

## 6 Effekter för konsumenterna

### 6.1 Inledning

När en marknad öppnas för konkurrens får konsumenter en annan styrkeposition med ökade valmöjligheter att byta leverantör av varan. För att få väl fungerande marknader krävs dock att konsumenterna är aktiva och utnyttjar möjligheterna som erbjuds. Konkurrensutsättning av marknader ställer också krav på effektiva reglerings- och konkurrensmyndigheter med ansvar för att marknadens spelregler följs.

När det nya regelverket för elmarknaden började gälla den 1 januari 1996 delades de lokala elföretagen upp i nätföretag och elhandelsföretag. Konkurrens infördes för elproduktion och handel med el. Transport av el i nätet kom att undantas konkurrensutsättning eftersom verksamheten betraktades som ett naturligt monopol. Uppdelningen på elmarknaden innebar att konsumenten fick två avtalsrelationer, en med elhandlaren och en annan med nätföretaget. Syftet med regelreformen av elmarknaden var bl.a. att skapa valfrihet för elanvändarna och öka effektiviteten i produktions- och försäljningsledet. Konkurrens i elhandeln skulle skapa förutsättningar för en ökad pris- och kostnadspress inom elförsörjningen.

Trots att reformen innebar stora förändringar för elbranschen påverkades de flesta konsumenter relativt lite fram till 1 november 1999. Då infördes schablonreformen i syfte att ge alla elanvändare möjlighet att byta elleverantör utan kostnad. I följande kapitel kommer därför beskrivningen av avregleringens effekter för konsumenterna att ta sin utgångspunkt vid den tidpunkten.

För att fånga upp hur konsumenterna upplever att elmarknaden fungerar har utredningen kontaktat Konsumenternas elrådgivningsbyrå och konsumentföreträdare. Berörda myndigheter har också givits tillfälle att förmedla sina erfarenheter. Kapitlet bygger

bl.a. på underlag från dessa kontakter samt rapporter från myndigheter och branschorganisationen Svensk Energi.

## 6.2 Myndigheter med ansvar för elmarknaden

*Konsumentverket* arbetar efter de övergripande målen för konsumentpolitiken. Några av dessa mål är att stärka konsumenternas ställning och inflytande på marknaden och att öka konsumenternas tillgång till god vägledning, information och utbildning.

Konsumentverket har uppgifter på energipolitikens område som skall stimulera utvecklingen av energieffektiv teknik och skapa bättre förutsättningar för konsumenterna att få kunskap om elförbrukning och energikrävande utrustning. Enligt regeringens proposition "Handlingsplan för konsumentpolitiken" (prop. 2000/01:135) är det viktigt att långsiktigt studera vilka effekter som uppstår för konsumenterna då marknader öppnas för konkurrens. Ansvaret för studierna har lagts på Konsumentverket eftersom regeringen anser att det är viktigt att de genomförs utifrån ett tydligt konsumentperspektiv. Studierna skall genomföras under åren 2002 till 2005. Den första studien inom ramen för uppdraget genomfördes år 2002 och avsåg elmarknaden. Arbetet skedde i samråd med Energimyndigheten och Konkurrensverket

För att uppfylla de konsumentpolitiska målen arbetar verket bland annat med att få elföretagen att förbättra marknadsföringen, och då framför allt prisinformationen till konsumenterna, att se till att företagen tillämpar skäliga avtalsvillkor gentemot konsumenterna, att se till att konsumenterna får information om elmarknaden och att underlätta konsumenternas val genom en Internetbaserad elprisjämförelse.

En ny prisinformationslag (2004:347) trädde i kraft den 1 oktober 2004. Den nya lagen gäller när näringsidkare marknadsför produkter till konsumenterna. Med produkt avses vara, tjänst eller annan nyttighet. Även el omfattas av den nya lagen. Prisinformation för varor skall lämnas genom uppgift om varans pris och jämförpris. För andra produkter än varor skall uppgift om pris lämnas. Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får föreskriva att även jämförpris skall anges för sådana produkter. Regeringen har ännu inte beslutat om vilken myndighet som kommer att få rätten att skriva föreskrifter, om bl.a. jämförpris. Verket har emellertid förberett arbetet med framtagande av föreskrifter och

avsikten är att ange att jämförpris skall lämnas vid marknadsföring av elavtal.

*Konkurrensverket* ägnar tidigare monopolmarknader som öppnats för konkurrens särskild uppmärksamhet och såväl el- som naturgasmarknaden prioriteras i verkets verksamhet. Skälet till detta är att det på marknader som öppnats för konkurrens erfarenhetsmässigt finns ökade risker för missbruk av dominerande ställning av tidigare monopolister samt kartellbildning. En annan viktig uppgift för Konkurrensverket är att följa upp hur regelverket fungerar på dessa marknader och vid behov föreslå förändringar. Väl-informerade och aktiva konsumenter har större förutsättningar att påverka energiföretagens beteende och därmed marknadens funktionsätt. Därför är det viktigt att konsumenterna har ett förtroende för marknaden, har tillgång till relevant information om marknadens pris- och avtalsvillkor och att leverantörsbytesrutinerna fungerar väl. I detta arbete krävs kompletterande åtgärder från olika myndigheter – främst Energimyndigheten, Konsumentverket och Konkurrensverket – liksom samverkan dem emellan.

*Energimyndighetens* tillsyn och övervakning av elmarknaden omfattar ett stort område. Tillsynen över nätföretagens tariffer är en av de centrala uppgifterna. Från 2003 har Energimyndigheten även givits rollen som expertmyndighet för elhandelsfrågor. En viktig del i denna roll är att se till att konsumenter samt små och medelstora företag har tillräcklig information för att kunna agera på de konkurrensutsatta marknaderna för el och naturgas.

Under 2004 har myndigheten publicerat det första faktabladet, i en serie, om el till konsument. Andra exempel på direkt konsumentrelaterade uppgifter som myndigheten har dels löpande, dels genom särskilda uppdrag från regeringen, är att pröva tvister om anslutningsavgifter, publicera elcertifikatpriser och bevaka nätföretagens åtgärder för att förbättra elnätets känslighet för väderpåfrestningar.

Energimyndighetens tillsyn framöver kan också anses ha effekter för konsumenterna. Från och med 1 januari 2005 inrättas inom myndigheten Energimarknadsinspektionen med uppgift bl.a. att verka för att el- och gasmarknadernas funktion förbättras samt vara expertmyndighet avseende elhandelsfrågor. Myndigheten ser just nu över sina rutiner i syfte att stärka och tydliggöra en systematisk tillsyn av nätföretagen. Tillsynen av mätning och rapportering stärks väsentligt från 2005 och kommer att ske enligt en fastställd plan. Energimyndigheten avser också att öka informationsprid-

ningen, bland annat genom faktablad, lathundar och frekventa nyheter på webbplatsen. Vidare avser Energimyndigheten att under 2005 genomföra uppföljningar av nätbolagens mätvärdesrapportering i samband med leverantörsbyten och årliga mätaravläsningar.

### 6.3 En marknad under utveckling

Allt sedan elmarknadsreformen genomfördes 1996 har den utvärderats av flera utredningar, myndigheter och andra organisationer. I det här avsnittet följer en kortfattad sammanställning av problem som medfört negativa konsekvenser för konsumenterna och som identifierats av marknadsövervakare.

#### 6.3.1 Elrådgivningsbyråns erfarenheter

Konsumenternas elrådgivningsbyrå inrättades år 2002 för att stärka konsumenternas ställning på elmarknaden. Till byrån har allmänheten möjlighet att vända sig med frågor och klagomål om elmarknaden. Under år 2003 hanterade Elrådgivningsbyrån ca 9 900 förfrågningar från konsumenter och hade ungefär 220 000 besök på sin webbplats. Dessa siffror har minskat något under år 2004. Genom kontakterna med konsumenter, kommunala rådgivare, elföretagen samt byråns huvudmän med flera har Elrådgivningsbyrån noterat ett antal generella konsumentproblem.

Ungefär hälften av totala antalet av byråns kontakter med allmänheten är förfrågningar till byrån om elpriser, möjligheter till olika avtal och leverantörsbyte på elmarknaden. Även om många konsumenter, i ljuset av de höga elpriserna under vintern 2002/2003, aktiverat sig sedan dess anser byrån att många konsumenter fortfarande är okunniga om det högre elpris de betalar som s.k. tillsvidarekunder, hur elmarknaden fungerar samt hur man praktiskt går tillväga för att få ett bättre elpris. Komplexiteten i elräkningen gör det också svårt för många att förstå vad som är priset för elenergin, dvs. det konkurrensutsatta priset.

Den andra hälften av kontakterna med allmänheten gäller klagomål. Det vanligaste klagomålet har varit utebliven årsavstämning. Bakgrunden förefaller enligt byrån vara utebliven avläsning, brister i kommunikationen av mätvärden eller i företagets fakturerings-system. Andra klagomål har bland annat gällt uteblivna prelimi-

närfakturor, leverantörsbyten och skadestandsfrågor. Få klagomål har noterats angående information om elavbrott eller tillhörande ersättningsfrågor.

