat efter att vinna nya kunder utanför sina normala hemmaområden.

### 8.3 Utveckling av handelsmarginaler i elhandeln

På uppdrag av Energimyndigheten har Econ AB nyligen analyserat hur stor handelsmarginalen är för elhandelsföretagen och hur den har förändrats sedan avregleringen av elmarknaden<sup>6</sup>. Vissa av de iakttagelser som därvid redovisats finns skäl att återge i detta sammanhang.

Med handelsmarginal avses i Econs rapport till Energimyndigheten skillnaden mellan elhandelsföretagens elpriser vid försäljning till slutkund och deras inköpspriser för motsvarande kraft.

Att döma av rapporten torde svenska elhandelsföretags handelsmarginal totalt sett ha minskat något sedan avregleringen av elmarknaden, åtminstone var detta fallet mellan åren 1999 och 2000. Samtidigt visar dock rapporten att utvecklingen har sett olika ut gentemot olika kundkategorier och i olika avtalstyper.

I avtal med helt individuella villkor, som erbjuds riktigt stora förbrukare och som sammantaget står för en stor del av landets totala volym försåld el, tycks den trendmässiga utvecklingen av handelsmarginalen ha varit successivt sjunkande mellan 1996 och 2001. Att döma av en enkät Econ gjort bland ett urval av elhandelsföretag halverades den genomsnittliga handelsmarginalen gentemot sådana kunder under perioden, från att ha legat på ca 2 öre/kWh under 1996 till att ha legat på ca 1 öre/kWh under 2001.

Handelsmarginalerna i elhandelsföretagens försäljning av el till hushåll och andra mindre kunder tycks däremot ha utvecklats i annan riktning, enligt följande<sup>7</sup>:

- I de avtal som erbjuds hushåll som inte varit aktiva på den fria elmarknaden (tillsvidareavtal) tycks handelsmarginalen trendmässigt ha ökat under hela perioden 1996 till 2001. Att döma av den enkät Econ gjort bland ett urval av elhandelsföretag ökade således under

<sup>6</sup> Utveckling av handelsmarginaler i elhandel (Econ Rapport 68/01, september 2001)

<sup>7</sup> I rapporten poängterar Econ att de nivåer som framkommit i första hand bör ses som illustrationer av den trendmässiga utvecklingen. Eftersom studien har omfattat ett urval av elhandelsföretag kan nämligen de genomsnittliga handelsmarginalerna för samtliga Sveriges elhandelsföretag ha sett något annorlunda ut i absoluta tal.

denna period företagens genomsnittliga handelsmarginal för lägenheter med ca 4,5 öre/kWh (till ca 8,5 öre/kWh i januari 2001), för villor utan elvärme med ca 3 öre/kWh (till ca 4,5 öre/kWh i januari 2001) och för villor med elvärme med ca 2,5 öre/kWh (till ca 2,5 öre/kWh i januari 2001). Hur handelsmarginalen i tillsvidareavtal utvecklats under 2001 framgår inte av Econs undersökning.

- I de avtal som erbjuds hushåll som är aktiva på den fria elmarknaden tycks handelsmarginalen trendmässigt ha legat relativt stilla från hösten 1999 till början av 2001, för att sedan öka. Av de avtalstyper som erbjuds aktiva hushållskunder har Econ främst studerat 1 års fastprisavtal. Fram till början av 2001 tyder Econs studie på att handelsmarginalerna i sådana avtal låg på ca 7,5 öre/kWh för lägenheter, på ca 4 öre/kWh för villor utan elvärme, och på ca 2 öre/kWh för villor med elvärme. Under våren och sommaren 2001 tycks det dock, att döma av Econs rapport, ha skett ett trendbrott som inneburit att dessa handelsmarginaler har stigit med ca 2 öre/kWh i respektive kundkategori.

Att handelsmarginalen i öre/kWh är större vid försäljning till lägenhetskunder än vid försäljning till villakunder beror på – i konsekvens med vad som sades i kapitel 7 – att den fasta avgiften får större genomslag i elpriset per förbrukad kWh för de minsta förbrukarna, lägenheter.

I sin rapport till Energimyndigheten har Econ även analyserat om handelsmarginalerna i 1 års fastprisavtal under perioden augusti 1999 till augusti 2001 varierat mellan olika typer av elhandelsföretag respektive mellan företag av olika storlek räknat i antal elhandelskunder. Undersökningen tyder på att en sådan variation förekommit. Framför allt i periodens början tycks renodlade elhandlare respektive små företag ha hållit lägre marginaler än i synnerhet koncerner med egen produktion respektive stora företag.

## 9 Förstärkt konkurrensbevakning?

I gällande lagstiftning likställs handel med el med andra varor och tjänster som bjuds ut på en fri marknad. Härmed är Konkurrensverket ansvarigt för konkurrensbevakningen när det gäller handel med el.

Enligt utredningens direktiv kan dock elmarknaden efter en mycket lång tid av monopol i många avseenden betraktas som en ännu inte färdigutvecklad marknad, på vilken det kan finnas behov av förstärkt konkurrensbevakning eller särskilda rapporteringskrav som kan öka transparensen. Mot denna bakgrund skall utredningen belysa behovet av åtgärder för att förstärka konkurrensbevakningen.

I syfte att beskriva hur konkurrensbevakningen hittills bedrivits ges i avsnitt 9.1 en kort redovisning av konkurrenslagens regler och de ärenden som Konkurrensverket hanterat inom elområdet. Därefter redovisas i avsnitt 9.2 vad Konkurrensverket till utredningen framfört om förutsättningarna för förstärkt konkurrensbevakning.

Inledningsvis bör påpekas att kapitlet behandlar det konkurrensrättsliga regelverket och konkurrensbevakning som sker med stöd av detta. Som framgått av kapitel 1 föreslog utredningen därtill i sin skrivelse av den 30 november 2001 att Energimyndigheten inom elhandelsområdet bör få en utökad roll som expertmyndighet i olika avseenden, vilket bland annat bör innefatta att följa hur marknadsförhållandena och konkurrensen utvecklas.

### 9.1 Konkurrenslagen och Konkurrensverkets ärenden inom elmarknaden

Konkurrenslagen innehåller två generella förbud:

- Förbud mot *konkurrensbegränsande samarbete* (6 §), som innebär att avtal mellan företag är förbjudna om de har till syfte att hindra, begränsa eller snedvrیدا konkurrensen på marknaden på ett märkbart sätt eller om de ger ett sådant resultat.

- Förbud mot *missbruk av dominerande ställning* på marknaden (19 §) från ett eller flera företags sida.

Det bör poängteras att det är inte förbjudet att inneha en dominerande ställning, det är missbruk av denna ställning som är förbjudet. En dominerande ställning karaktäriseras av att företaget i avsevärd utsträckning kan agera oberoende av sina konkurrenter och kunder. En viktig bedömningsgrund är företagets marknadsandel på den relevanta marknaden. I förarbetena till konkurrenslagen uttalas att man bör kunna dra slutsatsen att procenttal över 40 förefaller vara beaktansvärda och tydliga tecken på dominans samt att en marknadsandel över 50 procent skapar en presumtion för att företaget i fråga har en marknadsdominerande ställning. Skulle marknadsandelen överstiga 65 procent torde presumtionen för marknadsdominans bli nästan omöjlig att kullkasta.

Vid överträdelse av något av förbuden kan företag åläggas, med eller utan vite, att upphöra med överträdelsen och i särskilt allvarliga fall bli skyldigt att betala konkurrensskadeavgift. Avgiften kan maximalt uppgå till 10 procent av företagets årsomsättning.

De ärenden Konkurrensverket hanterat inom elområdet kan beskrivas utifrån en indelning i koncentrations-, ansöknings- och klagomålsärenden.

#### *Koncentrationsärenden*

En företagskoncentration kan bestå av antingen en sammanslagning av två eller flera tidigare självständiga företag eller av förvärv av direkt eller indirekt kontroll över ett eller flera företag eller delar därav. Bildandet av ett självständigt fungerande gemensamt företag (joint venture) kan också utgöra en företagskoncentration.

En företagskoncentration skall anmälas till Konkurrensverket av de berörda företagen om de tillsammans hade en omsättning föregående räkenskapsår som översteg fyra miljarder kronor och minst två av de berörda företagen hade en omsättning i Sverige som översteg 100 miljoner kronor.

Stockholms tingsrätt kan på talan av Konkurrensverket förbjuda en företagskoncentration som skapar eller förstärker en dominerande ställning som väsentligt hämmar eller är ägnad att väsentligt hämma förekomsten eller utvecklingen av en effektiv konkurrens inom landet i dess helhet eller en avsevärd del av det. Ingripanden mot

företagskoncentrationer anses vara en undantagsåtgärd. Förbud förutsätts bli aktuellt endast i samband med större förvärv och när dessa kan leda till mer påtagligt skadliga effekter i ett långsiktigt perspektiv. Det avgörande för prövningen är om en koncentration leder till väsentligt minskat konkurrenstryck eller om konkurrensen helt sätts ur spel.

Konkurrensverket har sedan år 1996 prövat ett drygt fyrtiotal förvärvsärenden inom elmarknaden, främst de uppköp av lokala och kommunalt ägda energiföretag som de tre stora rikstäckande energikoncernerna Vattenfall, Sydkraft och Birka Energi har genomfört. Konkurrensverket har hittills inte bedömt det möjligt att med stöd av konkurrenslagen och mot bakgrund av den praxis som Marknadsdomstolen utvecklat i koncentrationsärenden stoppa något av de förvärv som gjorts.

#### *Ansökningsärenden*

Företag som är osäkra på om ett avtal eller förfarande strider mot något av konkurrenslagens två generella förbud kan ansöka hos Konkurrensverket om ett s.k. icke-ingripandebesked. Erhålls ett sådant besked innebär det att avtalet inte strider mot konkurrenslagen. Om ett avtal strider mot förbudet mot konkurrensbegränsande samarbete i 6 § kan Konkurrensverket i det särskilda fallet även besluta om tidsbegränsat undantag från förbudet om företagen kan visa att samarbetet har positiva verkningar som väger tyngre än de negativa.

Konkurrensverket har sedan år 1995/96 bedömt ett tiotal ärenden inom elområdet där två eller flera företag anmält olika typer av samverkan. Flertalet av dessa har gällt inköps- och/eller försäljningssamverkan mellan mindre, oftast lokalt verksamma, elhandelsföretag. De samverkande företagens omsättning har som regel utgjort en liten del av relevant marknad. Denna typ av samverkan har inte bedömts märkbart konkurrensbegränsande på marknaden, då samverkan närmast har varit en förutsättning för att företagen fortsatt skulle kunna vara kvar på marknaden och där utgöra ett alternativ till de större rikstäckande elföretagen. Alternativet till någon form av samverkan för dessa företag torde i många fall ha varit att bli uppköpt av någon av de större energikoncernerna.

*Klagomålsärenden*

Konkurrensverket har mottagit en rad tips och klagomål rörande elområdet sedan elmarknaden avreglerades år 1996. Under perioden har Konkurrensverket hanterat ca 80 sådana ärenden. Mer än hälften av ärendena har rört prisfrågor, såväl prissättningen på el som nätavgifter. Konkurrensverket har i vissa fall vidarebefordrat ärenden av intresse till relevant myndighet såsom Energimyndigheten och Konsumentverket. Exempelvis har till Energimyndigheten överskickats ett tjugotal ärenden som direkt berört synpunkter på tillämpade nätavgifter. Under de två senaste åren har ett tjugotal klagomålsärenden rört misstänkt samverkan mellan de tre största elproducenterna om såväl produktionsbegränsningar vid gemensamägda kärnkraftverk som direkt prissamverkan vid budgivningen på elbörsen och prissättning mot slutkonsument.

Utöver rena klagomål har Konkurrensverket även via e-post (ca 30) och ett stort antal (hundratals) telefonsamtal från allmänheten erhållit förfrågningar om priser och andra försäljningsvillkor. Många samtal har gällt företags och elkunders allmänna synpunkter på hur de anser marknaden fungerar.

Konkurrensverket har i varje enskilt fall att ta ställning till om de förhållanden som påtalats i skrivelser till verket eller som verket uppmärksammat på annat sätt skall föranleda en vidare granskning. Även om antalet klagomål varit förhållandevis många har endast ett fåtal lett till att Konkurrensverket vidtagit åtgärder. Skälen till detta tycks framför allt vara två.

För det första råder fri prissättning på den konkurrensutsatta elmarknaden och Konkurrensverket har normalt ingen möjlighet att ha synpunkter på ett enskilt elföretags priser. Om två eller flera företag däremot skulle ha överenskommit om att tillämpa visst pris är det något som skulle kunna utgöra ett otillåtet konkurrensbegränsande avtal och kunna angripas med konkurrenslagen.

För det andra krävs starka misstankar för att Konkurrensverket skall kunna agera. Vid misstankar om att ett konkurrensbegränsande samarbete eller missbruk av dominerande ställning förekommit har Konkurrensverket möjlighet i sin utredning att ålägga företag att tillhandahålla uppgifter, handlingar eller annat. Det yttersta medel som Konkurrensverket har att använda vid utredning om överträdelse av förbuden i konkurrenslagen är att genomföra undersökning hos företag för att säkra bevis. Innan detta kan ske måste Konkurrensverket erhålla tillstånd av Stockholms tingsrätt. För att erhålla sådant tillstånd

krävs bl.a. att Konkurrensverket kan visa att det finns anledning att anta att en överträdelse har skett. Starka misstankar om bestämd överträdelse måste finnas och Konkurrensverket får enligt förarbetena till lagen inte ägna sig åt s.k. "fishing expeditions".

Ribban ligger således högt när det gäller de misstankar och den information Konkurrensverket måste ha för att t.ex. driva ett ärende om misstänkt kartellsamarbete. För att påbörja en undersökning krävs oftast trovärdig information. Konkurrensverket har hittills bedömt att det inte funnits tillräckligt underlag för att agera med stöd av konkurrenslagen beträffande exempelvis de ovan nämnda misstankarna om kartellsamverkan mellan elproducerande företag i bl.a. de samägda kärnkraftverken.