Generellt sett har klagomålen till byrån om förseningar av leverantörsbyten minskat under 2003 i förhållande till föregående år. För 2004 har det skett ytterligare en viss minskning. Detsamma gäller klagomål på att två elleverantörer kräver konsumenten på betalning för samma tidsperiod. Vissa problem kvarstår dock. Klagomålen i samband med byte av elleverantör har bland annat gällt att ett byte genomförts senare än förväntat men att konsumenten inte fått information om att det skett och inte heller några fakturor från den nye leverantören. Byrån har även fortsatt mottagit klagomål över att det tar för lång tid att få en slutfaktura från den tidigare elleverantören efter ett leverantörsbyte. Ett nytt problemområde som byrån noterat är att bostadsföretag har börjat införa avgifter för sina hyresgästers eventuella åtkomst till elmätaren. I kontakter med byrån kan utredningen konstatera att ovan beskrivna situation ser likartad ut för 2004.

### 6.3.2 Konsumenten – i centrum eller i kläm?

I januari 2004 överlämnade Energimyndigheten en rapport till regeringen som ger en bild av konsumentens situation på elmarknaden.<sup>1</sup> Energimyndighetens övergripande slutsats i rapporten är att det behövs förbättringar på flera områden. Myndigheten lyfter fram att det finns ett behov av att skärpa konsumentens ställning i de regelsystem som gäller för marknads aktörer. Vidare bedömer myndigheten att det finns brister när det gäller företagens efterlevnad av regelsystemen. Det gäller såväl lagar och föreskrifter som allmänna avtalsvillkor. Slutligen anser myndigheten att förutsättningar att utöva en effektiv tillsyn över exempelvis nättariffer och anslutningsavgifter behöver förbättras.

Uttryckt i ett antal åtgärdsförslag framgick de områden där Energimyndigheten såg behov av att förbättra konsumenternas möjligheter att agera och bli bemötta på ett bra sätt. T.ex. föreslog myndigheten att ellagen bör ändras så att myndighetens förelägganden under tillsynsprocessen blir direkt verkställbara. Det skulle, enligt myndigheten, påskynda handläggningen av överklagade

---

<sup>1</sup> Energimyndigheten "Konsumenten - i centrum eller i kläm?", Elmarknadsrapport 2003:2.

beslut från myndigheten och förbättra konsumentens ställning på elmarknaden.

### **Energimyndighetens uppföljning av leverantörsbytesprocessen**

Energimyndigheten har vid flera tillfällen genomfört uppföljningar av leverantörsbytesprocessen i syfte att belysa hur stort antal av de anmälda bytena som kunde genomföras på föreskrivet sätt. Uppföljningarna har gett en samlad bild av vad som har fungerat och inte fungerat vid leverantörsbytena och vilka förbättringar som har kunnat noteras när allt fler aktörer använder sig av det föreskrivna meddelandeformatet. Utredningen har genomfört en förnyad uppföljning liknande de tidigare i syfte att följa upp utvecklingen under våren 2004. Resultatet visar bl.a. att antalet leverantörsbyten har ökat kraftigt och andelen leverantörsbyten som sker på utsatt tid likväl som andelen rapporterade startmätarställningar är betydligt högre än vid tidigare genomförda undersökningar. Ett problem som kvarstår enligt de flesta elhandelsföretagen i undersökningen är att kvaliteten på de mätvärden som rapporteras av nätbolagen fortfarande är bristfällig. Ytterst drabbar detta problem elkonsumenten som får felaktiga räkningar.<sup>2</sup>

### **6.3.3 Monopolmarknader i förändring**

I en rapport som presenterades år 2004 pekar Konkurrensverket på vissa konkurrensproblem som det finns anledning att rikta uppmärksamheten på.<sup>3</sup> Enligt verkets uppfattning kan t.ex. en övergång till mätning varje timme innebära att konsumenterna har möjlighet att reagera på en prisuppgång och anpassa sin förbrukning därefter, vilket bl.a. ger möjlighet till kostnadsminskningar. Detta skulle förbättra konkurrensen. Verket menar vidare att incitamentet att kapa topparna på elförbrukningen rimligtvis kommer vara som störst när priset är som högst, vilket oftast är fallet vid hård belastning av elnätet. Mätning av faktisk förbrukning torde också medföra en korrekt mätvärdesrapportering och förbättrade möjligheter att gå ifrån dagens modell med preliminär debitering. Detta skulle i sin tur ge förutsättningar för väsentligt enklare elräkningar. Dagens

---

<sup>2</sup> Se vidare i rapport 3.

<sup>3</sup> Konkurrensverket: "Monopolmarknader i förändring".

elräkningar kan fortfarande anses som svårtolkade för de flesta elkonsumenter menar verket.

### Oberoende Elhandlares syn på elfakturan

Enligt uppgifter från Oberoende Elhandlare har ca 1,5 miljoner elkunder i dag separata fakturor för nätavgifter respektive el. Det är dels de kunder som bytt elbolag samt de kunder hos kommuner som sålt sina elhandelsbolag, men behållit nätbolagen. Det innebär att det är ca 3 miljoner elkunder som samfaktureras, dvs. som får en räkning där både nätavgift och priset för el framgår.

För många kunder är elfakturorna svåra att läsa och förstå. Detta gäller inte minst när kunden erhåller en samlingsfaktura som innefattar både nätavgifter och elpris. Samlingsfakturor är vanliga när nätföretaget och elhandelsföretaget ingår i samma koncern. För att ytterligare förstärka tydligheten och möjligheten att förstå faktureringen bör, enligt Oberoende Elhandlare, en regel införas som innebär att nätavgifter och el faktureras separat för samtliga kunder. Fakturan blir då enklare för kunden och prisjämförelser underlättas eftersom elfakturan endast innehåller de kostnader som kunden kan påverka genom att vara aktiv på elmarknaden. En separerad fakturering skulle enligt organisationen tydliggöra elpriset och därmed sannolikt också leda till att fler kunder byter elleverantör och sänker sina kostnader för el.

#### 6.3.4 Konsekvenser för konsumenter av nyligen konkurrensutsatta marknader

I december 2002 överlämnade Konsumentverket resultatet av en undersökning av elmarknadens funktion till regeringen.<sup>4</sup> Undersökningen gav klara indikationer att ordningen på elmarknaden var långt ifrån tillfredsställande. Kortfattat redovisas här några av de slutsatser och förslag som Konsumentverket lämnade till regeringen.

Ett av problemen på elmarknaden som Konsumentverket lyfte fram är svårigheter att göra prisjämförelser mellan olika leverantörer eftersom priserna anges på olika sätt – exklusive moms och

---

<sup>4</sup> Konsumentverket: "Konsekvenser för konsumenter av nyligen konkurrensutsatta marknader – Elmarknaden".

energiskatt, inklusive moms och skatt eller både/och. Verket påpekade att det var viktigt att elleverantörerna vidtar förbättringar när det gäller informationen om innebörden av de avtal som erbjuds och prisförändringar i löpande avtal.

Konsumentverket ville förbättra möjligheten till prisjämförelser mellan olika elleverantörer genom att införa krav på jämförpris på el i föreskrifterna. Ett jämförpris inkluderar allt som konsumenterna måste betala. Det som försvårar jämförelsen är de två olika elskatterna i landet. Konsumentverket ansåg därför att förslaget att överföra energiskatterna till nätavtalet är intressant av bl.a. denna anledning.

I kontakter med konsumenter kan Konsumentverket konstatera att många konsumenter tror att de genom att löpande betala de fakturor som elleverantörerna sänder ut har fullgjort sin betalningsplikt för elförbrukningen under den period som anges på fakturorna. När företaget sedan efter mätaravläsning skickar ut avstämningsfaktura för samma period uppfattas denna ibland som ett misstag eller t.o.m. som ett försök av företaget att ta ut dubbel avgift för en viss period. De redovisningar av förbrukning och priser som lämnas på elfakturorna är ofta så komplicerade att den genomsnittlige konsumenten knappast har någon möjlighet att förstå huruvida fakturan är riktig.

Riksdagen har fattat beslut om att den preliminärdebitering som sker i dag successivt skall ersättas av månadsvis avläsning av elmätare. Avsikten är att detta skall leda till att företagen debiterar konsumenterna för faktisk förbrukning. Det finns inte några regler som tvingar företagen att debitera konsumenterna för faktisk förbrukning, trots att de då kommer att ha tillgång till mätarvärden som möjliggör en sådan debitering. Systemet med preliminärdebiteringar medför att konsumenterna efter avläsning och avräkning kan drabbas av efterkrav på stora belopp som avser flera år. Detta förhållande borde ändras och ett efterkrav borde, enligt verket, preskriberas i princip efter ett år. Konsumentverket ansåg att månadsvis avläsning av elmätarna var bra, vilket således kommer att kunna bli en realitet från år 2009, men hyste tvivel om att preliminärdebiteringen kommer att avskaffas från elleverantörernas sida på frivillig väg. Om så inte sker bör lagstiftning övervägas, ansåg verket.

Ett stort antal problem förekom i samband med att konsumenterna bytte elleverantör såsom försening av bytet, dubbla elräkningar eller inga elräkningar alls på lång tid. Verket ställde sig positivt till förslag från branschen att i de allmänna avtalsvillkoren in-



föra regler om ersättning till konsumenter för de olägenheter som orsakades av förseningar.

Konsumentverket ansåg att konsumenternas kunskaper om elmarknaden behövde förbättras. Fler informationsinsatser behövdes, gärna från mer opartiskt håll än från elleverantörerna själva, och informationen bör vara lättillgänglig och lättförståelig.