Några exempel finns dock på att Konkurrensverket ingripit. Således har verket i ett fall ålagt samverkande företag att upphöra med prissamarbete. Ärendet gällde ett konkurrensbegränsande samarbete mellan medlemsföretagen inom dåvarande Svenska Elverksföreningen och Riksförbundet Energileverantörerna om att tillsammans utarbeta, tillhandahålla eller eljest verka för tillämpning av standardavtalsvillkor som reglerar hur ändrade skatter och avgifter skulle påverka det avtalade elpriset.

Vidare har Konkurrensverket i två fall vid vite ålagt energiföretag att upphöra med ett förfarande som verket ansåg utgöra missbruk av dominerande ställning. Energiföretagen erbjöd sina fjärrvärmekunder en rabatt på fjärrvärmerna, men endast under förutsättning att kunderna även köpte sin el från företagen. Rabatten innebar enligt Konkurrensverket en diskriminering (bestraffning) av fjärrvärmekunder som valde att köpa sin el från annat elhandelsföretag på den omreglerade elmarknaden. Genom rabattkonstruktionen erhöll de integrerade energiföretagen även konkurrensfördelar i förhållande till företag som enbart bedrev verksamhet inom den konkurrensutsatta elhandeln.

## 9.2 Förutsättningar för förstärkt konkurrensbevakning

Även vid en eventuell förstärkning av konkurrensbevakningen på elmarknaden skulle uppgiften rimligen åvila Konkurrensverket. Som underlag för sitt ställningstagande i denna fråga har utredningen därför inhämtat Konkurrensverkets syn på förutsättningarna för en eventuell förstärkt konkurrensbevakning.

Därvid har Konkurrensverket bl.a. framfört, som en allmän erfarenhet, att konkurrenslagen inte alltid förmår hantera samtliga typer av problem på omreglerade marknader och heller inte alltid är det lämpligaste verktyget. Strukturella ingrepp är ofta nödvändiga för att skapa förutsättningar för en fungerande marknad och kan exempelvis utgöras av särskiljande av monopolverksamhet från konkurrensutsatt verksamhet. Vidare kan väl utformad speciallagstiftning och särskild tillsyn av sektorsmyndighet effektivt bidra till att skapa förutsättningar för en fungerande konkurrens, i vart fall intill dess marknaderna mognat.

Till Elkonkurrensutredningen har Konkurrensverket också framfört att de problem som kan identifieras på dagens elmarknad till betydande del är en följd av olika strukturella tillkortakommanden inom sektorn och att åtgärder, såväl på kort som på lång sikt, i första hand bör inriktas på att försöka eliminera dessa. Bland de åtgärder verket pekat på kan exempelvis nämnas att bygga ut överföringsförbindelserna till grannländerna, att öka användningen av motköp, att fullständigt separera nätverksamhet från annan verksamhet, och att skärpa reglerna kring leverantörsbyten.

Att därutöver införa t.ex. branschspecifika regler i konkurrenslagen i syfte att stärka konkurrensen på elmarknaden vore fel enligt Konkurrensverket. Enligt verket är konkurrenslagen Konkurrensverkets viktigaste instrument för att angripa skadliga konkurrensbegränsningar. Lagen bygger på förbud och har kraftfulla sanktioner. Lagen är generellt tillämplig inom samtliga delar av näringslivet och de svenska konkurrensreglerna ansluter nära till EG:s konkurrensregler. Enligt Konkurrensverket finns det ett värde i att undvika branschspecifika särregleringar i konkurrenslagstiftningen. Denna syn ligger också enligt verket i linje med den EG-rättsliga utvecklingen.

I sammanhanget kan också sägas att Konkurrensverket till utredningen framfört att man avvisar eventuella funderingar på priskontroll av elpriser. Däremot utesluter inte Konkurrensverket att förhållandena på elmarknaden kan vara sådana att det, permanent eller möjligen under en övergångsperiod, kan finnas anledning till särskild rapportering av prisuppgifter m.m. från olika marknadsaktörer i syfte att öka transparensen på marknaden. Enligt Konkurrensverket torde en sådan uppgift främst ligga i linje med den typ av uppgifter som hanteras av den berörda sektorsmyndigheten, Energimyndigheten.



# Kommittédirektiv



## Konkurrensen på elmarknaden

Dir.  
2001:69

---

Beslut vid regeringssammanträde den 6 september 2001.

### Sammanfattning av uppdraget

En utredare tillkallas med uppdrag att skyndsamt analysera pris-sättningen på elmarknaden och identifiera om det finns behov av kompletterande åtgärder för att en väl fungerande konkurrens med lika villkor för marknadens aktörer skall kunna upprätthållas.

Översynen skall omfatta en övergripande beskrivning av elprisernas utveckling efter elmarknadsreformen och en analys av de bakomliggande faktorerna. Vidare skall utredaren beskriva den nuvarande konkurrenssituationen och analysera konkurrensens betydelse för den nuvarande prisbildningen på marknaden. I detta sammanhang skall utredaren särskilt belysa riskerna för missbruk av marknadsmakt från elmarknadens dominerande aktörer.

Med utgångspunkt i den övergripande analysen skall utredaren överväga behovet av åtgärder för att säkerställa en väl fungerande konkurrens på elmarknaden.

### Bakgrund

#### *Elmarknadsreformen*

Den 1 januari 1996 trädde ett nytt regelverk i kraft på den svenska elmarknaden (prop. 1994/95:222, bet. 1995/96:NU1, rskr. 1995/96:2). Fri konkurrens infördes i princip för all elproduktion och handel med el. Syftet med förändringen var att öka effektiviteten och valfriheten för konsumenterna. Även i våra nordiska grannländer har

elmarknaderna avreglerats. Handeln med el över Sveriges gränser har ökat i betydelse och idag har vi en till stora delar integrerad avreglerad nordisk elmarknad. Detta har lett till ett effektivare utnyttjande av tillgängliga resurser och till att utbyggnadsbehovet för ny elproduktion har minskat.

Den 1 november 1999 utvecklades reformen genom att schablonberäkning infördes (prop. 1998/99:137, bet. 1999/2000:NU4, rskr. 1999/2000:1). I korthet innebär det nya regelverket att en övervägande del av alla elkunder enkelt och kostnadsfritt kan byta elleverantör, vilket har ökat bl.a. hushållskundernas valfrihet och rörlighet på marknaden. I och med det nya regelverket avskaffades systemet med leveranskoncession, vilket hade införts 1996. Elhandelsföretag med leveranskoncession var skyldiga att leverera el till sådana konsumenter som inte utnyttjade möjligheterna att sluta avtal på den fria elmarknaden. Skäligheten i leveranskoncessionärernas priser kunde prövas av nätmyndigheten.

En undersökning som genomförts på uppdrag av Svensk Energi i februari 2001 visar att ca 15 procent av de svenska hushållen har bytt elleverantör. Det är en ökning jämfört med februari 2000, då 7 procent av hushållen hade bytt. Vidare hade ca 15 procent av hushållen slutit nya avtal med sin gamla leverantör. Studien visar samtidigt att över hälften av de elanvändare som har en relativt hög elförbrukning, t.ex. elvärmekunder, har gjort ett aktivt val av elleverantör.

#### *Nord Pools roll*

En viktig del av den nordiska elmarknaden utgörs av den nordiska elbörsen Nord Pool. Nord Pools funktion som en gemensam handelsplats för såväl den fysiska som den finansiella handeln är av vital betydelse för elmarknadens effektivitet och funktion. Nord Pool omsätter el på spotmarknaden (fysisk dygnsmarknad) och terminsmarknaden (finansiella prissäkringar). Spotmarknaden omsätter kontrakt för leverans nästa dygn och omsättningen på spotmarknaden har ökat varje år sedan avregleringen. År 2000 var omsättningen 96,9 TWh vilket var en ökning med nästan 29 procent sedan året innan. Omsättningen på spotmarknaden motsvarar en fjärdedel av den totala elproduktionen i Norden. Handeln på terminsmarknaden ökade med drygt 66 procent till 358,9 TWh mellan åren 1999 och 2000. Antalet aktiva aktörer på Nord Pool är ca 280 stycken. Dessa förhållanden bör vara en god garant för en väl

fungerande prisbildning på spotmarknaden och i den finansiella handeln på den nordiska elmarknaden som helhet.

### *Prisutvecklingen på Nord Pool*

Elpriserna på den nordiska spotmarknaden sjönk fram till slutet av 2000. En förklaring till det var den ökande konkurrensen och en extremt god tillgång på vattenkraft under åren 1997-2000. Under 2000 var det genomsnittliga priset på spotmarknaden 12 öre per kWh. En effekt av de låga elpriserna är att Sverige övergick från att vara nettoexportör till nettoimportör under 2000, trots riklig tillgång på vatten och hög tillgänglighet i kärnkraftsblocken. Orsaken till denna förändring är att kraftföretagen mer aktivt har anpassat elproduktionen efter elpriset samtidigt som förbrukningen ökat. Under föregående år reglerade således flera av kärnkraftverken ned på grund av de låga elpriserna och Sverige importerade i stället el, främst från Norge. Prisnivån på spotmarknaden har dock stigit kraftigt under 2001 och börjat närma sig nivåerna under torråret 1996. Genomsnittspriset under första halvåret 2001 har legat på drygt 20 öre/kWh. Förklaringen är bl.a. ovanligt liten nederbörd framför allt i Norge.

### *Konsekvenser av uppdelning i prisområden*

Metoder för att hantera begränsningar i överföringssystemet (flaskhalsar) är en viktig del av elmarknadens funktion. Svenska kraftnät hanterar flaskhalsar inom Sverige med s.k. motköp. Härigenom undviks regionala uppdelningar av den svenska marknaden i samband med att flaskhalsar uppträder, vilket garanterar ett enhetligt nationellt elpris på Nord Pools spotmarknad. På den nordiska marknaden hanteras flaskhalsar genom en uppdelning i prisområden. Detta innebär att vi på spotmarknaden kan få nationella områdespriser som skiljer sig från systempriset. Under våren 2000 inträffade en period då uppdelning i prisområde mellan Norge och Sverige ökade i omfattning och prisskillnaderna var vid flera tillfällen betydande mellan de båda länderna. Detta medförde en större riskexponering för de företag som prissäkrat sig mot systempriset, eftersom de i dessa situationer var tvungna att betala det betydligt högre svenska områdespriset.

Nord Pool införde under hösten 2000 nya produkter på den finansiella marknaden för att möjliggöra prissäkring i områdespriser. Detta ger aktörerna på den svenska marknaden en möjlighet att säkra sig i områdespriser utan att behöva vända sig till någon av de stora producenterna. Nord Pool har också begärt in kompletterande uppgifter från vissa aktörer på marknaden för att kunna granska förloppet under den vecka i maj 2000 då prisskillnaderna var som störst. Granskningen har dock inte föranlett Nord Pool att vidta åtgärder.

### *Elprisutvecklingen*

Medan börspriserna varierat kraftigt under åren och mellan åren sedan avregleringen har konsumentpriserna varit stabila. På grund av den ökade konkurrensen har elhandelsföretagen överlag sänkt sina priser och även sina marginaler. Under början av 2001 bröts dock trenden och priserna började stiga, som en följd av utvecklingen på spotmarknaden. För kunder med fasta kontrakt låg priset under 2000 runt 16 öre/kWh. Idag är det få aktörer som erbjuder fasta kontrakt till priser under 25 öre/kWh. För de passiva kunderna, dvs. de kunder som är kvar hos sin gamla leverantör på tillsvidarekontrakt, har priserna höjts från ca 23 öre till drygt 30 öre.

Årets prishöjningar har lett till betydande kritik i medierna och från olika marknadsaktörer. Denna kritik har i huvudsak riktat sig mot förändringarna i konsumentpriserna, som inte anses kunna förklaras enbart av de förändrade vattentillgångarna och ett ökat utnyttjande av dyrare produktionsslag. Många kritiker har också uttryckt oro över den nuvarande utvecklingen mot en ökad marknadskoncentration på den svenska delen av den nordiska elmarknaden och anser att konkurrensen på elmarknaden inte längre fungerar tillfredställande.

### *Avgränsningen mellan elhandel och elnätsverksamhet*

En långsiktigt fungerande konkurrens på elmarknaden är också beroende av att avgränsningen mellan nätverksamhet och konkurrensutsatt verksamhet är så effektiv att korssubventionering inte är möjlig, dvs. att överskott från monopolverksamhet inte används för att stödja konkurrensutsatt verksamhet. Elnätsutredningen (dir.1999:81) har av detta skäl haft regeringens uppdrag att bl.a. analysera behovet

av skärpning av regelverket i detta avseende och lämna förslag till de regler som behövs. Elnätsutredningens förslag redovisas i delbetänkandet Elnätsföretag - regler och tillsyn (SOU 2000:90) och regeringen avser att under hösten ta ställning till dessa förslag i en proposition till riksdagen.

## Uppdraget

### *Övergripande analys*

Elprisutvecklingen har stor betydelse för den svenska industrins konkurrenskraft och för hushållens ekonomi. Utvecklingen av den svenska och nordiska elproduktionskapaciteten styrs också i hög grad av förväntningar om elprisernas utveckling.

I propositionen Konkurrens för förnyelse och mångfald (prop. 1999/2000:140) slog regeringen fast att strukturer och regler skall stödja uppkomsten av en balanserad och väl fungerande konkurrens på nya marknader. Mot bakgrund av den senaste tidens prisutveckling och förhållandena på den sedan 1996 avreglerade elmarknaden är det angeläget att prisbildningen på denna marknad analyseras. Utredaren skall genomföra en sådan analys och identifiera om det finns behov av kompletterande åtgärder för att en väl fungerande konkurrens med lika villkor för marknadens aktörer skall kunna upprätthållas.

Översynen skall omfatta en övergripande beskrivning av elprisernas och elproduktionens utveckling sedan elmarknads-reformen och en analys av de bakomliggande faktorerna till denna utveckling. Vidare skall utredaren beskriva den nuvarande konkurrenssituationen och analysera konkurrensens betydelse för den nuvarande prissättningen på marknaden. Analysen skall omfatta såväl prisbildningen på spotmarknaden (råkraftpriset) som priset till slutkund.

### *Hinder för kundernas rörlighet*

En viktig del i analysen är att utreda betydelsen av olika hinder för kundernas rörlighet på marknaden. Införandet av schablonberäkning har inte skett utan problem. Bland annat har informationsutbytet mellan elhandelsföretagen och nätföretagen fungerat bristfälligt vid leverantörsbyten, vilket fått till följd att elkunderna inte fått sina leverantörsbyten korrekt genomförda inom den tid som gäller enligt regelverket. I vissa fall har bristerna också medfört att kunder faktureras av såväl den gamla som den nya leverantören. Dessa problem kan tänkas ha haft en negativ inverkan på kundernas rörlighet och därmed på konkurrensen på elmarknaden.

I mars 2001 uppmanade riksdagen regeringen att utreda förutsättningarna och formerna för ett sanktionssystem mot nätbolag som inte uppfyller de regler som gäller vid byte av elleverantör (bet. 2000/01:NU8, rskr. 2000/01:172). En sådan studie har påbörjats och resultaten av detta arbete kommer att redovisas inom kort. Dessa resultat skall beaktas i utredningen.

### *Konsekvenser av uppdelning i prisområden*

När det gäller prisbildningen på spot- och terminsmarknaden är en tillfredställande konkurrens mellan producenterna avgörande. Under vissa perioder, särskilt under det hydrologiska extremåret 2000, har den nordiska elmarknaden ofta delats upp i skilda prisområden. Detta har i allmänhet lett till högre priser i Sverige (områdespris) än på den nordiska marknaden som helhet (systempris). I dessa situationer kan konkurrensen på enbart den svenska elmarknaden bli allt för begränsad med risk för att större producenter kan utöva marknadsstyrka.

För närvarande utreder de nordiska systemoperatörernas organisation Nordel om en ny prisområdesindelning bör införas i Norden. Utgångspunkten för denna utredning är att prisområdesgränserna skall bestämmas av flaskhalsar i överföringssystemet i stället för som nu av nationsgränser. Detta kan ge bättre konkurrens inom delar av den nordiska elmarknaden. Samtidigt kan Sverige komma att delas upp i flera prisområden och konkurrensen i delar av Sverige bli ytterligare begränsad. Utredaren skall bedöma om det är lämpligt ur konkurrenssynpunkt med en sådan förändring av prisområde Sverige och i detta sammanhang särskilt analysera hur risken för missbruk av

marknadsmakt från elmarknadens dominerande aktörer påverkas av en sådan förändring.

### *Behovet av konsumentinformation*

Med utgångspunkt i den övergripande analysen skall utredaren överväga behovet av åtgärder för att säkerställa en väl fungerande konkurrens. Vid bedömningen är ett väsentligt förhållande att kunderna har tillräcklig kunskap om marknaden och om sina möjligheter att byta elleverantör. I regeringens proposition Handlingsplan för konsumentpolitiken 2001-2005 (prop. 2000/01:135) föreslås att konsumenterna skall ges bättre förutsättningar att agera på nyligen konkurrensutsatta marknader. I propositionen betonas också betydelsen av att konsumenternas intressen tillvaratas på dessa marknader. Mot denna bakgrund skall utredaren överväga om det behövs särskilda åtgärder för att stärka informationen till konsumenterna.

### *Konkurrensbevakning*

I gällande lagstiftning likställs handel med el med andra varor och tjänster som bjuds ut på en fri marknad. Således är Konkurrensverket ansvarigt för konkurrensbevakningen när det gäller handel med el. Efter en mycket lång tid av monopol kan elmarknaden dock i många avseenden betraktas som en ännu inte färdigutvecklad marknad, där det kan finnas behov av en förstärkt konkurrensbevakning eller särskilda rapporteringskrav som kan öka transparensen på elmarknaden. Även behovet av åtgärder för att förstärka konkurrensbevakningen bör därför belysas.

### *Övriga förutsättningar*

Utredarens arbete skall vidare utgöra en del av den samlade kompletterande analys som regeringen genomför i enlighet med skrivelsen till riksdagen hösten 2000 (2000/01:15) Den fortsatta omställningen av energisystemet m.m.

Utredaren skall, när det gäller redovisning av förslagets konsekvenser för små företag, samråda med Näringslivets nämnd för regelgranskning. I de fall utredarens förslag kräver lagstiftnings-

åtgärder ingår det i utredarens uppdrag att utforma förslag till sådana författningsändringar. I de fall utredarens förslag kräver statlig finansiering skall utredaren redovisa hur detta skall ske.

### **Tidsplan**

Arbetet skall redovisas senast den 1 december 2001.

(Näringsdepartementet)



# Utredningens skrivelse

## Till statsrådet och chefen för Näringsdepartementet

Genom beslut den 6 september 2001 bemyndigade regeringen chefen för Näringsdepartementet att tillkalla en särskild utredare med uppdrag att skyndsamt analysera prissättningen på elmarknaden och identifiera om det finns behov av kompletterande åtgärder för att en väl fungerande konkurrens med lika villkor för marknadens aktörer skall kunna upprätthållas.

Uppdraget skall ses i ljuset av att fri konkurrens den 1 januari 1996 infördes i princip för all elproduktion och handel med el, med syftet – som det uttrycks i utredningens direktiv – att öka effektiviteten och valfriheten för konsumenterna. Konkurrens i handeln med el skulle skapa förutsättningar för en ökad pris- och kostnadspress inom elförsörjningen.

Med stöd av bemyndigandet förordnades den 6 september 2001 generaltulldirektör Kjell Jansson som särskild utredare.

Den 17 september 2001 förordnades civilekonomen Svante Eriksson att vara sekreterare i utredningen.

Utredningen har antagit namnet Elkonkurrensutredningen.

Enligt direktiven (dir. 2001:69) skall utredningens arbete redovisas senast den 1 december 2001. Den 9 november 2001 begärde dock utredningen, och beviljades, förlängd tid för sitt arbete, till den 15 januari 2002. En förutsättning för beviljandet av förlängningen var att vissa frågor kring bl.a. kundernas rörlighet på den avreglerade elmarknaden redovisas i en delrapport den 1 december 2001. Med denna skrivelse (Vissa frågor kring kundernas rörlighet m.m., dnr N2001:10/U-12) överlämnar utredningen den efterfrågade delrapporten. I skrivelsens kapitel 1 beskrivs kundernas rörlighet efter elmarknadens avreglering, i kapitel 2 analyseras vissa praktiska omständigheter som kan försvåra hushållskunders leverantörsbyten och i kapitel 3 redovisas överväganden och förslag.

Utredningens övergripande uppgift är att beskriva elprisernas och elproduktionens utveckling sedan elmarknadsreformen och analysera de bakomliggande faktorerna till denna utveckling. Vidare skall utredningen beskriva den nuvarande konkurrenssituationen och analysera konkurrensens betydelse för den nuvarande prissättningen på marknaden. Analysen skall omfatta såväl prissättningen på spotmarknaden (råkraftpriset) som priset till slutkund.

Frågor kring prissättning, konkurrens m.m. avser utredningen att återkomma till i sitt betänkande den 15 januari 2002. Enligt konsultrapporter som framtagits på utredningens uppdrag (av ABB Financial Consulting respektive Tentum) fungerar dock prissättningen på den avreglerade elmarknaden i stort sett tillfredsställande. Enligt dessa rapporter kan prisutvecklingen i råkraftledet i allt väsentligt förklaras av fundamentala faktorer, i synnerhet den hydrologiska balansens utveckling. Vissa aspekter (bl.a. balans- och reglerkraft) som leder till risker vid köp på börsen för vidareförsäljning återstår att bearbeta för utredningen.

Som underlag för sitt arbete har utredningen, utöver att lägga ut konsultuppdrag, inhämtat synpunkter från ett stort antal av elmarknadens intressenter. Dels har utredningen knutit till sig en referensgrupp (med representanter från Energimyndigheten, Konkurrensverket, Konsumentverket, LO, föreningen Oberoende Elhandlare, Svenska Kraftnät samt Svensk Energi), med vilken hittills avhållits fyra möten. Dels har utredningen därutöver haft ett tjugotal möten med olika intressenter, ofta med fler än en aktör åt gången.

Enligt Kommittéförordningen skall varje kommitté redovisa vilka konsekvenser deras förslag medför för små företags arbetsförutsättningar, konkurrensförmåga eller villkor i övrigt i förhållande till större företag. Syftet med de förslag som redovisas i skrivelsen är att främja konkurrensen på elmarknaden, vilket bl.a. bör underlätta för mindre elhandelsföretag som önskar utmana de större. Utredningen har inhämtat synpunkter på skrivelsen från Näringslivets Nämnd för Regelgranskning (NNR). Enligt NNR kommer utredningens förslag att leda till ökade kostnader och ökat uppgiftslämnande för företagen. Samtidigt säger dock NNR att den konsekvensanalys som utredningen själv skulle ha behövt göra av naturliga skäl inte kan göras lika fullständig som annars, eftersom utredningen har valt att föreslå att Energimyndigheten bör ges i uppdrag att komma med detaljerade förslag och författningstext på de områden där förändringar föreslås. Vidare menar NNR bl.a. att utredningen utförligare borde ha beskrivit vad som är ett troligt scenario om man inte vidtar några åtgärder alls

utan överlåter åt myndigheter och bransch att på frivillig väg komma fram med lösningar på de problem som utredningen beskriver. Vissa av de synpunkter NNR i övrigt tar upp – att utredningen bl.a. borde beskriva företagsstrukturen på området – avser utredningen att återkomma till i sitt slutbetänkande.

Stockholm den 30 november 2001.

Kjell Jansson

/Svante Eriksson

## 1 Kundernas rörlighet

I kapitlet beskrivs hur kundernas rörlighet sett ut efter avregleringen av elmarknaden. Fokus är i första hand på hushållens rörlighet, men i viss mån berörs även större elanvändare. Avslutningsvis visas också hur hushållens elpriser utvecklats efter införandet av schablonberäkning och vad man kunnat tjäna på att aktivera sig.

Hur i synnerhet hushållens bytesmönster sett ut efter avregleringen finns väl beskrivet i olika undersökningar. Elkonkurrensutredningen har därför inte funnit skäl att genomföra några egna studier kring kundrörligheten på elmarknaden, utan framställningen bygger på befintligt material.

Utvecklingen har sett väldigt olika ut före respektive efter införandet av schablonberäkning den 1 november 1999 och kapitlet har disponerats utifrån detta.

### 1.1 Utvecklingen före införandet av schablonberäkning

Från öppnandet av elmarknaden den 1 januari 1996 och fram till införandet av schablonberäkning den 1 november 1999 krävdes av samtliga kunder som ville byta elleverantör att man lät installera utrustning som möjliggjorde timvis mätning av elförbrukningen. Eftersom timmätarna var relativt dyra innebar kravet på timvis mätning att det för flertalet hushåll och andra mindre förbrukare inte

var lönsamt att byta elleverantör. Detta illustreras t.ex. av att inte någon enskild hushållskund bytte elleverantör under 1996<sup>1</sup>.

I reformens tidiga skeden var det istället främst större företagskunder som var aktiva på den fria elmarknaden. Under 1996 bytte t.ex. ca 1 000 av Sveriges drygt 6 000 högspänningskunder elleverantör, och därtill ca 17 000 av landets ca 5 miljoner lågspänningskunder.

Situationen för de mindre förbrukarna förändrades i viss mån när den 1 juli 1997 ett takpris på 2 500 kr för timregistrerande mätutrustning och dess installation infördes för elanvändare med s.k. direktmätning, dvs. bland annat hushåll. Även efter att takpriset införts var det dock endast en liten del av de mindre förbrukarna som fann det lönsamt att byta leverantör. För ett mindre antal kunder förbättrades dock möjligheterna genom att deras nätbolag av olika skäl, t.ex. att nätbolaget såg tekniska fördelar, valde att installera timmätare hos samtliga kunder, ett exempel är Sollentuna Energi.

Under andra halvåret 1997 uppskattade Nätmyndigheten att mellan 5 000 och 10 000 hushållskonsumenter hade bytt leverantör, och därtill ytterligare lika många andra mindre förbrukare (näringsidkare m.fl.)<sup>2</sup>. Under 1998 ökade antalet, men ännu i december 1998 var det inte fler än en procent av hushållen (dvs. ca 40 000) som hade bytt leverantör<sup>3</sup>.

Bland större elanvändare (företag m.fl.) tycks benägenheten att göra ett aktivt val på den fria elmarknaden däremot ha varit relativt hög, och stigande, ända sedan 1996. Ett tecken på det är t.ex., enligt uppgift från bl.a. flera stora elhandelsföretag utredningen varit i kontakt med, att de kunder som t.o.m. 2001 varit aktiva tillsammans bedöms stå för ca 75-80 procent av landets totala volym försåld el.

## 1.2 Utvecklingen efter införandet av schablonberäkning

Efter införandet av schablonberäkning den 1 november 1999 är byte av elleverantör inte längre förenat med några kostnader. Härmed har benägenheten att byta leverantör ökat även bland kunder med mindre förbrukning.

I det följande beskrivs hushållens rörlighet på elmarknaden efter införandet av schablonberäkning. Framställningen bygger på två

---

<sup>1</sup> Enligt Nätmyndighetens rapport Utvecklingen på elmarknaden 1997.

<sup>2</sup> *ibid*

<sup>3</sup> Källa: TEMO

källor. Dels de undersökningar kring bytesmönster m.m. som TEMO genomfört vid ett flertal tillfällen sedan 1998, genom telefonenkäter riktade till ett stort antal hushåll. TEMO:s uppdragsgivare har varit Svensk Energi (tidigare Sveriges Elleverantörer) och, sedan sin tillkomst 2000, Schablondelegationen. Dels en liknande telefonenkät bland ett stort antal hushåll som Riksrevisionsverket (RRV) genomförde våren 2000<sup>4</sup>.

#### *Antal hushåll som varit aktiva på den fria elmarknaden*

En förutsättning för att ta initiativ till att byta elleverantör är givetvis att man överhuvudtaget känner till att en sådan möjlighet finns. Kunskapen om detta tycks vara väl spridd. I RRV:s undersökning våren 2000 sade sig således 90 procent av de svarande känna till att man numera kan välja mellan olika elbolag.

Att vara aktiv på den fria elmarknaden behöver dock inte nödvändigtvis innebära att man byter elleverantör. Det är även vanligt förekommande att kunder omförhandlar sitt avtal med den gamla leverantören och övergår från att ha ett tillsvidareavtal till att ha någon form av tidsbegränsat avtal. Att döma av TEMO:s undersökningar är omförhandling en i stort sett lika vanlig strategi som att byta leverantör.