I kontakter med utredningen har Konsumentverket fört fram att negativ avtalsbindning förekommit när elleverantörer genom telefonförsäljning påstår att ett muntligt avtal har träffats. Elleverantören har därefter anslutit konsumenten till sig, trots att konsumenten inte anser sig ha ingått något avtal. Genom att elleverantören har den tekniska möjligheten att faktiskt flytta konsumentens anslutning kommer den konsument som inte reagerar på bekräftelsen att börja använda den nya leverantörens tjänst, trots att något verkligt avtal inte ingåtts. En konsument som inte har ingått något avtal skall inte behöva reagera på ett utskick från en elleverantör för att undgå att bli bunden. Konsumenten görs i sådant fall till avtalspart genom sin passivitet, så kallad negativ avtalsbindning.

Vid avtal på distans, såsom telefonförsäljning, tillämpas lagen (2000:274) om konsumentskydd vid distansavtal och hemförsäljningsavtal (distansavtalslagen). Enligt distansavtalslagen har konsumenten, efter att ha fått en bekräftelse med särskilt specificerad information, rätt att inom en 14-dagarsperiod ångra ett ingånget avtal. Det är inte tillräckligt, menar Konsumentverket, att konsumenten vid telefonförsäljning kan utnyttja sin ångerrätt enligt distansavtalslagen. Detta kräver att konsumenten aktivt kontaktar säljaren och meddelar sin önskan att ångra sig. Eftersom det krävs en aktiv handling från konsumenten för att komma ur det ingångna avtalet blir en passiv konsument ändå avtalspart. Efterlevnad av distansavtalslagen löser därför inte problemet med negativ avtalsbindning.

För att öka konsumentens trygghet kunde det vara en lösning att införa ett krav på skriftlig bekräftelse från konsumenten innan överflyttning av abonnemanget får göras. En sådan lösning innebär visserligen att det blir något krångligare att byta elleverantör, men det innebär också en större trygghet för konsumenterna att inte överföras till en ny operatör utan att uttryckligen ha begärt det. I samband med den skriftliga bekräftelsen finns det också en möjlighet för den konsument som så önskar att avsäga sig sin ångerrätt enligt distansavtalslagen. Den tid det tar att utföra leverantörsbytet

kan därigenom förkortas då ångerfristen inte måste avvaktas innan överföringen görs.

En term som allmänt tillämpas av elhandelsföretagen är ”elcertifikatavgift”. Med detta avses såväl det pris som företagen handlar in certifikaten för som de påslag de gör därutöver. Energimyndigheten har uppmärksammat Konsumentverket på att termen ”elcertifikatpris” skulle vara mer lämplig eftersom företagen är fria att sätta de priser de själva vill och det således inte enbart rör sig om en avgift. Konsumentverket delar Energimyndighetens uppfattning och har nu på sina webbsidor infört termen ”elcertifikatpris”.

Under 2004 har en uppföljning av utvecklingen ur ett konsumentperspektiv av tele- och elmarknaderna genomförts. Denna uppföljning rapporterades till regeringen i december.

#### 6.4 Attitydundersökning om elmarknaden

Svenskt Kvalitetsindex tar med jämna mellanrum fram ett samlat index för varje bransch, baserat på konsumenternas faktiska bedömning av sin respektive leverantörs kvalitet, service och prisvärdhet. Regelbundna mätningar av kundnöjdhet och kvalitetsutveckling i näringsliv och offentlig sektor har genomförts sedan 1989. Elbranschen har analyserats två gånger. Den senaste undersökningen från Svenskt Kvalitetsindex presenterades i juni 2004.<sup>5</sup>

Undersökningen visar att svenska folket är mindre nöjda med sina elleverantörer än med flertalet andra produkter och tjänster som studeras inom Svenskt Kvalitetsindex. Jämfört med den tidigare SKI mätningen av elbranschen från november 2003 har missnöjet med elleverantörerna ökat för alla storbolag. Svenska folket är medvetna om att elbolagen gör satsningar på service och tydlighet med informationen, men ser än så länge inga effekter för egen del av dessa. Det i sin tur innebär att förväntningarna ökat, medan uppfattning om de stora bolagens service har sjunkit markant. Prisvärdet upplevs som särskilt lågt för elbranschen.<sup>6</sup> Kommentarererna kring dålig information och oklara fakturor är nästan lika vanliga som synpunkterna på höga priser. Sammanfattningsvis ger svenska folket sin elleverantör fortsatt lågt betyg jämfört med flertalet andra varor och tjänster som studeras i Svenskt Kvalitetsindex.

<sup>5</sup> www.kvalitetsindex.se.

<sup>6</sup> Frågor har ställts kring företagsimage, förväntningar samt upplevd kvalitet såväl kring elleveransen som fakturering och annan kringsservice i syfte att förklara hur prisvärd kunden anser att leveransen av elektricitet är.

Den genomsnittliga kundnöjdheten för elbranschen är i år 57,5 enheter. Branschnivån är avsevärt lägre än motsvarande nivå för flertalet andra uppmätta branscher där genomsnittet ligger på drygt 65 enheter. Uppenbarligen är missnöjet stort bland de privata elkunderna i Sverige. Orsakerna till detta resultat är att man uppfattar erhållna tjänster och kringsservice som långt ifrån prisvärda.

Resultaten i undersökningen som genomförts av Svenskt kvalitetsindex bekräftas av resultaten i en enkätstudie som genomförts av TEMO på uppdrag av branschorganisationen Svensk energi.<sup>7</sup> TEMO-undersökningen visar att 67 procent är positiva till elmarknadsreformen, men att elbranschen har klara förtroendeproblem. Andelen som är positiva till elbranschen är endast 19 procent vilket kan jämföras med 28 procent från en mätning som TEMO genomförde tidigare under året.

## 6.5 Branschen rapporterar om vissa framsteg

Elmarknaden har utvecklats och ut konsumenternas perspektiv förbättrats stegvis. De problem som redovisats i föregående avsnitt har sannolikt bidragit till att förtroendet för elmarknaden är mycket lågt. Elbranschen har insett att det finns problem och i vissa delar påbörjat åtgärder för att återvinna kundernas förtroende genom branschorganisationen. I följande avsnitt redovisas ett urval av dessa samt några av resultaten.

### Konsumenternas elrådgivningsbyrå

Som nämnts ovan har det inrättats en elrådgivningsbyrå för konsumenter. Byrån inrättades år 2002 för att stärka konsumenternas ställning på elmarknaden. Branschorganisationen Svensk energi är, tillsammans med Energimyndigheten och Konsumentverket, en av huvudmännen.

---

<sup>7</sup> TEMO: "Byte av elleverantör – Den svenska marknaden efter elmarknadsreformen", Hösten 2004, T-110698.

## Allmänna avtalsvillkor

I april 2004 kom branschorganisationen Svensk Energi och Konsumentverket överens om innehållet i de Allmänna avtalsvillkoren för försäljning och överföring av el till konsument.<sup>8</sup> Ett antal förbättringar har genomförts som innebär förstärkt rätt för kunden.

Avläsning av elmätarna skall ske med som mest tolv månaders mellanrum. Konsumentverket m.fl. har noterat att branschen haft svårigheter att leva upp till detta. De nya avtalsvillkoren har i viss mån förbättrat konsumenternas ställning härvidlag. I villkoren har en bestämmelse införts som innebär att fakturan för den avstämde perioden skall baseras på de verkliga priser som tillämpats under tiden sedan föregående avläsning skett.

I de allmänna villkoren har även införts en rätt för kunden att få kostnads- och räntefri avbetalning. Utöver detta har en särskild överenskommelse om påföljd vid försenad avläsning träffats mellan Svensk Energi och Konsumentverket.

Beträffande försenade leverantörsbyten gäller numera att den aktör som kunden först vänder sig till – vare sig det är nätägaren eller elleverantören – får en utredningsskyldighet i det enskilda fallet. För kunden skall det räcka med en kontakt. Den som kunden vänder sig till skall inom 14 dagar ha gjort erforderlig utredning och återkommit till kunden med besked om vad som orsakat felet. Den som förorsakat förseningen skall ersätta kunden för detta. Det kan exempelvis handla om att det försenade leverantörsbytet lett till att kunden därigenom tvingats betala ett högre elpris till sin tidigare elleverantör. Kunder som lidit skada till följd av försenat leverantörsbyte har rätt till 100 kronor i ersättning. För att få ersättning med högre belopp måste kunden styrka skadan och dess storlek.

## Kundombudsfunktion

Införandet av kundombud kan vara ett viktigt steg i det förtroendebyggande arbetet inom elbranschen, speciellt för de större medlemsföretagen. För de företag som vill införa kundombud finns en vägledning framtagen av Svensk energi, tillgänglig på organisationens webbplats.

---

<sup>8</sup> EL 2004 K respektive NÄT 2004 K.

Företagen C4 Energi, Vattenfall, Sydkraft, Fortum och Öresundskraft är de som hittills har infört kundombud.

### **Problemidentifiering**

I syfte att förbättra för kunden har branschorganisationen genomfört en förstudie för att utifrån kundens behov och upplevelser av elmarknaden identifiera och föreslå förbättringar som kan genomföras gemensamt av branschen. Studien pekade ut följande fem områden som kan förbättras:

- Komplettera regelverk och förbättra efterlevnaden av det samma
- Förbättra informationsflödet mellan aktörer
- Skapa förutsättning för fungerande månadsavläsning
- Standardiserad fakturainformation
- Standardiserad kundinformation

De fem områdena har blivit utgångspunkter för fortsatt arbete under hösten 2004 och skall slutredovisas i december. Först därefter avgörs hur genomförande och uppföljning av förslagen kommer att ske.