I tabell 1.1 nedan redovisas hur stor andel av samtliga typer av hushåll som varit aktiva på den fria elmarknaden, att döma av TEMO:s undersökningar under perioden augusti 2000 till augusti 2001.

*Tabell 1.1* Andel av hushållen som varit aktiva på elmarknaden

	Augusti 2000	Februari 2001	Augusti 2001
Bytt leverantör	10 %	15 %	13 %
Omförhandlat	18 %	15 %	17 %
Summa aktiva	28 %	30 %	30 %

*Källa:* TEMO

Tabellen avser samtliga hushållstyper. Benägenheten att agera på den fria elmarknaden har dock varit större bland villakunder än bland andra hushåll. Detta framgår t.ex. av en undersökning riktad till

<sup>4</sup> Kunden är lös! – konsumenternas agerande på de omreglerade el- och telemarknaderna (RRV 2000:20)

boende i villa, radhus e.d. som TEMO under november 2001 utfört på uppdrag av Svensk Energi. Denna undersökning visar att 49 procent av de boende i villa, radhus e.d. har varit aktiva på den fria elmarknaden. Bland de aktiva uppgav knappt tre av tio att de bytt elleverantör och resten att de omförhandlat med sin gamla leverantör.

Benägenheten att vara aktiv tycks också vara större om man har elvärme än om man har annan uppvärmning. I TEMO:s undersökning från november 2001, riktad till boende i villa, radhus e.d., uppgav således 57 procent av de som hade elvärme att man varit aktiv på den fria elmarknaden. Att benägenheten att vara aktiv varierar mellan villor med respektive utan elvärme framgår också av RRV:s undersökning från våren 2000, vilken visade att byte av elleverantör vid denna tid hade varit nästan dubbelt så vanligt bland boende i villa med elvärme (16 procent) som bland boende i villa utan elvärme (9 procent).

Som kommentar till tabell 1.1 kan också sägas att av de hushåll som i augusti 2001 angav att man bytt leverantör var det 14 procent som hade bytt leverantör två gånger, medan övriga bytt en gång.

Utöver de hushåll som bytt eller omförhandlat visar TEMO:s undersökningar att en stigande andel av de hushåll som ännu inte varit aktiva på den fria elmarknaden tänker eller kanske tänker byta leverantör. Under perioden augusti 2000 till augusti 2001 steg således denna andel av de tillfrågade från 12 procent till 16 procent. Av naturliga skäl har också andelen hushåll som inte tänker byta minskat under perioden, från 55 till 49 procent.

I sammanhanget bör också sägas att utredningen i sitt arbete från bl.a. elhandelsföretag mött viss skepsis mot TEMO-undersökningarnas resultat. Vissa har hävdats att undersökningarna underskattat i synnerhet andelen hushåll som omförhandlat, medan andra hävdats att andelen som bytt leverantör är överskattad. Eftersom skepsisen gått åt båda hållen har utredningen dock inte funnit anledning att söka korrigera TEMO-undersökningarnas resultat. Tilläggas kan också att kunskapsläget torde komma att förbättras framöver, t.ex. avser Schablondelegationen enligt uppgift att till början av december göra en enkätundersökning bland 150 nätföretag om hur många leverantörbyten som faktiskt skett.

*Hushållens motiv för att vara aktiva på den fria elmarknaden*

Möjligheten att få ett lägre elpris och därigenom minska sin elkostnad är det viktigaste skälet till att hushållen väljer att agera på den fria elmarknaden, vilket bl.a. visas av att:

- Omkring 80 procent av de hushåll som bytt leverantör i såväl TEMO:s som RRV:s undersökningar riktade till samtliga typer av hushåll har angivit lägre pris som anledning till bytet.
- Omkring hälften av de hushåll som enligt TEMO:s undersökning i augusti 2001 hade omförhandlat sitt avtal som skäl angav att leverantören kom med ett bra pris. Att dessa kunder omförhandlat, och inte bytt, beror enligt undersökningen därutöver på att de har stort förtroende för sin nuvarande leverantör.

Bilden förstärks också av att de hushåll som valt att inte agera på den fria elmarknaden ofta tycks ha avstått från detta därför att man bedömt att den egna besparingspotentialen är liten. I TEMO:s undersökning i augusti 2001 var således vanligt förekommande anledningar till att inte agera sådant som ”är inte intresserad” (18 %), ”tjänar så lite på det” (18 %), ”bor i lägenhet (12 %) eller ”gör av med så lite el” (5 %).

#### *Hur mycket kan ett hushåll tjäna på att vara aktivt?*

Efter avregleringen kan hushållskunderna på elmarknaden grovt sett delas in i två grupper, till vilka elhandelsföretagens erbjudanden ser olika ut, i allmänhet enligt följande indelning:

- Kunder som inte varit aktiva på den fria elmarknaden utan behållit sitt gamla avtal (”tillsvidarekunder”): elhandelsföretaget har ett standardiserat erbjudande, tillsvidareavtal. Tillsvidareavtal motsvarar i huvudsak de avtal som före den 1 november 1999 erbjöds leveranskoncessionskunder.
- Kunder som varit aktiva på den fria elmarknaden genom att antingen byta leverantör eller omförhandla sitt avtal (”avtalskunder”): elhandelsföretaget har några standardiserade erbjudanden, ofta rörligt pris samt fast pris för perioder om 1, 2 eller 3 år.

På uppdrag av utredningen har Econ AB beskrivit prisutvecklingen på slutkundsmarknaden<sup>5</sup>. Econs beskrivning bygger på via internet inhämtade prisuppgifter för 25 elhandelsföretag. Samtliga dessa är att betrakta som företag som aktivt konkurrerar på marknaden.

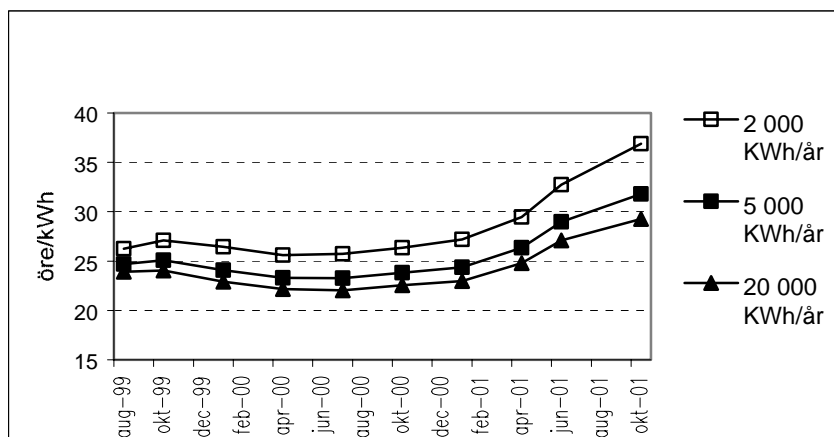
I figurerna 1.1 och 1.2 nedan redovisas hur prisutvecklingen för dessa 25 företag sett ut beträffande tillsvidare- och avtalskunder (här avseende 1-års fastprisavtal) från sommaren 1999 och framåt, dvs.

---

<sup>5</sup> Se rapporten Kartläggning av vissa frågor om strukturen inom elhandelsområdet m.m..

sedan elmarknaden i praktiken blev tillgänglig för hushållen. I figurerna redovisas priserna för tre olika förbrukningsnivåer, motsvarande typkunderna lägenhet (2 000 kWh/år), villa utan elvärme (5 000 kWh/år) och villa med elvärme (20 000 kWh/år). Observera att figurerna visar löpande priser.

*Figur 1.1* Pris på elenergi för tillsvidarekunder, inklusive fast avgift (medelvärden för 25 företag, löpande priser)

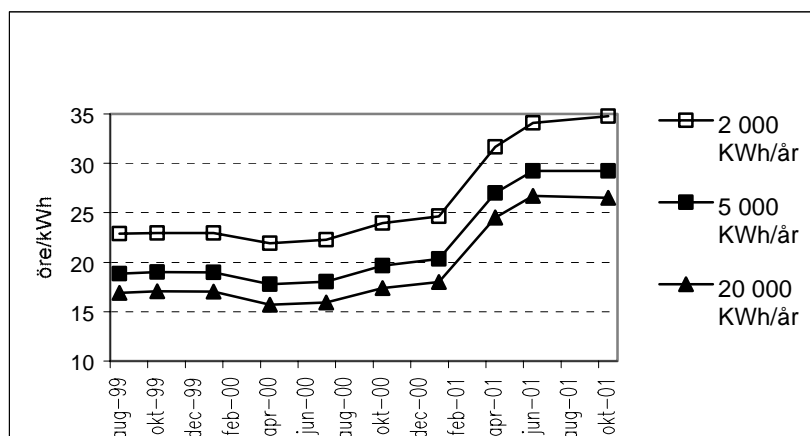


*Källa:* [www.montel.no](http://www.montel.no) samt företagens egna hemsidor

De prisskillnader mellan små och stora förbrukare som framgår av figur 1.1 beror i huvudsak på att många – men långtifrån alla – elleverantörer utöver det rörliga priset för själva elen (öre/kWh) även tillämpar en fast årlig avgift (kr/år), vilken får större genomslag för de mindre förbrukarna. Att kurvorna går isär mot slutet av den studerade perioden beror på att flera av elleverantörerna i underlaget införde fast avgift under perioden.



Figur 1.2 Pris på elenergi för avtalskunder med 1-års fastprisavtal, inklusive fast avgift (medelvärden för 25 företag, löpande priser)



Källa: www.montel.no samt företagens egna hemsidor

Skillnaden mellan priset för tillsvidarekunder och priset för avtalskunder motsvarar vad en hushållskund som ännu inte varit aktiv på den fria elmarknaden kan tjäna på att aktivera sig. För ett urval av de tidpunkter som redovisas i ovanstående figurer framgår denna differens av tabell 1.2 nedan.

Tabell 1.2 Differens mellan tillsvidarepris och 1-års fastpris, öre/kWh (avrundat till närmaste halva öre)

Tidpunkt	2 000 kWh	5 000 kWh	20 000 kWh
Oktober 1999	4,0	6,0	7,0
Januari 2000	3,5	5,0	6,0
Juni 2000	3,5	5,0	6,0
Oktober 2000	2,5	4,0	5,0
Januari 2001	2,5	4,0	5,0
Juni 2001	-1,5	-0,5	0,5
Oktober 2001	2,0	2,5	3,0

Som framgår av tabell 1.2 tycks differensen mellan tillsvidare- och avtalspriser kontinuerligt ha minskat från hösten 1999 och fram till sommaren 2001, för att därefter öka något.

Sett som genomsnitt över perioden ger siffrorna i tabell 1.2 en differens för lägenheter (2 000 kWh/år) på ca 2,5 öre/kWh, för villor

utan elvärme (5 000 kWh/år) på ca 4 öre/kWh och för villor med elvärme (20 000 kWh/år) på ca 5 öre/kWh<sup>6</sup>. I kronor per år räknat motsvarar detta en sparpotential på i tur och ordning 50 kr/år, 200 kr/år respektive 1 000 kr/år.

## 2 Hinder mot hushållskundernas rörlighet

Formellt finns idag inga betydande hinder mot att byta elleverantör. Visserligen är uppsägningstiden en månad räknat från nästföljande månadsskifte den dag elanvändaren anmäler att han vill byta, dvs. i praktiken ofta längre än en månad. Men bytet är inte förenat med några kostnader och den nya leverantören åtar sig i allmänhet att sköta all administration. För den kund som väljer att teckna nytt avtal med sin gamla leverantör, istället för att byta, räcker det i allmänhet med ett telefonsamtal.

Att döma av de TEMO-undersökningar som tidigare refererats har ca 30 procent av hushållen anammat möjligheten att agera på den fria elmarknaden. Hushåll med elvärme har dock varit aktiva i högre grad. Om hänsyn även tas till större elanvändare (företag m.fl.) bedöms de kunder som varit aktiva på den fria elmarknaden sedan avregleringen 1996 tillsammans stå för ca 75-80 procent av landets totala volym försåld el.

I detta kapitel analyseras olika omständigheter som kan ha bidragit till att hushållen varit relativt obenägna att aktivera sig. Med hänsyn till att de större elanvändarna tycks ha varit aktiva på den fria elmarknaden i långt större utsträckning har utredningen antagit att hindren mot leverantörsbyte främst berör hushåll och andra mindre förbrukare, varför analysen koncentrerats till dessa kunder.

Flera intressenter har till utredningen framfört att det hos konsumenterna finns en misstro mot elmarknadsreformen och att man därför avstått från att agera. Med hänsyn till vad olika undersökningar visat om hushållens attityder till den avreglerade elmarknaden finns dock knappast skäl att tro att detta är av avgörande betydelse. T.ex. visar en TEMO-undersökning från augusti 2001<sup>7</sup> att en majoritet av Sveriges hushåll (70 procent) anser att elmarknadsreformen är bra

---

<sup>6</sup> Utredningen har inte analyserat om differensen eventuellt skulle bli större om beräkningen utgick från någon annan av de avtalsformer som erbjuds till kunder som tecknar avtal, dvs. rörligt pris eller fast pris med någon annan tidsbindning. Om så är fallet torde det dock endast röra sig om något enstaka öre/kWh.

<sup>7</sup> Utförd på uppdrag av Svensk Energi och Schablondelegationen.

eller mycket bra, låt vara att andelen har minskat från att ha legat på 78 procent i en undersökning ett år tidigare.

Ett annat skäl till att relativt många hushåll avstått från att agera på den fria elmarknaden kan vara att det handlar om en liten potentiell besparing i kronor räknat för mindre förbrukare, och att man därför inte funnit det lönt att engagera sig. Som framgått av avsnitt 1.2 har olika undersökningar visat att sparpotentialens storlek har stor betydelse för beteendet.

Ett tredje skäl till obenägenheten att agera, som delvis sammanhänger med det första, kan vara att leverantörsbyten i praktiken inte sällan är behäftade med olika typer av svårigheter, trots att det formellt sett inte finns några hinder mot att byta. I det följande diskuteras olika slags praktiska problem som kan sägas inrymmas under denna tredje förklaringsgrund.