### **Rekommendationer att använda månadsavlästa värden**

Svensk Energi rekommenderar sina medlemmar att nätföretag skall tillhandahålla månadsavlästa mätvärden till elleverantörerna även före reformens ikraftträdande 1 juli 2009, samt att elhandelsföretag skall använda dessa värden vid debitering till kund.

### **Etiska riktlinjer**

Svensk Energi har under året utrett formerna för att komplettera etiska riktlinjer med ett etiskt råd. Syftet är bl.a. att övervaka efterlevnaden av de etiska riktlinjer som branschen antog för fyra år sedan. Målsättningen är att under första kvartalet 2005 återkomma med närmare besked om bildandet av ett etiskt råd för elbranschen.

## 6.6 Prisutvecklingen

De flesta konsumenter påverkades relativt lite av elmarknadsreformen fram till 1 november 1999, som nämnts inledningsvis. I följande avsnitt analyseras därför prisutvecklingen för konsumenterna med början år 2000. Redovisningen av priser avser, om inget annat anges, fasta priser med KPI i januari 2000 som bas.<sup>9</sup>

Den sammanlagda elkostnaden för hushåll kan delas upp i kostnader för:

- elenergi
- nät
- elcertifikat
- skatter (energiskatt och moms)

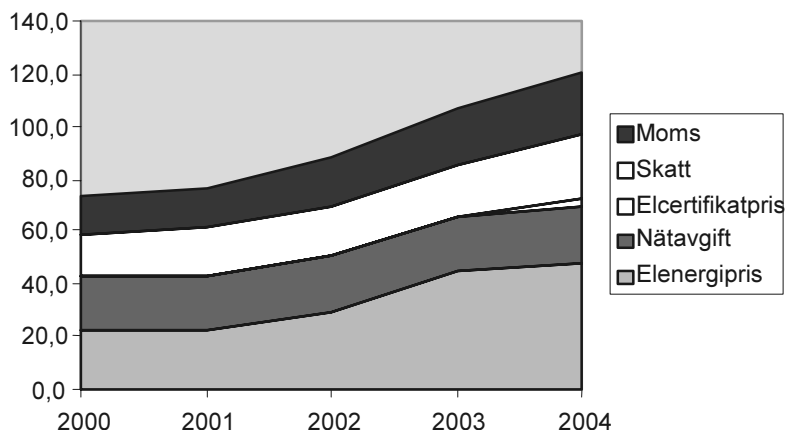
Priset för elenergi kan konsumenten påverka genom att byta leverantör och omförhandla priset. Både nättariffen och elenergipriset består av en fast och en rörlig del som påverkas av hur mycket el som konsumenten förbrukar.<sup>10</sup> Figur 6.1 visar fördelningen mellan de olika posterna i hushållens elräkning för en eluppvärmd villa i södra Sverige från år 2000 fram till år 2004. Priserna anges i nominella termer för en konsument med tillsvidarepris.

---

<sup>9</sup> Årsmedeltalet för 2004 är beräknat till 106,94 i enlighet med Konjunkturinstitutets skattning.

<sup>10</sup> Konsumenten kan således även påverka sin kostnad genom att förbruka mindre el.

Figur 6.1 Prisutvecklingen för en konsument med eluppvärmd villa mellan åren 2000–2004 angiven i 2000 års priser



Källa: Statistiska centralbyrån.

Kostnaden för elenergi motsvarar cirka 40 procent av elräkningen samt 40 procent energiskatt och moms, medan nätavgiften motsvarar knappt 20 procent. Kostnaden för elcertifikat uppgår till ungefär 2 procent.<sup>11</sup> I följande avsnitt analyseras de olika delarna av totalkostnaden.

### 6.6.1 Elenergi priset

Efter elmarknadsreformen kan konsumenter teckna olika former av avtal. Konsumenter som varken har bytt elleverantör eller omförhandlat priset med sin elleverantör får i regel *tillsvidarepris*. För de konsumenter som varit aktiva på den fria elmarknaden finns flera avtalsformer. *Rörligt pris* innebär att konsumentens elpris kopplas till spotpriset på Nordpool. Med *fastprisavtal* binder konsumenten sitt elpris under en bestämd period, vanligtvis 1 – 3 år. Under avtalsperioden kan konsumenten inte utan kostnad byta leverantör eller avtalsform. Tabell 6.1 visar hur elleverantörernas kunder fördelas i procent beroende på vilken avtalsform de har.

<sup>11</sup> Energimyndigheten: "Energimarknad 2004".

Tabell 6.1 Elleverantörernas kunder fördelade per avtalsform mellan åren 2001–2000 (%)

	Tillsvidarepris	Rörligt pris	1-årsavtal	2-årsavtal	3-årsavtal
2001	65,1	1,9	19,9	9,4	3,6
2002	63,7	2,2	16,6	10,4	7,2
2003	65,2	2,8	11,4	9,2	11,4
2004	58,1	4,0	13,7	8,5	15,7

Källa: Statistiska centralbyrån.

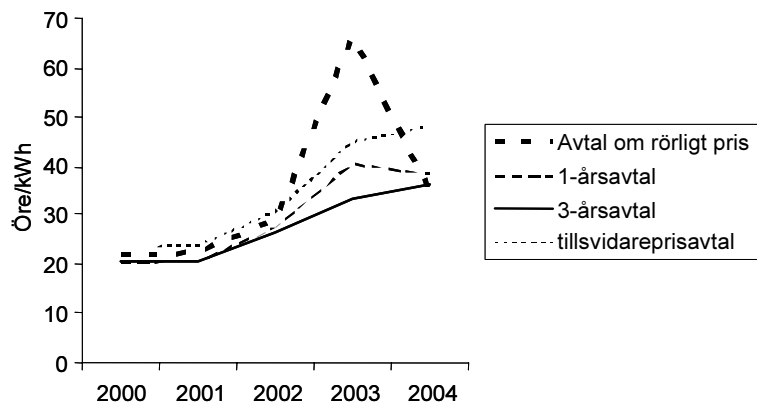
Majoriteten av konsumenterna har fortfarande tillsvidarepris. Denna andel tycks dock minska över tiden.

Ett förväntat resultat vid elmarknadsreformens genomförande var lägre priser för de konsumenter som utnyttjar möjligheterna att omförhandla avtal med sina leverantörer eller byta leverantör. I figur 6.2 redovisas prisökningen mellan åren 2000–2004 för konsumenter beroende på vilken avtalsform som tecknats. Prisutvecklingen per avtalsform är ett vägt medelvärde för samtliga konsumenter.<sup>12</sup> Det bör noteras att prisförändringar endast påverkar de kunder som tecknar nya kontrakt.

<sup>12</sup> Lägenhetskunder står för 35,2 %, villa med eluppvärmning 49,2 % och villa utan eluppvärmning 15,6 % av dessa tre typkunders sammanlagda konsumtion angivet i kWh.



Figur 6.2 Prisutvecklingen för konsumenter med olika avtalsformer mellan åren 2000–2004



Källa: Statistiska centralbyrån/egna bearbetningar.

Prisnivån har stigit för samtliga konsumenter oavsett avtalsform. Figuren bekräftar dock att det har varit lönsamt för konsumenter i allmänhet att inte ha tillsvidarepris och kortsiktigt förenat med vissa risker att ha rörligt pris. För en närmare analys av vilka konsumenter som fått högre prisökningar än andra delas dessa upp efter förbrukning per år. Lägenhetsinnehavare, villakunder med elvärme och villakunder utan elvärme representerar olika förbrukningsnivåer.<sup>13</sup> Tabellen visar ökningen i öre/kWh mellan åren 2000 och 2004 samt hur många procent detta motsvarar baserat på utgångspriserna år 2000. Tabellen är uppdelad i avtalsformer och typkunder.

<sup>13</sup> Lägenhet motsvarar en årlig förbrukning kring 2000 kWh, villa utan elvärme 5000 kWh och villa med elvärme 20 000 kWh.

Tabell 6.2 Ökningen av elenergi priser (exkl. nät, skatt och elcertifikat) 1 januari år 2000 respektive år 2004 för olika typkunder i 2000 års priser

Typkund	Tillsvidarepris		Rörligt pris		1-årsavtal		3-årsavtal	
	öre/kWh	%	öre/kWh	%	öre/kWh	%	öre/kWh	%
Lägenhet	26	102	14	55	19	81	17	68
Villa utan elvärme	24	102	12	57	18	91	15	74
Villa med elvärme	23	106	11	58	17	97	15	81

Källa: Statistiska centralbyrån/ egna bearbetningar.

Lägenhetskunderna har haft den största ökningen räknat i öre/kWh. Villakunder med elvärme är den konsumentgrupp som har haft högst prisökningar procentuellt sett. De redovisade prisökningarna påverkar endast den del av konsumenternas elräkning som utgörs av elenergi. Som nämnts inledningsvis motsvarar elenergi priset omkring 40 procent av hushållens elräkning.

I konsumenters elenergi pris ingår elleverantörens inköpspris och en handelsmarginal. Handelsmarginalerna räknas ut som den genomsnittliga intäkten för all elförsäljning till slutkund minus genomsnittlig inköpskostnad för inköpt el.<sup>14</sup>

En elhandlare gör sina inköp på råkraftmarknaden. I kapitel 2 har utredningen konstaterat att de faktorer som har störst påverkan på prisbildningen på råkraftmarknaden är hydrologiskt läge och temperatur. Priserna har varierat kraftigt de senaste åren.<sup>15</sup> Åren innan schablonreformen infördes var tillrinningen i vattenmagasinen hög, vilket skapade låga priser för konsumenterna. Sedan dess har underskott i vattenmagasinen drivit upp priserna.<sup>16</sup> Detta förklarar till stor del de stora prisökningarna för konsumenterna.