De erfarenheter utredningen gjort i sitt arbete och olika studier som gjorts talar för att det i huvudsak finns tre slags praktiska omständigheter som kan försvåra hushållens leverantörsbyten. Dessa, vilka i tur och ordning behandlas i avsnitten 2.1 till 2.3, är:

- Svårigheter i samband med själva genomförandet av leverantörsbytet.
- Svårigheter att göra relevanta jämförelser mellan olika leverantörers erbjudanden, i synnerhet beträffande priser.
- Svårigheter kopplade till att konsumenterna inte anser sig vara tillräckligt informerade om den avreglerade elmarknadens förutsättningar.

## **2.1 Svårigheter i samband med själva genomförandet av leverantörsbytet**

Ända sedan schablonberäkningen infördes den 1 november 1999 har det funnits problem kopplade till genomförandet av själva leverantörsbytet.

I detta avsnitt diskuteras olika problem av detta slag. Först beskrivs hur utbytet av information i samband med leverantörsbyte är tänkt att fungera i de delar som närmast berör kunden (2.1.1). Därefter behandlas olika typer av problem som iakttagits (2.1.2). Därvid berörs även en i utredningens direktiv omnämnd studie kring förutsättningar för att införa ett sanktionssystem mot nätbolag som inte uppfyller de

regler som gäller vid byte av leverantör<sup>8</sup>, vars resultat utredningen enligt direktiven skall beakta.

### 2.1.1 Hur informationsutbytet vid leverantörsbyte är tänkt att fungera

Ett leverantörsbyte förutsätter att en mängd information kommuniceras mellan bl.a. elhandlare, nätägare och hushåll. För att bytet skall kunna ske i tid gäller också särskilda tidsfrister för anmälan och övertagande.

Grunden för ansvarsfördelningen mellan olika aktörer vad avser krav på rapportering och informationsstrukturer finns i ellagen med mer detaljerade krav i förordning och Energimyndighetens mätföreskrifter<sup>9</sup>. I de delar som närmast berör kunden kan utbytet av information i samband med leverantörsbyte i korthet beskrivas på följande sätt.

#### *Den nye elleverantören skall anmäla bytet*

Om en elanvändare vill byta elleverantör gäller den uppsägningstid som han avtalat med den tidigare leverantören. Efter att elanvändaren avtalat med en ny leverantör om en elleverans är det den nye leverantören som skall anmäla bytet till nätägaren och därvid bifoga vissa uppgifter. Anmälan skall ske senast en månad innan och byte får endast ske den första dagen i en kalendermånad.

Till grund för bytet ligger de uppgifter som den nye elleverantören rapporterat till nätägaren. Nätägaren skall agera som en neutral part och har inte till uppgift att kontrollera att elanvändarens tidigare avtal har avslutats. Det är en fråga mellan elleverantören och elanvändaren.

De uppgifter som skall ingå i elleverantörens anmälan till nätägaren framgår av Energimyndighetens mätföreskrifter. Enligt nuvarande lydelse skall den nye elleverantören lämna följande information i samband med anmälan till nätägaren:

- anmälande elleverantör
- mottagande nätägare

<sup>8</sup> Förutsättningar för införandet av ett sanktionssystem mot de nätbolag som inte uppfyller regelverkets krav vid leverantörsbyte och mätrapportering (Linklaters Lagerlöf).

<sup>9</sup> Ellagen (1997:857), förordning (1999:716) om mätning, beräkning och rapportering av överförd el samt Statens energimyndighets föreskrifter (NUTFS 1999:2) om mätning, beräkning och rapportering av överförd el.

- hänvisning till att avtal ingåtts med elanvändaren om elleverans
- anläggningsidentitet (nätägarens beteckning)
- anläggningsadress
- elanvändarens namn och postadress
- avräkningsmetod (timvis avräkning/schablonavräkning)
- startdatum för elleverans
- balansansvarig

Därtill har Energimyndigheten nyligen föreslagit en föreskriftsändring med innebörd att den nye leverantören fr.o.m. den 1 januari 2002 även skall ange schablonberäkningsområde vid anmälan.

Energimyndigheten har föreskrivit att informationsutbyte och rapportering skall hanteras elektroniskt och i s.k. Ediel-format<sup>10</sup>. Hur enskilda företags Ediel-system skall vara utformat är dock inte Energimyndighetens uppgift att precisera, utan frågor om Ediel-systemets utformning ligger på Svenska Kraftnät.

Att utbytet av information i samband med leverantörsbyten skall ske elektroniskt började gälla den 1 juli 2000. För att sända strukturinformation i samband med leverantörsbytet har ett särskilt Ediel-meddelande i formatet PRODAT tagits fram. Den nye elleverantörens anmälan till nätägaren sker genom ett s.k. PRODAT-meddelande Z03.

Efter inkommen anmälan är det tänkt att nätägarens Ediel-system skall sända ett automatiskt mottagningsbevis (s.k. Aperak<sup>11</sup>), som skall komma till avsändaren inom ett dygn och ange ifall anmälan har kunnat läggas in i nätägarens systemapplikation eller inte. Vid negativt besked anges orsak m.m.

#### *Nätägaren skall sända bekräftelse inom fem dagar*

Nätägaren skall kontrollera att en inkommen anmälan om leverantörsbyte är korrekt ifylld. Nätägaren skall sända en bekräftelse av anmälan inom fem vardagar.

Om anmälan är korrekt ifylld skall nätägaren skicka en bekräftelse av leverantörsbytet till den tidigare leverantören (med Z05) och till den nye elleverantören (med Z04). Den nye elleverantören skall samtidigt ges uppgift om elanvändarens beräknade årsförbrukning.

---

<sup>10</sup> Ediel är det system för elektroniska meddelanden som sedan 1996 har använts för rapporteringen till Svenska Kraftnät och som även tillämpas i övriga nordiska länder.

<sup>11</sup> Application ERror and AcKnowledgement message.

Nätägaren skall sända en bekräftelse av att anmälan inkommit även om obligatoriska uppgifter saknas i anmälan eller uppgifter inte stämmer med nätägarens egna register. Meddelande skall då lämnas om vad som är ofullständigt eller felaktigt i anmälan. Det finns ingen skyldighet för nätägaren att undersöka den bakomliggande orsaken till att uppgifterna vid ett leverantörsbyte inte stämmer med uppgifterna i det egna kundregistret. Bekräftelse av att anmälan inkommit skall lämnas även om anmälan kommit in för sent eller ett byte redan finns registrerat för aktuell tidsperiod.

Att den nye respektive gamle leverantören mottagit nätägarens bekräftelser är tänkt att kvitteras med ett automatiskt mottagningsbevis (Aperak).

I samband med leverantörsbyte skall nätägaren normalt läsa av elanvändarens elmätare inom plus minus fem vardagar från dagen för leverantörsbytet. Nätägaren skall underrätta den nya elleverantören samt den befintliga elleverantören och elanvändaren om mätarställningen senast 10 vardagar efter påbörjad leverans (15 vardagar för elanvändaren).

### 2.1.2 Problem som iakttagits

Schablondelegationen, som tillsattes våren 2000 på initiativ av Svenska Kraftnät och Svensk Energi, följer löpande utvecklingen av schablonreformens olika delar, bl.a. leverantörsbytesprocessen.

Delegationen har vid flera tillfällen undersökt om mätföreskrifternas krav upprätthålls vid leverantörsbyten och vad eventuella problem beror på. I tabell 2.1 redovisas vad som i undersökningarna framkommit om i vilken mån leverantörsbytena genomförs i tid och om nätföretagen håller de tidsfrister som stipuleras.

Tabell 2.1 Sker leverantörsbytena i tid? (avrundningsfel finns)

	Sept 2000	Dec 2000	Mars 2001	Maj 2001
Undersökt antal byten (cirka)	8 000	18 000	9 000	5 500
Byten genomförda på i anmälan angivet datum	74 %	85 %	85 %	70 %
Bekräftade inom 5 arbetsdagar	38 %	35 %	50 %	41 %
Påtalade felaktigheter inom 5 arbetsdagar	8 %	5 %	7 %	Ej uppgift
Obesvarade inom 5 arbetsdagar	56 %	60 %	43 %	Ej uppgift

Källa: Schablondelegationen

Som framgår av tabellen har andelen byten som genomförts i rätt tid pendlat mellan 70 och 85 procent i Schablondelegationens olika undersökningar. Det bör också noteras att relativt många byten har kunnat ske i rätt tid även om den nya elleverantörens anmälan inte bekräftats inom de stipulerade fem arbetsdagarna. I sammanhanget bör samtidigt påpekas att vissa aktörer till utredningen framfört att den mätaravläsning som skall ske i samband med leverantörsbytet inte alltid sker i rätt tid, varför faktureringen från den nye elleverantören kan fördröjas även om själva bytet sker i tid.

Även om relativt många byten inte skett i rätt tid tycks flertalet av de hushåll som bytt leverantör vara nöjda med hur själva bytet fungerat. I de TEMO-undersökningar som tidigare refererats angav således vid samtliga tre undersökningstillfällen under perioden augusti 2000 till augusti 2001 knappt 90 procent av de tillfrågade att man var nöjd med hur bytet fungerat.

Att, som framgår av tabellen, andelen byten som skedde i rätt tid var mindre i maj 2001 än vid de två närmast föregående undersökningstillfällena beror enligt Schablondelegationen till en del på att nätföretagen alltmer övergår till datoriserad bytesadministration. Tidigare sköttes administrationen delvis med halvmanuella rutiner, vilka enligt delegationen ofta tycks ha fungerat bättre än de hittills relativt otrimmade datorrutinerna.

Såväl Energimyndigheten som Schablondelegationen har till utredningen framfört att flertalet av de störningar som i dag förekommer i samband med leverantörsbyten inte beror på väsentliga brister i regelverket i sig, utan på att företagen ännu inte förmår leva upp till

regelverkets krav. Vidare tyder utredningens kontakter med Energimyndigheten och Schablondelegationen på att det främst finns tre orsaker till att informationsutbytet inte alltid fungerar och att leverantörsbytena därför kan försenas:

- *Angivande av fel anläggningsidentitet i anmälan om leverantörsbyte.* Att döma av Schablondelegationens hemsida är den viktigaste förklaringen till att informationsutbytet i vissa fall inte fungerar att kunden inte sällan är oklar över sin uttagspunkts identitet (anläggningsidentiteten). Enligt gällande föreskrifter skall denna uppgift (liksom även bl.a. uppgift om schablonberäkningsområde) anges i samband med rapportering av mätarställningar till elanvändaren. Oftast sker en sådan rapport i form av en faktura i samband med den årliga avläsningen. Energimyndigheten har dock till utredningen uppgivit att man vid tillsyn kunnat konstatera att dessa uppgifter inte sällan saknas eller är svåra att utläsa, samt i vissa fall saknas på sådana fakturor som sänds ut i samband med preliminär debitering. Kunden kan därför ha svårt att till den nye elleverantören ange riktiga uppgifter som underlag för bytesanmälan<sup>12</sup>.
- *Angivande av fel kundidentitet i anmälan om leverantörsbyte.* En orsak till stoppat leverantörsbyte kan vara att elleverantören i sin anmälan till nätägaren inte anger en kunds namn och adress exakt lika det som finns i nätägarens abonnentregister. Detta kan t.ex. bero på olika sätt att förkorta gatunamn eller att i en familj det är olika parter som står för respektive abonnemang.
- *Problem med de datorsystem som behövs.* Dessa problem finns bl.a. beskrivna i en nyligen gjord undersökning av Riksrevisionsverket<sup>13</sup>. Enligt denna är myndigheter och branschföreträdare ense om att de inblandade företagen inte hunnit utveckla lämpliga rutiner och införskaffa system för att kunna kommunicera med varandra. Vidare sägs i RRV:s rapport att alla företag inte har klarat av att hantera anmälningar och underrättelser i det dataformat som föreskrivits. Ett problem av denna art som från bl.a. Energimyndigheten påpekats för utredningen är att inte alla företag har den Ediel-applikation som skapar automatiska mottagningsbevis (Aperak) i samband med kommunicerandet av leverantörsbytesdata. Enligt RRV:s rapport har

---

<sup>12</sup> I de TEMO-undersökningar som gjorts kring leverantörsbyten har dock flertalet av de hushåll som bytt leverantör angivit att man haft lätt att hitta för bytet relevanta uppgifter på elräkningen. Denna andel har emellertid sjunkit i undersökningarna: i augusti 2000 låg den på 84 procent och i augusti 2001 på 62 procent.

<sup>13</sup> Att skapa aktiva konsumenter - Energimyndighetens och Konsumentverkets stöd till konsumenterna på elmarknaden (RRV 2001:10).



många företag också underskattat de insatser som krävdes bl.a. i form av resurser och utbildning av personal, samtidigt som det varit upprepade svårigheter med att i tid få fram den mjukvara som krävs från de IT-företag som kan leverera den.

Att döma av undersökningar som gjorts av Schablondelegationen kan de två förstnämnda av ovanstående problemtyper tillsammans antas förklara ca 50–70 procent av alla försenade leverantörsbyten. Förslag till ändringar av gällande regelverk i syfte att komma till rätta med dessa två problem har för utredningen beskrivits av såväl Schablondelegationen som Energimyndigheten.

Vad beträffar *anläggningsidentiteten* finns sedan något år tillbaka en rekommendation från Svensk Energi och Schablondelegationen att nätföretagen tydligt bör ange uppgift om denna, samt även om schablonberäkningsområdet, på nätfakturan. Schablondelegationen har också nyligen föreslagit att Energimyndighetens mätföreskrifter bör förtydligas vad avser anläggningsidentiteten. Delegationen anser också att det i föreskrifterna bör införas krav på att handlingar från nätägaren som berör anslutningspunkten, t.ex. elanvändarens nätfaktura, alltid skall ange sådan identitetsbeteckning varvid en fastlagd benämning bör användas. Mot denna bakgrund har Energimyndigheten nyligen föreslagit en föreskriftsändring med innebörd att vid rapportering av mätarställningar till elanvändaren skall anläggningsidentitet och identitet för schablonberäkningsområdet tydligt anges, och endast med just dessa beteckningar. Den föreslagna föreskriftsändringen är tänkt att börja gälla från den 1 januari 2002.