Elleverantörens handelsmarginaler är den andra faktorn som påverkar priset på elenergi för slutkonsumenterna. Ökande handelsmarginaler kan vara en indikation på bristande konkurrens inom

<sup>14</sup> Underlaget till beräkningen utgörs av officiell statistik (SCB, SM serie EN 11, Årlig el-, gas- och fjärrvärmestatistik totalundersökning) där alla elhandlare bl.a. lämnar uppgifter om sina elförsäljningar och elinköp.

<sup>15</sup> Värt att notera är att den officiella statistiken mäter per den 1 januari varje år. Januari kan skifta kraftigt i temperatur vilket kan bidra till kraftigare svängningar i de redovisade priserna från år till år.

<sup>16</sup> SCB:s statistiska meddelanden EN 17 för åren 2000–2004.

elhandel. Det är dock inte självklart eftersom det kan finnas ett behov av större marginaler hos elhandlarna för att ta betalt för de risker som elhandeln innebär. Utredningen har inte tillgång till underlag för att bedöma vilken nivå som kan betraktas som rimlig. Energimyndigheten har vid flera tillfällen beräknat handelsmarginaler för olika typhushåll.<sup>17</sup> Figur 6.3 visar handelsmarginalernas utveckling under åren 1996 – 2002 angiven i rörliga priser.<sup>18</sup>

Figur 6.3 Handelsmarginalernas utveckling mellan åren 1996–2002



Källa: Energimyndigheten 2004: "Energiindikatorer - för uppföljning av Sveriges energipolitiska mål".

Under perioden före schablonreformen 1999 finns exempel på både ökande och minskande handelsmarginaler. Den långsiktiga trenden under denna period var dock att handelsmarginalen ökade. Från 2000 till 2002 sker en kraftig minskning av handelsmarginalen, från ca 3 öre/kWh till mindre än 1 öre/kWh. Sett över hela perioden 1996–2002 har handelsmarginalerna minskat för elhandelsföretagen. En orsak till detta kan enligt Energimyndigheten vara ökad konkurrens på marknaden.

<sup>17</sup> Här redovisas resultat från den senaste rapporten "Energiindikatorer - för uppföljning av Sveriges energipolitiska mål", Energimyndigheten 2004.

<sup>18</sup> Handelsmarginalerna är beräknade som totala intäkter från försäljning av inköpt el till slutkund i förhållande till kostnad för inköpt el, motsvarande respektive företags genomsnittskostnad för inköpt el.

Som underlag för sin årliga, problemorienterade uppföljning av elmarknaden har Energimyndigheten givit ECON i uppdrag att belysa bl.a. hur elhandelsföretagens handelsmarginaler har utvecklats under 2002.<sup>19</sup> Inom ramen för uppdraget har ECON genomfört intervjuer med elhandelsföretag.<sup>20</sup>

Många av företagen menar att det är svårt eller inte meningsfullt att beräkna handelsmarginaler för sin elförsäljning. Detta förklaras, enligt ECON, bl.a. av att företaget kan ha en mängd olika typer av avtal såväl för försäljningen som för inköpen av el, som dessutom kan ha ingåtts vid varierande tidpunkter och till varierande prisnivåer. Förutom detta menar flera av de intervjuade att marknadens elhandelsföretag totalt sett utgör en alltför heterogen skara för att det skall vara meningsfullt att jämföra deras handelsmarginaler.

Omkring hälften av företagen menar dock att handelsmarginaler som skattas utifrån Nord Pools priser är ett användbart, om än något trubbigt, mått för att jämföra olika elhandelsföretags förutsättningar.

### 6.6.2 Nättariffen

En nättariff definieras i ellagen som ”avgifter och övriga villkor för överföring av el och för anslutning till en ledning eller ett ledningsnät”.<sup>21</sup> Tariffen består oftast av en fast och en rörlig del. Den fasta delen varierar med säkringens storlek eller den “abonnerade effekten”. Den rörliga delen varierar med förbrukningen, vilket normalt räknas i öre per förbrukad kWh. Fördelningen mellan den fasta och den rörliga avgiften varierar mellan nätföretagen.<sup>22</sup> Energimyndigheten är den myndighet som skall bevaka att nätföretagens nättariffer är skäliga. Figur 6.4 visar nättarifferna utveckling för olika konsumentgrupper.

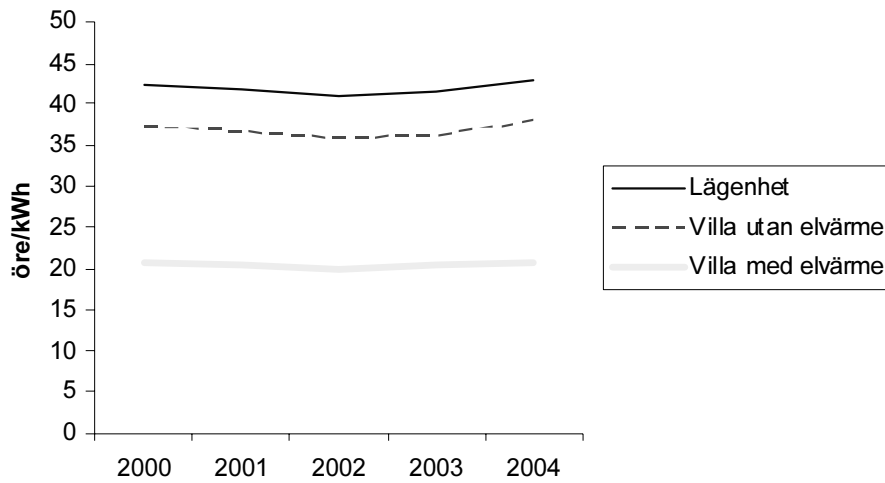
<sup>19</sup> Energimyndigheten: ”Handelsmarginaler och förutsättningar i elhandel – Uppdaterad januari 2003”.

<sup>20</sup> Undersökningen har omfattat 16 elhandelsföretag. Bland de intervjuade företagen finns representation för bl.a. elhandelsföretag som ingår i koncerner med egen produktion, elhandelsbolag som har tecknat partneravtal e.d. med ett större producentföretag, samägda elhandelsföretag som ofta utgör en sammanslagning av flera fristående elhandlare i ett gemensamt elhandelsbolag, och elhandelsföretag som är helt fristående.

<sup>21</sup> Ellagen 1 kap. 5 §.

<sup>22</sup> Energimyndigheten: ”Utveckling av nätavgifter 1997–2004”.

Figur 6.4 Utveckling av nättariffer (exkl. skatt) 1 januari åren 2000–2004 i 2000 års priser



Källa: Statistiska centralbyrån.

Priserna på nättjänst har varit stabila sedan år 2000. Redovisat i reala termer har tarifferna sjunkit inledningsvis för att sedan öka något. För hushållskunder var årskostnaden för en lägenhet i medeltal 906 kronor under år 2003. I kategorin villa utan elvärme var motsvarande medeltal 2002 kronor och för en villa med elvärme 4 416 kronor.<sup>23</sup>

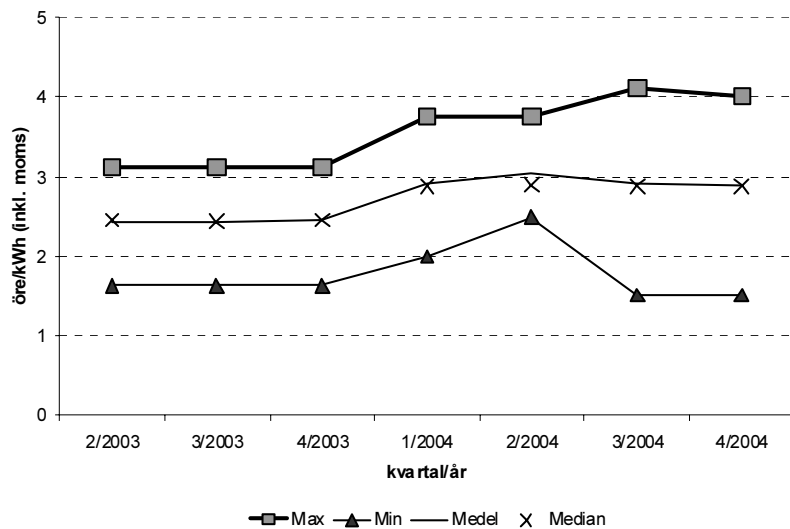
<sup>23</sup> Statistiska centralbyrån, EN17SM0401.

### 6.6.3 Elcertifikatpriset

Fr.o.m. den 1 maj 2003 betalar hushållen för elcertifikat. Villkoren för konsumenten i elcertifikatsystemet sätts av elleverantörerna. Storleken på kostnaden är inte reglerad och skiljer sig därför åt mellan elleverantörerna.

Figur 6.5 visar att det genomsnittliga priset till konsumenter varit ca 3 öre/kWh inklusive moms under 2004. Medelpriset för 2003 var något lägre.

Figur 6.5 Rörligt elcertifikatpris till hushållskunder (exkl. eventuell fast avgift)



Källa: Montel Powernews/ Energimyndighetens bearbetningar.

Den 1 juli 2004 började elleverantörerna rapportera in priser som konsumenter betalar för elcertifikat till Energimyndigheten. Priserna presenteras på myndighetens webbplats vilket medför att alla konsumenter kan se hur mycket de betalar och vad andra leverantörer tar betalt. De elcertifikatpriser elleverantörerna tar ut gentemot elanvändarna reflekterar de relativt höga prisnivåer som etablerats i handeln på elcertifikatmarknaden. Den kostnad som elcertifikaten utgör är en liten del av konsumenternas totala elkostnad. För en villa med elvärme, 20 000 kWh/år, utgör elcertifikatkostna-

den cirka 2,4 % av total elkostnad, vilket motsvarar ungefär 500–600 kronor per år.

I en rapport till regeringen rekommenderar Energimyndigheten bl.a. att priset för elcertifikat skall ingå i elpriset.<sup>24</sup> På det sättet ökar kostnadseffektiviteten samt enkelheten för konsumenterna i elcertifikatsystemet och på elmarknaden i stort. En av fördelarna med detta alternativ, som lyfts fram av myndigheten, är att kostnaden för elcertifikat ingår i elpriset, som redan är konkurrensutsatt. Vidare kan en konsument lättare jämföra de olika priserna hos elleverantörerna samt i avtal binda upp både elpris och kostnaden för elcertifikat. Fakturan får en post mindre vilket underlättar konsumentens möjligheter att läsa och förstå fakturan.

#### 6.6.4 Skattskyldigheten för energi

**Utredningens förslag:** Elleverantörernas roll som skattskyldiga för leveranser till elanvändarna tas över av nätinnehavarna.

Den gröna skatteväxling som inleddes 1990/91 innebar att skatter på energi höjdes och att inkomsterna användes till att sänka skatter på arbete. Syftet med skatteväxlingen är att uppnå miljömålen genom ökad miljöstyrning via skattesystemet. Framför allt är det koldioxidskatten som har ökat av de miljörelaterade skatterna. Samtidigt som koldioxidskatten har höjts har även energiskatten ökat. En mycket stor andel av prisökningarna för elkonsumenterna kan förklaras av ökade energiskatter.

Energiskatt tas ut på elenergi och uppgår för närvarande till 18,1 öre/kWh för norra Sverige och 24,1 öre/kWh för övriga delar av landet. Den generella skattenivån höjdes från 15,1 till 16,2 öre per kWh när schablonreformen genomfördes 1999. Därefter har den således stigit med närmare 65 procent.

År 1990 infördes moms på det totala elpriset. Effekten av energiskattehöjningar förstärks således av att moms tas ut på elskatten. Prisökningarna på de övriga posterna på elräkningen har inneburit att momsens ökat från 14,7 öre/kWh till 24,2 öre/kWh, vilket motsvarar en 50 procentig ökning.

Enligt de nuvarande reglerna i lagen (1994:1776) om skatt på energi (LSE) finns flera kategorier skattskyldiga för elskatt.

---

<sup>24</sup> Energimyndigheten: "Översyn av elcertifikatsystemet – delrapport etapp 2", 2004.

Huvudregeln är att de som levererar skattepliktig el är skattskyldiga, alltså elleverantörerna. Det finns ytterligare några grupper skattskyldiga, bl.a. för att särskild användning av el skall kunna beskattas.

Skattenedsättningskommittén (SNED) behandlade i sitt betänkande "Svåra skatter!" (SOU 2003:38) frågan om att överföra skattskyldigheten från elleverantörerna till nätinnehavarna. Frågan behandlades mot bakgrund av ett par skrivelser med begäran om ändrade regler. De motiv som framfördes för en förändring var bl.a. att det med dagens system är nätföretagen som har laglig skyldighet att mäta uttaget av el i uttagspunkterna inom nätområdet. Elkunder kan för samma uttagspunkt välja flera leverantörer, t.ex. en som levererar baslast och en annan som levererar resterande el. Med dagens system innebär detta att flera leverantörer skall sköta skatteuppbörden för samma uttagspunkt. Vidare påpekades det att elfakturorna skulle bli tydligare för kunderna som därigenom får ökade möjligheter att ifrågasätta sitt elhandelspris. För industrikunder m.fl., som är undantagna från elskatt, skulle en förändring innebära fördelen att de vid byte av elbolag skulle slippa en ny prövning av skattebefrielsen.

SNED instämde med dessa synpunkter och ansåg sammanfattningsvis att nätinnehavarna är de aktörer som har all information som är av betydelse för att elskatten skall bli rätt redovisad till staten. Det är därför också naturligt att dessa aktörer tar över rollen som skattskyldiga. Därför föreslog kommittén en ändring av LSE innebärande att skattskyldigheten förs över från elleverantörerna till nätföretagen.

Skattenedsättningskommitténs förslag bereds för närvarande i Regeringskansliet. Utredningen vill understryka att det är mycket angeläget att detta förslag genomförs. Det viktigaste motivet för förändringen är att kunden genom förändringen skulle få en tydlig elfaktura. Elhandelsbolagen skulle enbart fakturera de konkurrensutsatta delarna av kundernas kostnader för elen, dvs. el- och elcertifikatpriserna.

Det skall påpekas att den föreslagna förändringen av skattskyldigheten är av administrativ/teknisk natur och inte innebär någon egentlig förändring av skattesatser eller beskattningsobjekt. Enligt utredningens mening bör därför detta förslag kunna behandlas med förtur och beslutas vid sidan om det samlade energiskatteförslaget.



## 7 Centralt anläggningsregister

Ett begrepp som diskuterats mycket under senare tid är ett ”centralt anläggningsregister” eller ”nationellt anläggningsregister”, som i princip används för att beteckna samma typ av funktion. I det följande kommer vi att använda begreppet centralt anläggningsregister. Det finns ingen entydig definition av begreppet eller av vad ett sådant register skall och bör omfatta vad gäller innehåll och funktion. Den minsta gemensamma nämnaren i diskussionen är att ett sådant register skall innehålla information om samtliga elektriska uttagspunkter (anläggningar) i Sverige.

### 7.1 Vilka problem kan lösas?

Även om den svenska elmarknadens funktion har förbättrats under senare år finns det fortfarande ett antal områden som behöver utvecklas för att säkerställa en framtida god funktion och därmed höja allmänhetens förtroende för den konkurrensutsatta elmarknaden. I de föregående kapitlen om elhandel och konsumentens ställning på marknaden har ett antal frågeställningar berörts. De problem som förekommit på marknaden har, enligt de senaste av Svensk Energi genomförda TEMO-undersökningarna, lett till att konsumenternas förtroende för elmarknaden är lågt. Syftet med ett centralt anläggningsregister är att förbättra marknaden funktionalitet så att kundens vardagliga möte med elbranschen flyter mer friktionsfritt.

Ett centralt anläggningsregister har potential att lösa eller förbättra hanteringen av ett stort antal frågor, t.ex. konsumenternas leverantörsbyten, men det skulle även på annat sätt kunna bidra till förbättringar av marknaden funktionalitet. Ett register kan - underlätta fastställandet av anläggningars identitet och bidra till att säkerställa vilka kunder som hör ihop med vilken anläggning. Ett register kan även förbättra kommunikationen mellan marknaden

aktörer och förbättra informationen till kunderna t.ex. genom att innehålla information om när ett byte är genomfört. Vilken nytta ett register medför beror på dess specifika utformning.

Ett syfte med ett centralt anläggningsregister är att underlätta identifikationen av de anläggningar som i dag finns registrerade i de register som hålls av marknaden aktörer. Ett centralt anläggningsregister bör alltså leda till att den information som hanteras blir mer korrekt och kundernas byten bör därmed kunna genomföras mer friktionsfritt.

Figur 7.1 ger en översiktlig bild över potentiella förbättringar som skulle kunna nås genom att införa ett centralt anläggningsregister. Vilka förbättringar som skulle kunna uppnås styrs av utformningen och omfattningen av registret. I avsnitt 7.2. följer en schematisk beskrivning av olika utformningar av ett sådant register. Därefter diskuteras förutsättningarna för de olika versionerna av anläggningsregister.

Figur 7.1. Potentiella förbättringar genom införandet av ett centralt anläggningsregister

Aktör	Potentiella förbättringar
Kunden	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Snabbare och säkrare byten</li> <li>• Större andel byten genomförs i tid</li> <li>• Den upplevda byteskostnaden minskar</li> <li>• Kundens faktura kan snabbare avspegla faktiska förhållanden</li> </ul>
Elleverantör	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Snabbare och säkrare byten</li> <li>• Minskad manuell utredning/korrigerig av uppgifter</li> <li>• Minskat kommunikationsbehov med kund ang. kundidentitet och anläggningsidentitet</li> <li>• Bättre information om tillkommande respektive förlorad kund och anläggning</li> <li>• Mer korrekta kundfakturor</li> <li>• Mer korrekt avräkning mot balansföretag</li> </ul>
Nätägare	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mindre felaktig information rörande byten</li> <li>• Korrekt information om byten förbättrar redovisningen av mätarställningar till elleverantörerna</li> <li>• Redovisningen av preliminära andelstal till elleverantörer, balansföretag och Svenska kraftnät blir mer korrekt</li> <li>• Minskad manuell utredning/korrigerig av uppgifter</li> </ul>
Balansföretag	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Erhåller mer korrekta andelstal vilket ger förbättrade förbrukningsprognoser.</li> <li>• Mindre balanskraft hos Svenska kraftnät.</li> <li>• Bättre avräkningar mot Svenska kraftnät.</li> <li>• Bättre avräkningar mot elleverantörerna.</li> </ul>
Svenska kraftnät	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Snabbare avräkning av balanskraft om nätägarens grunddata är korrekt.</li> </ul>
Energimyndigheten	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Förbättrad underlag för tillsyn</li> <li>• Resurseffektivisering över tiden</li> </ul>
Marknaden som helhet	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mer aktiva konsumenter förbättrar marknadens funktion</li> <li>• Förbättrat förtroende för marknadens funktion</li> </ul>

### 7.1.1 Svårigheter att fastställa anläggningars identitet och vilka kunder som hör ihop med anläggningen

I Sverige finns i dag drygt 200 elnätbolag och ca 100 elhandelsföretag. Deras anläggnings- och kundregister är inte koordinerade. Det förekommer ingen nationell samordning av registren eller hur de enskilda anläggningarna skall betecknas. Varje nätföretag skapar därmed sin egen nummerserie för sina anläggningar. Avsaknaden av ett gemensamt system för unika anläggningsidentiteter har givit upphov till problem.