I sammanhanget kan för övrigt sägas att man i Norge gått ett steg längre vad beträffar krav på informationsgivning som skall underlätta för kunderna att byta leverantör. Således har Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) föreslagit att nätfakturan från den 1 januari 2002 skall vara så utformad att den ger översiktlig upplysning om vilka uppgifter som skall anges vid byte av elleverantör<sup>14</sup>. Någon möjlighet för Energimyndigheten att ställa liknande krav finns inte i dag. Enligt vad Energimyndigheten angivit till utredningen saknar man nämligen mandat att föreskriva om utformningen av fakturor och kan därför inte kräva att det på fakturan anges vilka begrepp på densamma som är nödvändiga att uppge vid byte av elleverantör.

---

<sup>14</sup> Förslag om ändringar i forskrift om måling, avregning m.v. – Høringsdokument med utkast till forskrift om ändring av forskrift 11. mars 1999 nr. 301 om måling, avregning og samordnet opptreden ved kraftomsetning og fakturering av nettenester (juni 2001).

Beträffande bytesanmälningar som av nätföretag avvisas på grund av bristande *kundidentitet* har Energimyndigheten till utredningen uppgivit att nätföretagen för sitt agerande i detta fall stöder sig på sitt standardavtal med abonnenten, där det anges att det enbart är nätabonnenten som kan stå för ett elavtal<sup>15</sup>. Till utredningen har Energimyndigheten uppgivit att man överväger att ändra föreskrifterna så att skyldigheten att ange elkundens namn och adress i anmälan om leverantörsbyte tas bort och att istället nätföretaget i sin bekräftelse anger namnet på den abonnent som är registrerad på den anläggning där leverantörsbytet skall ske. Liknande förslag har också framförts av Schablondelegationen. Enligt Energimyndigheten skulle en sådan åtgärd medvetandegöra för elleverantören att denne tar en risk då det kan bli svårt att stänga av leveransen, t.ex. vid bristande betalning från kunden, om elkunden och nätabonnenten är skilda personer.

I syfte att bl.a. avhjälpa problemen kopplade till angivande av fel anläggningsidentitet och fel kundidentitet har föreningen Oberoende Elhandlare till utredningen framfört idén att ett centralt anläggningsregister bör införas och administreras av exempelvis Energimyndigheten.

Att leverantörsbyten i vissa fall försenas till följd av problem med *datorsystem* torde delvis handla om övergående ”barnsjukdomar”. Energimyndigheten förutsåg detta och införde därför efter samråd med branschen en övergångsregel i mätföreskrifterna den 1 november 1999. Denna övergångsregel gav aktörerna möjlighet att fram till den 30 juni 2000 anmäla byte av leverantör på annat sätt än via Ediel-systemet. Under hösten år 2000 påbörjade tillsynsmyndigheten en uppföljning av hur processen med anmälningar och rapportering fungerade och kunde konstatera att gällande regelverk inte alltid följdes, varför tillsyn öppnades mot ett antal företag. Tillsynen har föranlett myndigheten att gå ut med förelägganden mot nätföretag som brustit i sina skyldigheter enligt gällande föreskrifter och i ett par fall också förenat dessa förelägganden med avsevärda vitesbelopp.

Förutom de tre typer av problem som beskrivs ovan finns även andra mindre problem som kan försena leverantörsbytesprocessen. I den i inledningen omtalade rapporten från Linklaters Lagerlöf nämns t.ex. problem såsom att elanvändaren ångrar sig eller flyttar, att elanvändaren tecknar avtal med flera leverantörer eller tecknar avtal med en leverantör trots att det befintliga elleveransavtalet inte är

---

<sup>15</sup> Däremot är detta inte reglerat i myndighetens föreskrifter.

uppsagt, samt att elleverantören skickar bytesanmälan till fel nätområde. Vissa av dessa problem framstår dock inte som alltför svåra att lösa enligt Linklaters Lagerlöf ”med tanke på att det finns tydliga regler för hur de skall hanteras”.

#### *Förekommer det att nätbolagen obstruerar?*

De problem som diskuteras ovan torde i första hand bero på att schablonberäkningsreformen införts under relativt stark tidspress<sup>16</sup>. Den bild utredningen fått är att nätbolagen i allmänhet visar god vilja, och via bl.a. Svensk Energi och Schablondelegationen arbetar branschen också som helhet på ett seriöst sätt med att söka lösa problemen.

Ett flertal intressenter har dock till utredningen framfört att det även förekommer att nätbolag agerar direkt obstruerande i samband med leverantörsbyten.

I vilken utsträckning den här typen av direkt obstruerande beteenden förekommer är svårt att bedöma. Men Energimyndigheten har dock handlagt vissa ärenden av denna art, t.ex. har det förekommit att nätbolag har hotat att höja nätavgiften om kunden byter från ett nätbolaget närstående elhandelsbolag. I sammanhanget vill utredningen också betona att blotta misstanken om att det förekommer direkt obstruerande beteenden från nätföretags sida är negativt för tilltron till den avreglerade elmarknaden.

#### *Linklaters Lagerlöfs förslag till sanktionssystem*

På uppdrag av Näringsdepartementet har advokatfirman Linklaters Lagerlöf nyligen analyserat förutsättningarna för att införa ett sanktionssystem mot nätbolag som inte uppfyller regelverkets krav vid byte av elleverantör och vid angivande av anläggningsidentitet vid mätrapportering. Linklaters Lagerlöfs uppdrag har redovisats i rapporten Förutsättningar för införandet av ett sanktionssystem mot de nätbolag som inte uppfyller regelverkets krav vid leverantörsbyte och mätrapportering.

Bakgrunden ges av Näringsutskottets betänkande 2000/01:NU8 där det föreslås att Riksdagen bör tillkännage för regeringen att ett

<sup>16</sup> I reformens tidiga skeden påverkades införandet även av att mycket av den tillgängliga IT-kompetensen var engagerad i arbetet med millennieanpassningen.

sanktionssystem bör införas mot de nätbolag som inte uppfyller kraven i ellagen och Energimyndighetens föreskrifter vid byte av elleverantör. Frågan om ett sanktionssystem för nätföretag har också tidigare aktualiserats i Svenska Kraftnäts rapport Erfarenheter av systemet med schablonberäkning på elmarknaden och i Energimyndighetens rapport Utvecklingen på elmarknaden 2000:I Schablonberäkning.

I dagsläget har Energimyndigheten möjlighet att meddela vitesförelägganden för att få till stånd rättelse av de nätbolag som bryter mot bestämmelserna. Enligt gällande lagstiftning är det inte straffsanktionerat att bryta mot reglerna. Utöver en möjlighet att bli förelagd vid vite att följa bestämmelserna riskerar nätbolagen inte någon ytterligare sanktion.

Linklaters Lagerlöf menar att den lämpligaste sanktionsformen vore att införa en ny sanktionsavgift. Energimyndigheten kan då ges befogenheter att själv påföra nätbolagen en avgift utan att behöva vända sig till domstol. Systemet kan enligt rapporten vara baserat på strikt ansvar och ha i förväg fastställda avgiftstariffer vilket sägs göra sanktionsavgiften till ett effektivt och preventivt verktyg.

Ett flertal andra alternativ avfärdas i rapporten. T.ex. sägs ett utvidgat system med förseningsavgifter – motsvarande vad som finns beträffande nätföretagens årsrapporter – vara mindre lämpligt med tanke på att en stor mängd förseelser kan förväntas inträffa årligen. Vidare avråder Linklaters Lagerlöf från att införa en straffsanktion. En sådan åtgärd sägs visserligen kunna förväntas ha en avsevärd preventiv effekt och leda till att nätbolagen vidtar en rad praktiska åtgärder som skall säkerställa att verksamheten bedrivs i enlighet med gällande föreskrifter. Men en sådan kriminalisering bör enligt Linklaters Lagerlöf avgränsas till allvarliga fall där reglerna åsidosätts systematiskt och i betydande mån.

Som kommentar kring frågan om ett sanktionssystem har Energimyndigheten till utredningen bl.a. framfört att det är önskvärt med en rationell metod för att kontrollera efterlevnaden av regelverket kring leverantörsbyte. Metoden bör enligt myndigheten ha låga transaktionskostnader, vilket sägs kunna uppnås genom att bygga in ett system som övervakar informationsöverföringen mellan aktörerna. Brott mot regelverket bör enligt myndigheten kunna konstateras med automatiska metoder och föranleda en omedelbar förutsägbar reaktion så att en förebyggande effekt kan uppnås.

Energimyndigheten anser att en förseningsavgift motsvarande vad som gäller för nätföretagens årsrapporter skulle kunna vara en lämplig

lösning för att förmå nätföretagen att i tid utföra de arbetsuppgifter man är ålagda i samband med leverantörsbyte. Enligt Energimyndigheten bör i sådana fall bestämmelser om förseningsavgift införas genom en komplettering av ellagen.

## 2.2 Svårigheter att jämföra olika leverantörers erbjudanden

För en välfungerande konkurrens på elmarknaden är det väsentligt att elanvändarna på ett enkelt sätt kan jämföra olika leverantörers erbjudanden. För hushåll som vill agera på den fria elmarknaden är det emellertid relativt svårt att finna heltäckande och bra jämförelser över olika elleverantörers erbjudanden, i synnerhet beträffande priser. Dessa svårigheter speglas också i de undersökningar av TEMO och Riksrevisionsverket som refererades i kapitel 1:

- Vid alla tre av TEMO:s undersökningstillfällen under perioden augusti 2000 till augusti 2001 angav ca 40 procent av de hushåll som bytt leverantör att man haft svårt att jämföra priser.
- I RRV:s undersökning våren 2000 angav 46 procent av de hushåll som kände till omregleringen av elmarknaden att det varit ganska eller mycket svårt att jämföra olika elbolags erbjudanden. Den omständighet som flest av dessa hushåll angav som problematisk (sex av tio) var att ”bolagen har olika avgiftssystem”.

Såvitt utredningen kan bedöma finns framför allt två typer av svårigheter för en konsument som önskar jämföra olika elleverantörers erbjudanden, vilka behandlas i det följande. Dels är priserna i sig inte alltid direkt jämförbara. Dels är det svårt att hitta heltäckande sammanställningar över olika leverantörers erbjudanden.

### *Prisernas jämförbarhet*

Ett hushåll kan vara aktivt på den fria elmarknaden genom att antingen byta leverantör eller teckna nytt avtal med sin gamla leverantör. I båda fallen erbjuder elhandelsföretagen vanligen följande avtalsvarianter:

- rörligt pris, i allmänhet med någon form av spotpriskoppling, eller
- fast pris för perioder om ett, två eller tre år.

Visserligen erbjuder inte alla leverantörer samtliga ovanstående avtalsvarianter och vissa leverantörer har även andra varianter. Men de olika avtalen är så pass standardiserade och allmänt förekommande att det faktum att det finns olika avtalsvarianter inte i sig torde skapa svårigheter att jämföra mellan olika leverantörer.

Däremot varierar olika leverantörers priskonstruktioner. Härmed kan det krävas ett visst beräkningsarbete om man vill skapa jämförbarhet mellan olika erbjudanden. Utöver det rörliga priset för själva elen (öre/kWh) tillämpar många – men långtifrån alla – elleverantörer en fast årlig avgift (kr/år). För att kunna jämföra olika leverantörers priser i öre/kWh måste en kund därför till den rörliga delen även lägga den fasta avgiften dividerad med sin årliga förbrukning. Situationen kompliceras också av att vissa företag har olika pris för själva elen för olika kundkategorier och att vissa har olika stora fasta avgifter för olika kundkategorier.

För att förbättra möjligheten att jämföra har Konsumentverket inlett förhandlingar med Svensk Energi om att införa ett standardiserat jämförpris på el. I sammanhanget bör påpekas att ambitionen därvid dock inte är att söka begränsa antalet avtalsformer. Frågan om jämförpris aktualiseras även i Utredningen om översyn av prisinformationslagen (dir. 2001:51), vars slutsatser skall redovisas senast den 31 mars 2002.

#### *Brist på heltäckande sammanställningar*

En annan svårighet för den som vill jämföra olika leverantörers erbjudanden är att relevant prisstatistik i stor utsträckning saknas. Visserligen redovisas prisjämförelser då och då i olika dagstidningar och regelbundet på olika privata hemsidor på internet. Men dessa prisjämförelser omfattar i allmänhet endast ett urval elhandelsföretag och ger sällan möjlighet att studera hur företagens priser utvecklats under en längre tid. Däremot brukar hänsyn i allmänhet tas till företagens varierande priskonstruktioner, varför jämförelserna i sig brukar vara relevanta.

Någon offentlig, heltäckande prisstatistik som kan användas för att jämföra olika leverantörers erbjudanden finns inte. Visserligen samlar SCB in prisuppgifter från landets elhandelsföretag, men denna statistik redovisas årsvis och på aggregerad nivå och möjliggör således inte företagspecifika jämförelser.

Under avregleringens första år fanns vissa möjligheter att jämföra olika elhandelsföretags priser. Från den 1 januari 1996 och fram tills dess leveranskoncessionssystemet avskaffades den 1 november 1999 hade nämligen Energimyndigheten tillsyn över leveranskoncessionspriserna och redovisade då, i allmänhet årligen, en marknadsöversikt över enskilda elhandelsföretags priser. Det bör dock noteras att denna översikt endast avsåg priser inom leveranskoncession och således inte priser till de kunder som var aktiva på den fria elmarknaden.

Efter den 1 november 1999 har Energimyndigheten inte längre någon befogenhet att kräva in prisuppgifter från elhandelsföretagen och för heller inte någon statistik över elhandelsföretagens priser. Däremot har Konsumentverket nyligen initierat en webbplats med IT-baserad konsumentinformation av olika slag, däribland elpriser. Konsumentverkets webbapplikation ger elhandelsföretag möjlighet att lägga in uppgifter om sina priser så att konsumenter kan göra jämförelser mellan olika elhandelsföretag. Prisjämförelsen bygger emellertid på frivillighet, eftersom Konsumentverket inte kan kräva in uppgifter från företagen.

I motsats till i Sverige finns i såväl Finland som Norge offentlig företagsspecifik statistik av heltäckande karaktär som underlättar för elanvändarna såväl att jämföra olika elhandelsföretags aktuella erbjudanden som att studera hur priserna utvecklats under en längre tid. I båda fallen inhämtas prisuppgifterna med stöd i ett offentligt regelverk:

- I Finland krävs ingen certifiering eller koncession för handel med el. Däremot har det elhandelsföretag som har dominerande ställning inom ett lokalt nätföretags område leveransskyldighet gentemot de kunder som inte har bytt elleverantör. Elhandelsföretaget i fråga är skyldigt att sälja el till dessa kunder och priset vid denna försäljning skall vara skäligt. På den ansvariga myndigheten Energimarknadsverkets hemsida offentliggörs regelbundet statistik över dessa försäljningspriser uppdelat på olika kundkategorier.
- I Norge krävs s.k. omsättningskoncession för såväl nätverksamhet som elhandel och produktion. Vad beträffar elhandeln innebär själva koncessionen relativt få krav<sup>17</sup>. Enligt en särskild föreskrift är dock elleverantörer i Norge skyldiga att inrapportera vissa prisuppgifter till

<sup>17</sup> Det norska regelverket ställer endast krav på räkenskapsmässig åtskillnad mellan nätverksamhet och elhandel/produktion. De olika typerna av verksamhet får alltså bedrivas i samma företag och av naturliga skäl handlar bestämmelserna om omsättningskoncessionen mest om reglering av nätverksamheten.

det norska konkurrensverket (Konkurransetsilsynet)<sup>18</sup>. Vilka priser som skall inrapporteras bestäms av Konkurransetsilsynet, för närvarande avser inrapporteringsskyldigheten s.k. ”standard variabel kraftpris”. Pristatistiken uppdateras varje vecka och offentliggörs på Konkurransetsilsynets hemsida.

I anslutning till att frågan om prisinformation diskuteras kan också nämnas att vissa aktörer till utredningen framfört att bättre jämförbarhet och mer konkurrensneutrala förhållanden skulle kunna uppnås om uppbörd av energiskatten på el skedde via nätföretagen istället för som idag via elhandeln. Såvitt utredningen förstått hanteras denna fråga inom ramen för det arbete som bedrivs av Kommittén om utformning av nedsättningsregler på energiskatteområdet (dir. 2001:29), varför utredningen inte närmare gått in på detta.

### 2.3 Svårigheter kopplade till förekomsten av konsumentinformation

Flera av de intressenter utredningen inhämtat synpunkter ifrån har framfört att ett hinder mot kundörligheten är att konsumenterna inte är tillräckligt informerade om den avreglerade elmarknadens förutsättningar. En förklaring som därvid ofta angivits är att samhället inte anses ha lagt tillräckliga resurser på information.

Av de hushåll som enligt den i kapitel 1 refererade studien från Riksrevisionsverket<sup>19</sup> kände till att man numera kan välja mellan olika elbolag angav majoriteten (drygt 75 procent) att man fått informationen om detta från något elbolag, ofta via reklam i brevlådan, tidningar eller TV. Färre än 10 procent av de svarande hade fått informationen från någon av myndigheterna Konsumentverket eller Energimyndigheten.

Att elbolagen i samband med elmarknadsreformen lagt långt större summor på reklam än vad samhället avsatt för information har också till utredningen påpekats av olika intressenter, t.ex. har LO gjort bedömningen att storleksrelationen mellan dessa två informationskällor totalt sett torde ha varit ca 100-1.

I olika sammanhang har statsmakterna uttalat att staten har ett ansvar för sådant som att skapa och upprätthålla väl fungerande

---

<sup>18</sup> Konkurransetsilsynets Forskrift om meldeplikt för kraftpriser (1997 - nr. 1392 - 12. desember).

<sup>19</sup> Kunden är lös! - konsumenternas agerande på de omreglerade el- och telemarknaderna (RRV 2000:20)



marknader, och att ge konsumenterna bättre förutsättningar att agera på nyligen konkurrensutsatta marknader<sup>20</sup>.

Med utgångspunkt i statsmakternas målsättningar om stöd till konsumenter på omreglerade marknader har Riksrevisionsverket nyligen genomfört en granskning av Konsumentverkets och Energimyndighetens stöd till konsumenterna efter omregleringen av elmarknaden<sup>21</sup>.

Enligt RRV har myndigheterna i syfte att ge konsumenterna kunskap om elmarknaden i samband med elmarknadsreformen informerats genom att bl.a. sprida skriftligt material främst via kommunala konsumentvägledare och energirådgivare, lägga ut information på hemsidor samt sprida information via massmedia.

I sin rapport gör RRV bedömningen att myndigheterna har givit åtgärder för att stödja konsumenternas agerande på den omreglerade elmarknaden låg prioritet. Skälen sägs bl.a. vara att myndigheterna dels bedömt att behovet av åtgärder på andra områden varit större, dels inte haft något specifikt uppdrag att stödja konsumenterna på elmarknaden.

I ljuset av statsmakternas generella krav på konsumentstöd i samband med omregleringar menar RRV att myndigheternas stöd till konsumenterna på elmarknaden varit otillräckligt. Jämfört med de specifika krav som statsmakterna hittills har uttryckt på stöd till konsumenterna på elmarknaden finns dock enligt RRV inte grund för att säga att myndigheternas insatser inte varit tillräckliga.

På den svenska elmarknaden saknas idag en oberoende konsumentfunktion för omhändertagande av klagomål och för rådgivning till kunder. Ett sådant organ är dock på väg att bildas genom ett initiativ från branschorganisationen Svensk Energi, i samarbete med Energimyndigheten och Konsumentverket. Till sin uppläggning och inriktning kommer det nya organet för konsumentkontakter att likna dem som finns inom bank- och finanssektorn (Konsumenternas Bankbyrå) respektive försäkringssektorn (Konsumenternas Försäkringsbyrå). Förebilder med delvis liknande arbetsuppgifter finns även utomlands, t.ex. i Norge (Elklagenemnda) och Storbritannien (Gas and Electricity Consumers Council, "energy-watch"). Den svenska elrådgivningsbyrån förväntas kunna vara i drift i början av 2002.

<sup>20</sup> Se t.ex. propositionerna Konkurrens för förnyelse och mångfald (prop. 1999/00:140) och Handlingsplan för konsumentpolitiken 2001–2005 (prop. 2000/01:135).

<sup>21</sup> Att skapa aktiva konsumenter - Energimyndighetens och Konsumentverkets stöd till konsumenterna på elmarknaden (RRV 2001:10).

I samband med att frågan om information till konsumenterna behandlas finns även skäl att nämna att vissa aktörer till utredningen framfört att nätägare i de fall då man anvisar en elleverantör för sådan elanvändare som saknar elleverantör borde vara skyldig att i ett särskilt brev informera kunden om hur man byter elleverantör och inhämtar prisuppgifter. Vidare har Energimyndigheten till utredningen framfört förslaget att krav borde ställas på att upphandlingen av tjänsten anvisad leverantör sker i konkurrens. I praktiken har nämligen nätägare enligt Energimyndigheten ofta valt att kontraktera ett närstående företag för en sådan tjänst, utan att säkerställa att det valda företaget nödvändigtvis har de bästa villkoren för de kunder som kommer att nyttja tjänsten.

### 3 Överväganden och förslag

Enligt direktiven skall utredningen bl.a. identifiera eventuella behov av kompletterande åtgärder för att en väl fungerande konkurrens skall kunna upprätthållas. Mot denna bakgrund redovisar utredningen i detta kapitel förslag vars syfte är att motverka de i kapitel 2 beskrivna svårigheter som kan antas minska i synnerhet hushållskundernas rörlighet på den fria elmarknaden. I tur och ordning föreslås:

- att en sanktion bör utgå om en nätägare förorsakar att ett leverantörsbyte inte kan ske i tid (utvecklas i avsnitt 3.1),
- att en omsättningskoncession bör införas i elhandeln (3.2),
- att Energimyndigheten inom elhandelsområdet bör få en utökad roll som expertmyndighet i olika avseenden (3.3), samt
- att tjänsten som anvisad elleverantör bör upphandlas i konkurrens (3.4).

Förslagen är av principkaraktär. Med utredningens begränsade tid har möjlighet inte funnits att utforma lagförslag där så behövs.

#### 3.1 Ett sanktionssystem riktat mot nätägare

En central fråga för den fria elmarknaden är att leverantörsbytesprocessen fungerar snabbt och enkelt. För tilltron till avregleringen är det därför enligt utredningens mening av synnerlig vikt att de brister som konstaterats i samband med bytshanteringen rättas till. Denna

åsikt har för övrigt givits stöd vid samtliga de möten utredningen haft med olika intressenter, inklusive med olika representanter för elbranschen.

Som framgått av kapitel 2 har mycket gjorts och görs för att komma till rätta med problemen, bl.a. genom arbete från Energimyndighetens, Svensk Energis och Schablondelegationens sida. Ett exempel är Energimyndighetens förslag till föreskriftsändring med innebörd att nätföretag fr.o.m. den 1 januari 2002 vid rapportering av mätarställningar till elanvändaren tydligt skall ange anläggningsidentitet och identitet för schablonberäkningsområdet, och endast med just dessa beteckningar. Rimligen kommer den av Energimyndigheten föreslagna föreskriftsändringen att förbättra elanvändarnas möjligheter att hitta, och till den nye elleverantören ange, den information som behövs för leverantörsbyte. Eftersom elanvändarnas svårigheter därvidlag torde förorsaka en inte oväsentlig del av de problem som iakttagits beträffande leverantörsbyten kan antas att Energimyndighetens förslag kommer att förbättra situationen.

För att ytterligare underlätta för kunderna att byta elleverantör kan enligt utredningens mening finnas skäl att framöver även införa en regel av det slag som nu är på väg att införas i Norge, nämligen att det av nätfakturan tydligt skall framgå vilka uppgifter som skall anges vid byte av elleverantör. Detta skulle t.ex. kunna utformas som en särskild informationsruta med rubriken ”Information som skall anges vid byte av elleverantör” e.d.

Som framgått av avsnitt 2.1.2 har föreningen Oberoende Elhandlare till utredningen framfört idén att ett centralt anläggningsregister bör införas och administreras av exempelvis Energimyndigheten. Såvitt utredningen kan bedöma skulle ett sådant register ha vissa positiva effekter. Att bygga upp och administrera ett sådant register bör dock enligt utredningens mening i första hand vara en uppgift för marknadens aktörer, och inte för en statlig myndighet som Energimyndigheten. Mot denna bakgrund har utredningen inte funnit skäl att föreslå att ett centralt anläggningsregister bör införas.

Om problemen kopplade till leverantörsbyten skall kunna lösas torde, utöver förbättrad fakturainformation, även krävas någon form av incitament som på ett effektivare sätt leder till att nätföretagen i rätt tid utför de arbetsuppgifter man är ålagda i leverantörsbytesprocessen<sup>22</sup>. Såvitt utredningen kan bedöma kan ett incitament

---

<sup>22</sup> För övriga parter som är aktiva i samband med ett leverantörsbyte (kunden och den nye leverantören) finns rimligen redan nödvändiga incitament, eftersom de har något att vinna på bytet och därför får antas sakna anledning att fördröja bytesprocessen.

som avser att styra nätföretagens beteende i praktiken endast utformas som en sanktion i det fall de gör fel.

Som framgått av kapitel 2 har advokatfirman Linklaters Lagerlöf i en rapport till Näringsdepartementet föreslagit att ett sanktionssystem mot de nätbolag som inte uppfyller kraven i ellagen och Energimyndighetens föreskrifter vid byte av elleverantör lämpligen bör utformas som en sanktionsavgift riktad mot nätföretagen. Till utredningen har Energimyndigheten framfört att en förseningsavgift – motsvarande den som beträffande nätföretagens årsrapporter infördes för några år sedan i ellagen i syfte att skärpa efterlevnaden av bestämmelserna kring årsrapportering – skulle kunna vara en lämplig lösning för att förmå nätföretagen att i tid utföra de arbetsuppgifter man är ålagda i samband med leverantörsbyte.

Såvitt utredningen kan bedöma torde såväl Linklaters Lagerlöfs som Energimyndighetens förslag kunna fungera. Båda lösningarna torde kunna bidra till att ett företag som gjort fel inte upprepar misstagen och även ha viss preventiv verkan på andra företags beteende. Däremot torde ingen av lösningarna ge en direkt upprättelse för den kund som drabbas i det enskilda fallet. För att upprätthålla tilltron till den avreglerade elmarknaden menar dock utredningen att det även (som alternativ eller komplement till en sanktions- eller förseningsavgift) behövs någon form av sanktion med sådan inriktning. Utredningen föreslår därför att ett sanktionssystem riktat mot nätföretagen med följande inriktning bör utformas:

- Utgångspunkten måste vara att den enskilde kunden alltid skall hållas skadeslös så länge han gjort vad som av honom krävs. Om kunden på ett korrekt sätt meddelat för leverantörsbytet nödvändig information till den nye elleverantören – vilket torde underlättas med Energimyndighetens ovan beskrivna förslag till föreskriftsändring – men bytet ändå inte kommer till stånd vid avsett datum bör någon form av kompensation utgå till kunden.
- Om orsaken till förseningen ligger hos den nye elleverantören får det bli en civilrättslig fråga mellan kunden och den nye leverantören.
- Om orsaken till förseningen ligger hos nätägaren bör denne inte få ta ut någon nätavgift av kunden från det datum bytet var tänkt att ske fram tills dess det verkligen kommit till stånd. För att få en enkel modell för att fastställa storleken på beloppet bör detta beräknas som månadsmedelvärdet av nätavgiften enligt kundens senast föregående nätfaktura.

För att ett sanktionssystem med ovanstående inriktning skall fungera torde det vara av avgörande betydelse att det i systemet för utbyte av information i samband med leverantörsbyte finns inbyggt automatiska mottagningsbevis. Om nätägaren gjort vad som på honom ankommer, och inom fem dagar bekräftat eller anmärkt på en anmälan om leverantörsbyte, så måste han ges ett mottagningsbevis från den nye elleverantören som visar att denne mottagit bekräftelsen. Såvitt utredningen förstått har dock inte alla företag idag IT-system som genererar automatiska mottagningsbevis i samband med leverantörsbytesprocessen. För att tillförsäkra att alla elhandlare har IT-system som genererar automatiska mottagningsbevis föreslår utredningen i nästföljande avsnitt (se 3.2) att sådana system skall vara ett krav för att få verka som elhandlare på den svenska elmarknaden.