Varje geografiskt nätområde har en egen områdesidentitet, likt ett riktnummer på telemarknaden, som tillsammans med anläggningsidentiteten skall identifiera samtliga anläggningar i Sverige. Beteckningarna på de geografiska områdena kan ändras över tid, t.ex. i samband med att ett område byter ägare och/eller slås samman med ett annat område. Detta kan leda till att samma sifferkombination förekommer mer än en gång, och till att flera anläggningsidentiteter åsatts samma anläggning, vilket ökar riskerna för förväxling av anläggningar särskilt vid sammanslagning av områden. Genom att det kan vara oklart vilken anläggning som avses försämras t.ex. elhandelsföretagens möjligheter att upptäcka om rätt anläggning förs till rätt kund vid leverantörsbyten.

Det förekommer även olikheter när nätföretag och elhandelsföretag registrerar anläggningars och kunders uppgifter t.ex. i form av variationer i stavning och förkortningar. Även detta försvårar för elhandelsföretagen vad gäller deras möjligheter att genomföra ett byte på ett snabbt och enkelt sätt.

Branschorganisationen Svensk Energi har låtit göra en undersökning om leverantörsbytesprocessen. Svensk Energi konstaterade att den vanligaste orsaken till de försenade leverantörsbytena är att anläggningsidentiteten inte är korrekt. Av undersökningen framgick vidare att 25–30 % av mätvärdesrapporteringarna i samband med leverantörsbyten inte genomförs i tid.

Utredningen har uppdragit åt ECON att genomföra en uppföljning av leverantörsbytesprocessen i maj 2004.<sup>1</sup> 21 elhandelsföretag deltog i undersökningen. ECON konstaterade att antalet leverantörsbyten ökat kraftigt.<sup>2</sup> Även andelen leverantörsbyten samt andelen rapporterade mätarställningar i samband med leverantörs-

---

<sup>1</sup> ECON: "Uppföljning av leverantörsbytesprocessen m.m. maj 2004", Rapport 3.

<sup>2</sup> Ett av elhandelsföretagen stod för 60 procent av bytena, vilket i någon mån kan ha snedvridit undersökningsresultaten.

bytena som sker på utsatt tid har ökat. De flesta elhandelsföretagen ansåg dock att ett kvarstående problem är kvaliteten på de av nätbolagen rapporterade mätvärdena.

Ett försenat leverantörsbyte kan leda till flera konsekvenser för de berörda kunderna och de övriga aktörerna och även medverka till en förtroendeförlust för den avreglerade marknaden. I de fall dessa förseningar beror av svårigheter att korrekt identifiera en enskild anläggning skulle införandet av en unik anläggningsidentitet bidra till att minska problemen.

### 7.1.2 Bristande kommunikation mellan aktörerna

Enligt Energimyndighetens föreskrifter och allmänna råd om mätning, beräkning och rapportering om överförd el (STEMFS 2001:3) skall vissa uppgifter sändas elektroniskt i meddelandeformatet EDIEL. Företagen skall därmed kunna sända och ta emot meddelanden i EDIEL-formatet. För närvarande kommunicerar elhandlare och nätföretag med varandra genom olika IT-lösningar. Utredningen har erfarit att det förekommer brister i företagens användande av meddelandeformatet EDIEL. Viss hantering sker även manuellt och det förekommer ett antal kombinationer av metoder för informationsöverföring mellan de olika IT-systemen. ECON har i tidigare uppföljningar av leverantörsbytesprocessen noterat att ett av de största problemen som noterades hos företagen vara att elektronisk kommunikation vid leverantörsbyten ännu inte användes enligt föreskrifterna.<sup>3</sup>

Den information som skickas mellan nätföretag och elleverantörer ligger till grund för fungerande leverantörsbyten, korrekta elräkningar samt elleverantörernas möjligheter att förutspå sina kunders förbrukning och köpa in rätt mängd el. Energimyndigheten har genomfört enkäter och intervjuer med elhandlare.<sup>4</sup> Resultaten bekräftar att det finns stora problem med mätvärdesrapporteringen mellan aktörerna.

Exempel på problem som kan uppstå till följd av bristande rapportering är t.ex. försenade, felaktiga eller ej genomförda leverantörsbyten och rapportering av mätvärden, olika uppgifter om elförbrukning på el- respektive nätfakturorna, bristande historik/spårbarhet som försvårar ett klargörande av var eventuella problem

<sup>3</sup> Se rapport 3.

<sup>4</sup> SKOP, Skandinavisk opinion ab "Rapport till Energimyndigheten" Juni – augusti 2003.

uppstått, kostsamma manuella rutiner för att korrigera fel, kostsamma uppdateringar av programvaror, avstämningsförluster och brister i kundkommunikationen.

## 7.2 Omfattning och utformning av ett centralt anläggningsregister

Ett centralt anläggningsregister kan utformas på olika sätt. Det kan utgöras av allt från en förteckning över samtliga anläggningsidentiteter till en väl utbyggd kommunikationscentral med möjligheter att utväxla en stor mängd information. Samtliga förslag som diskuteras utgår från en central förteckning över samtliga anläggningsidentiteter. Nedan redovisas exempel på vad ett centralt anläggningsregister skulle kunna omfatta beroende på vilken nivå man väljer att lägga registret.

*Figur 7.2.* Exempel på vad ett centralt anläggningsregister kan omfatta

Nivå	Innehåll	Kommentar
Central register över anläggningsidentiteterna	<ul style="list-style-type: none"> <li>• AnläggningsID</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Unika anläggningsID</li> </ul>
Anläggningsregister med information om kund, nätföretag och elleverantör	<ul style="list-style-type: none"> <li>• AnläggningsID</li> <li>• Kundidentitet</li> <li>• Nätföretag</li> <li>• Elleverantör</li> <li>• Ev. balansansvarig</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Unika identiteter för samtliga objekt/aktörer</li> </ul>
Anläggningsregister som kommunikationscentral	<ul style="list-style-type: none"> <li>• AnläggningsID</li> <li>• Nätföretag</li> <li>• Elleverantör</li> <li>• Mätdata</li> <li>• Ev. kundID</li> <li>• Ev. kontrollfunktion</li> <li>• Ev. beräkningsmoduler</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mätdata och övrig information skickas via registret till/från elleverantörer och nätföretag.</li> <li>• Registret kan registrera och spara information om sända meddelanden</li> <li>• Olika beräkningsmoduler<sup>5</sup> kan kopplas till registret.</li> </ul>

<sup>5</sup> Såsom beräkningsmoduler för förluster i nätområden, andelstal, nationell balansavräkning, avräkning mellan balansföretag och elleverantör samt fakturering av kunder.

Det tredje alternativet, anläggningsregister som en kommunikationscentral, kan även byggas ut med ett stort antal funktioner som inte är direkt relaterade till just anläggningsidentiteterna.

### **7.2.1 Anläggningsregister med enbart anläggningsidentitet**

Syftet med en förteckning som omfattar samtliga anläggningsidentiteter är att det härigenom skall vara möjligt att säkerställa att varje anläggning får en unik identitet. Detta skulle undanröja vissa av de problem som i dag kan uppkomma när fler än en anläggning över tid kan få samma beteckning, exempelvis vid sammanläggning av olika nätområden i samband med ägaröverlåtelser.

Ett system för att upprätta unika anläggningsidentiteter är att använda sig av EAN-koder för att identifiera anläggningarna med unika sifferkombinationer. Ett centralt anläggningsregister uppbyggt för att endast omfatta EAN-koder skulle enbart kräva ett centralt register för vilka nummerserier som tilldelats respektive nätägare.

Detta system skulle lösa flera av de problem som orsakats av felaktiga/bristfälliga uppgifter om anläggningsidentitet till en förhållandevis låg kostnad. Enlig vad utredningen erfarit är branschen inställd på att detta system skall införas. Vissa företag har därför redan påbörjat EAN-kodning av anläggningar. En lösning som enbart omfattar en EAN-kodning av anläggningarna kommer dock inte att påverka själva kommunikationen, dvs. rapporteringen av mätvärden och annan information, mellan de berörda företagen.