Utredningen föreslår att Energimyndigheten bör ges i uppdrag att utforma de närmare detaljerna i ett sanktionssystem riktat mot nätbolag som inte uppfyller kraven i ellagen och Energimyndighetens föreskrifter vid byte av elleverantör. Utgångspunkten för uppdraget bör vara att den ovan skisserade modellen skall införas, dvs. att nätägaren om han orsakar ett försenat leverantörsbyte inte skall få ta ut någon nätavgift av kunden från det datum bytet var tänkt att ske fram tills dess det verkligen kommit till stånd. Eventuellt finns dock juridiska och/eller administrativa nackdelar som kan tala emot den av utredningen förordade modellen. Energimyndigheten bör därför ha möjlighet att även överväga andra lösningar. I uppdraget bör Energimyndigheten bl.a. identifiera och formulera nödvändiga regeländringar. Såvitt utredningen kan bedöma torde en lagändring krävas.

I ett sådant uppdrag till Energimyndigheten kan lämpligen även ingå att analysera förutsättningarna för att ytterligare underlätta för kunderna att byta elleverantör genom att, som i Norge, införa krav på att det av nätfakturan tydligt skall framgå vilka uppgifter som skall anges vid byte av elleverantör. Denna del av uppdraget bör genomföras i samråd med Konsumentverket.

### 3.2 Omsättningskoncession

Efter upphörandet av leveranskoncessionssystemet den 1 november 1999 är elhandelsverksamheten på den svenska elmarknaden relativt lite reglerad. Elhandlaren måste som övriga näringslivet ta hänsyn till den generella konkurrenslagstiftningen, vad gäller områden som t.ex.

utövande av marknadsakt, diskriminerande prissättning m.m., samt är underkastad Energimyndighetens reglering avseende informationsutbyte vid leverantörsbyten. Därtill måste elhandlare för att verka på den svenska marknaden registrera sig hos Svenska Kraftnät för att erhålla en Ediel-identitet, vilken är nödvändig för leverantörsbyte. Det finns dock inga krav på elhandelsföretaget vad gäller t.ex. organisation, kunskap om elmarknaden, krav på tekniskt administrativa system för leverantörsbyten, prisinformation etc.

I sitt arbete har dock Elkonkurrensutredningen funnit flera exempel på att det i olika avseenden kan finnas skäl att från statsmakternas sida ställa vissa krav av det senare nämnda slaget på elhandelsföretagen.

Ett exempel är att elhandlarna borde avkrävas att ha IT-system som genererar automatiska mottagningsbevis i samband med leverantörsbytesprocessen, detta gäller i synnerhet med det av utredningen föreslagna sanktionssystemet mot nätbolag som inte uppfyller kraven i ellagen och Energimyndighetens föreskrifter vid byte av elleverantör.

Ett annat exempel gäller prisstatistik. För en välfungerande konkurrens på elmarknaden är det väsentligt att elanvändarna på ett enkelt sätt kan jämföra olika leverantörers erbjudanden. Enligt utredningens mening finns därför skäl att börja föra någon form av offentlig, företagsspecifik statistik över elhandelsföretagens försäljningspriser. Den internetbaserade prisjämförelse som Konsumentverket nyligen initierat är i sig vällovlig. Men då den bygger på företagets frivilliga medverkan torde den dock knappast komma att bli lika heltäckande som exempelvis de i avsnitt 2.2 beskrivna finska och norska prisjämförelserna. Enligt utredningens mening torde, liksom fallet är i Finland och Norge, en fullödig prisstatistik kräva att uppgiftsinhämtandet bygger på någon form av rättslig reglering, en koncession eller liknande.

Mot denna bakgrund anser utredningen att det bör införas vissa ytterligare, offentliga krav på de elhandelsföretag som vill verka på den svenska elmarknaden. Dessa krav bör dock sättas relativt lågt, tanken är inte att i onödan försvåra för de företag som idag är verksamma. Kraven bör bl.a. omfatta att ha IT-system som genererar automatiska mottagningsbevis i samband med leverantörsbytesprocessen samt skyldighet att till av regeringen utsett organ regelbundet rapportera vissa elprisuppgifter. Därtill kan, om så befinns lämpligt, även formuleras krav på t.ex. viss grundläggande kunskapsnivå, etiska regler e.d. för elhandelsverksamhet.

Att döma av utredningens kontakter med Energimyndigheten torde i första hand två möjliga metoder finnas för att ställa sådana krav på

elhandelsföretag: antingen att, som i Norge, i den svenska lagstiftningen införa någon form av koncession (en "omsättningskoncession") för att vara behörig som elleverantör, eller att införa någon form av Ediel-certifiering med tydliga regler för elhandlarna.

Tanken med en omsättningskoncession är att den endast skulle ges de elleverantörer som uppfyller de villkor som ställs för handel med el. För att en aktör skulle vara behörig som elleverantör måste denne uppfylla de krav som anges. Ett sådant tillstånd skulle lämpligen kunna ges av Energimyndigheten, som innan koncession ges, skulle pröva om elleverantören uppfyller ställda krav. Förfarandet skulle ske på ungefär liknande sätt som när nätföretag provas för att erhålla sin nätkoncession.

Enligt vad Energimyndigheten uppgivit till utredningen torde ett system med koncession för handel med el kräva omfattande ändringar i ellagen, bl.a. i vad avser införande av koncession för elhandlare, bemyndiganden för nätmyndigheten att utfärda koncessioner samt möjlighet för nätmyndigheten att utfärda föreskrifter avseende de krav som ställs för att få koncession. För att kontrollera att företagen följer gällande regler fordras också någon typ av tillsyn.

Alternativet med Ediel-certifiering med tydliga regler för elhandlarna skulle innebära att ett företag när det hos Svenska Kraftnät skall registrera sig i Ediel-systemet för att vara elhandlare även skulle avkrävas att uppfylla vissa villkor beträffande sitt IT-system, prisstatistik m.m. Om villkoren uppfylls av elhandlaren blir denne certifierad som elhandlare på den svenska marknaden och erhåller en Ediel-identitet som innebär att han är en certifierad elhandlare och får utnyttja Ediel-systemet.

Fördelen med en Ediel-certifiering skulle vara att sådan registrering redan finns, vilket innebär att det inte blir så stora förändringar för övriga aktörer på marknaden. Dessutom kräver detta förslag, enligt vad Energimyndigheten uppgivit till utredningen, en mindre ingripande förändring i ellagen. De villkor som ställs för erhållande av Ediel-certifiering kan utarbetas av Svenska Kraftnät.

Enligt utredningens mening är av dessa två alternativ en omsättningskoncession att föredra. För detta talar bl.a. att Energimyndigheten enligt utredningens mening är bättre lämpat att hantera den typ av beteendefrågor i elhandelsverksamhet som här avses än, som fallet torde bli med en Ediel-certifiering, Svenska Kraftnät. För detta finns två skäl. Det ena är att Energimyndigheten om förslagen i det nedanstående avsnitt 3.3 vinner gehör kommer att ha en god överblick över nödvändiga kompetenskrav som behövs för att agera på

elmarknaden samtidigt som Energimyndigheten också enligt utredningens mening är lämplig instans för att administrera den av utredningen förordade prisjämförelsen. Det andra skälet är att hanteringen av den form av tillståndskrav som här avses är en myndighetsuppgift som inte bör ligga på ett affärsverk.

Mot denna bakgrund föreslår utredningen att Energimyndigheten bör ges i uppdrag att utforma de närmare detaljerna för en omsättningskoncession. Energimyndigheten bör därvid identifiera och formulera nödvändiga regeländringar.

### 3.3 Utökad roll för Energimyndigheten

Energimyndigheten har uppgift att vara nätmyndighet och bedriver i den rollen tillsyn över nätverksamheten. Myndigheten utfärdar tillstånd för överföring av el (nätkoncession) och bevakar att nätföretagen följer lagstiftning och utfärdar föreskrifter inom området.

Efter införandet av schablonberäkning den 1 november 1999 utövar Energimyndigheten däremot inte längre någon tillsyn över elhandelsverksamheten. Myndigheten har dock vissa uppgifter som berör elhandeln. T.ex. skall Energimyndigheten följa utvecklingen på elmarknaden, vilket bl.a. årligen redovisas i skriften Elmarknaden, och även genomföra mer problemorienterade uppföljningar av elmarknaden.

Elkonkurrensutredningen har ovan föreslagit att en omsättningskoncession för elhandlare bör införas, inkluderande en skyldighet att regelbundet rapportera vissa elprisuppgifter. Enligt utredningens mening är Energimyndigheten lämplig instans såväl för att hantera frågor kring en omsättningskoncession för elhandlare (tillståndsprövning, tillsyn m.m.) som för att föra den föreslagna prisstatistiken. Härmed skulle Energimyndighetens roll som expertmyndighet i elmarknadsfrågor utökas till att mer uttalat även omfatta elhandeln.

Som framgått av avsnitt 2.3 har flera av de intressenter utredningen inhämtat synpunkter från framfört att ett hinder mot hushållskundernas rörlighet är att de inte är tillräckligt informerade om den avreglerade elmarknadens förutsättningar. En förklaring som därvid ofta angivits är att samhället inte har lagt tillräckliga resurser på information. Beträffande konsumentinformation kommer läget såvitt utredningen kan bedöma att klart förbättras när den av branschen initierade oberoende konsumentfunktionen för



omhändertagande av klagomål och för rådgivning till kunder väl kommit igång. Branschen samarbetar därvid med Energimyndigheten och Konsumentverket. Några ytterligare åtgärder finns inte skäl att nu föreslå. I sammanhanget vill utredningen understryka att Energimyndigheten med sin sakkompetens, i synnerhet med den utvidgade expertroll i elmarknadsfrågor som utredningen förordar, är en viktig resurs för arbetet med konsumentinformation. Från samhällets sida är det också viktigt att löpande utvärdera effekterna av konsumentbyråns arbete.

För de nya uppgifter utredningen skisserar för Energimyndigheten inom elhandelsområdet (tillståndsprovning, tillsyn m.m. avseende omsättningskoncessioner, samt förande av prisstatistik) måste resurser skjutas till, eftersom Energimyndigheten redan idag har en mängd arbetsuppgifter som är helt nödvändiga på energimarknaden. Enligt utredningens bedömning kan det antas komma att handla om ca 5 nya tjänster och ca 10 mkr per år.

För att finansiera detta föreslår utredningen att en höjning bör ske av den myndighetsavgift som elabonnenterna inom ramen för sin nätavgift erlägger för finansiering av Nätmyndighetens verksamhet. Idag uppgår denna avgift till 3 kronor per år för lågspänningsabonnemang och 600 kronor per år för högspänningsabonnemang. Utredningen föreslår en höjning med 2 kronor (till 5 kronor per år) för lågspänningsabonnemang och med 50 kronor (till 650 kronor per år) för högspänningsabonnemang. Härmed skulle den årliga intäkten öka med ca 10 mkr.

### 3.4 Konkurrensupphandling av anvisad elleverantör

Systemet med anvisad elleverantör avser att skydda de elanvändare som av någon anledning saknar elleverantör. Detta kan t.ex. inträffa vid ny- och återanslutning eller återinkoppling av en anläggning, samt vid nyinflyttning. I denna situation kan elanvändaren komma att sakna en elleverantör som kan utpekas som leveranspliktig. Systemet med anvisad elleverantör introducerades i samband med att schablonberäkning av el infördes, då systemet med leveranskoncession upphörde.

Enligt ellagen skall en elanvändare som saknar elleverantör av berörd innehavare av nätkoncession anvisas en elleverantör, som gentemot nätkoncessionshavaren har åtagit sig att leverera el till sådana elanvändare. Den anvisade elleverantören skall omedelbart

underrätta elanvändaren om de villkor för leveransen som han avser att tillämpa och om den dag då han avser att påbörja leveransen. I praktiken innebär detta att en nätkoncessionshavare måste teckna kontrakt med en elleverantör som åtar sig att leverera el till kunder som saknar kontrakt med en egen elleverantör för sin förbrukning. Det finns dock ingen skyldighet för koncessionshavaren att teckna kontrakt med elleverantörer som erbjuder kunderna det mest fördelaktiga priset eller andra villkor. Om nätkoncessionshavaren har en närstående elleverantör går i praktiken tjänsten som anvisad elleverantör ofta till denne.

Mot denna bakgrund har Energimyndigheten föreslagit till utredningen att krav bör ställas på att tjänsten som anvisad elleverantör upphandlas i konkurrens. Utredningen anser att detta vore en lämplig åtgärd, som skulle bidra till att förbättra elmarknadens funktion. De kriterier som bör gälla vid en sådan upphandling är lägre elpris till de kunder som behöver utnyttja den anvisade elleverantören. Upphandling av tjänsten som anvisad elleverantör skapar konkurrens om handelsmarginalen på de passiva kunderna, dvs. de kunder som saknar elleverantör och som inte aktivt söker ny elleverantör än den anvisade. Utredningen anser också att krav bör ställas på att nätägaren i samband med anvisningen i ett särskilt brev skall informera kunden om hur man byter elleverantör och inhämtar prisuppgifter.

Enligt vad Energimyndigheten angivit till utredningen finns dock ett flertal frågor som behöver lösas för att ett system med krav på konkurrensupphandling av anvisad elleverantör skall fungera. En sådan fråga är hur de kriterier som skall gälla vid upphandlingen skall formuleras. Vilka kriterier, utöver lågt pris, skall gälla för vem som skall accepteras som anvisad elleverantör? Hur ofta skall upphandling av anvisad elleverantör göras och hur länge skall det pris som elleverantören anger i sitt anbud gälla? Med hänsyn till att Lagen om offentlig upphandling (LOU) inte gäller för nätkoncessionshavares upphandling av anvisad elleverantör uppkommer också frågan om huruvida krav kan ställas på nätkoncessionshavare enligt ellagen och hur LOU skall kunna beaktas i tillämpliga delar.

Utredningen föreslår att Energimyndigheten bör ges i uppdrag att utforma ett system där tjänsten som anvisad elleverantör upphandlas i konkurrens. Därvid bör bl.a. utredas ovannämnda följdfrågor samt om detta förfarande kan och/eller bör regleras. I uppdraget bör även ingå att analysera hur man bör utforma ett krav på nätägaren att i samband med anvisningen särskilt informera kunden om hur man byter elleverantör och inhämtar prisuppgifter.