### **7.2.2 Anläggningsregister med anläggningsidentitet, kundinformation, nätföretag, elleverantör och balansansvarig**

En förteckning som omfattar samtliga anläggningsidentiteter skulle kunna kompletteras med information om elanvändarna. Detta skulle underlätta byten genom att det härigenom skulle kunna bli betydligt enklare att kontrollera att kunden har avtal med nätkoncessionsinnehavaren om den aktuella anläggningen. Bristande överensstämmelse mellan kund och anläggning leder till att byten inte kan genomföras eller försenas.

En förutsättning för att man skall kunna maximera nyttan med ett centralt anläggningsregister enligt denna modell är att nät- och elkunden är samma person. Om de inte är samma person omöjliggörs matchning av uppgifterna om kund vid ett leverantörsbyte. Detta i sig utgör en faktor som i dag kan omöjliggöra eller försena byten. Av nu gällande standardvillkoren framgår att det skall vara samma person som har både nätavtal och elavtal.

En ytterligare förutsättning är att nätföretag och elleverantörer använder sig av ett gemensamt format för att fastställa kundens identitet. Ett sådant format skulle kunna utgöras av personnummer respektive organisationsnummer. I dag kan byten försenas t.ex. genom varierande stavning och förkortningar i namn eller i kundens adressuppgifter. Sådana problem skulle minska om det fanns ett gemensamt format för hur kundens identitet skall fastställas.

I referensdatabasen som används för nummerportabilitet på telemarknaden betecknas kunderna med personnummer för att underlätta hanteringen. Uppgifterna sparas dock inte i databasen utan raderas efter att ett operatörsbyte är genomfört mot bakgrund av att uppgifterna förvaras permanent hos tidigare och ny operatör.

Ett anläggningsregister som förutom kundidentitet även omfattar information om nätföretag och elleverantör innehåller de basdata som är grundläggande för en referensdatabas som skall underlätta byten av elleverantör. Uppgifterna om elleverantör gör det möjligt att för en enskild anläggning kontrollera vem som ansvarar för leverans och fakturering. Det underlättar även vid byten då det klargör om ett byte blivit genomfört samt inför bytet då det är möjligt att säkerställa att rätt leverantör underrättas om att leverantörsförhållandet skall avbrytas.

Det är även lämpligt att registret omfattar uppgifter om vilket nätföretag som hanterar den berörda anläggningen. Även nätföretag ingår i olika strukturförändringar på marknaden varför ansvarigt nätföretag kan förändras över tid. Då det är viktigt att enbart behöriga aktörer kan få tillgång till information om en viss anläggning är det nödvändigt att registret har information om vilket nätföretag och vilken elleverantör som är behörig aktör för en given anläggning. Detta utgör en förutsättning för att säkerställa att känslig information inte sprids på ett felaktigt sätt. EAN-koderna kommer inte att förändras för en anläggning oavsett om nätföretagets ägarförhållanden förändras. Det är därmed även intressant för elleverantören att ha möjlighet att få information om vilket nätföretag som skall motta informationen om bytet.



Utöver ovan angivna uppgifter skulle ett register av denna typ även kunna omfatta information om balansvarigt företag för respektive anläggning. Det är i dag möjligt för en elleverantör att ha mer än en balansansvarig för sina kunder. En sådan uppdelning skulle kunna vara att en elleverantör exempelvis har olika balansansvariga för stora kunder och för hushållskunder. Ett centralt register med information om vem som är balansansvarig för en given uttagpunkt skulle underlätta t.ex. i de fall ett företag med mer än en balansansvarig förlorar en av dem. Det skulle bli lättare att klarlägga vilka av elleverantörens kunder som är i behov av en anvisningsleverantör i enlighet med utredningens förslag i avsnitt 4.6 om återkallande av tillstånd att vara elleverantör.

### **7.2.3 Anläggningsregister som kommunikationscentral mellan elleverantörer och nätföretag**

Ett centralt anläggningsregister kan även användas som kommunikationscentral mellan aktörerna på marknaden. En sådan funktion syftar till att underlätta och förbättra kommunikationen mellan aktörerna på marknaden. Redan i dag skickas stora mängder information mellan aktörerna. Denna mängd kommer att öka ytterligare när månadsvis avläsning införs år 2009.

Kommunikationscentralsmodellen är en vidareutveckling av ovan beskrivna modeller och bygger på unika anläggningsidentiteter samt information om kundens identitet. För god spårbarhet vad gäller eventuella fel/förseningar bör registret omfatta kundens identitet och adressuppgifter. Detta möjliggör matchning av kunduppgifter t.ex. i samband med leverantörsbyten. Uppgifter om kunder och kundregister är känslig information för flertalet företag. Det är därför viktigt att ett anläggningsregister inte byggs upp på ett sådant sätt att obehöriga kommer åt känslig information, t.ex. i form av konkurrerande företags adressregister eller andra individualiserade uppgifter.

Ett centralt anläggningsregister som kommunikationscentral kan därmed ge upphov till följande fördelar. Leverantörsbyten registreras hos en opartisk aktör. Information om leverantörsbyten skickas till rätt aktör. Om informationen sparas är det möjligt att spåra händelser bakåt i tiden. Registret kan utföra viss bearbetning av hanterad information. Tidsgränser kan följas upp systematiskt vilket möjliggör påminnelser och sanktioner. Registret kan förses

med en filterfunktion som hanterar felaktiga meddelanden och som notifierar avsändaren om problemet. En minskning av företagens manuella hantering av ärenden innebär kostnadsbesparingar för de berörda företagen.

Ett register i form av en utvecklad kommunikationscentral är dock inte helt oproblematisk utan medför även vissa risker. Ett register av denna typ kommer att hantera ett omfattande informationsflöde som dessutom kan förutsättas öka i framtiden t.ex. när månadsvis mätning införs. Ett sådant omfattande flöde innebär att registret måste omgärdas av stränga säkerhetsanordningar för att säkerställa IT-lösningarnas integritet. Systemet måste säkerställa att data hanteras på ett korrekt och säkert sätt. Detta gäller t.ex. tillgång till företagsintern information, hantering av uppgifter som kan vara av betydelse för Sveriges försvar eller data som berör personer med skyddad identitet. Detta innebär ett uttalat behov av säkerhetslösningar som en del av registrets struktur.

Denna typ av register förutsätter även en kontinuerlig funktion eftersom marknadens aktörer är beroende av uppgifter från systemet för sin dagliga affärsverksamhet. Man måste t.ex. ta ställning till vad som är en acceptabel stilleståndsperiod innan systemet åter måste vara i drift. För ett system av denna typ bör ett stillestånd endast få vara ytterst kort, vilket kräver mer kostsamma reservalternativ. Sammantaget krävs alltså ställningstagande till vilken typ av säkerhetslösningar som krävs för att säkerställa samtliga dessa krav. Ett IT-system som en kommunikationscentral torde vara möjligt att etablera, men utgör det dyraste alternativet av de ovan beskrivna formerna för anläggningsregister.

### 7.3 EAN-nummer

EAN-nummer används redan i flera länder för att ange identiteter inom elsektorn. Norge, Danmark och Holland använder EAN-koder för att identifiera anläggningarna.

I Norge utgörs det centrala registret av en sammanställning över vilka nummerserier som har tilldelats respektive nätbolag. Det norska registret är lokaliserat hos EAN i Norge och är åtkomligt via EAN Norges hemsida. Varje nätbolag har tilldelats en nummerserie för mätarna inom företagets område.

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) har föreskrivit att EAN-standard skall användas som identifikation av mätpunkt.<sup>6</sup> Kravet trädde i kraft den 1 januari 2002 och från den 1 juni 2002 skulle alla mätpunkter identifieras på detta sätt. De unika identiteterna har bidragit till att öka effektiviteten på elmarknaden. Det uppstår färre fel vid leverantörsbyten vilket är kostnadsbesparande både för nätföretag och för elleverantörer.

Enligt tidningen "Svenska EAN vär(l)den" har kraftsektorn i Nordeuropa tillsammans med EAN-organisationerna i Belgien, Danmark, Finland, Tyskland, Nederländerna, Norge och Sverige tagit fram en gemensam rekommendation för identifikation av bl.a. mätpunkter.<sup>7</sup> Följande anges för mätpunkter och elmätare:

- "Mät punkten numreras med ett EAN GSRN (Global Service Relation Number) som består av 18 siffror inklusive kontrollsiffror."
- Mätaren individnumreras med ett EAN GIAI (Global Individual Asset Identifier), som består av 16 siffror inklusive kontrollsiffror, enligt svensk överenskommelse."

I EAN Sveriges PM "Kraftsektorns EAN-numrering och streckkodsmärkning av elmätare och mätpunkter" anges att strukturen för de svenska GIAI-numren är: "EAN Företagsprefix följt av nummer för respektive mätare och avslutat med kontrollsiffror uträknat enligt EAN:s modell. Resultatet blir ett världsunikt nummer förutsatt att en leverantör inte ger samma nummer till två elmätare." I detta PM anges även att EAN Företagsprefix följer med om ett företag överläts i sin helhet. Vad gäller tillgången till EAN-nummer anges att EAN Sverige använder sig av en inträdesavgift samt en årlig avgift, där avgifternas storlek beror av företagets omsättning.

Kontrollsiffran möjliggör kontroll av att ett visst nummer överensstämmer med hur ett EAN-nummer skall se ut, dvs. det blir möjligt att kontrollera om en viss sifferserie utgör en EAN-kodat anläggningsidentitet.

Svensk Energi har under hösten 2004 tagit ett styrelsebeslut som innebär att EAN-nummer skall användas för att ge unika anläggningsidentiteter. Förarbetet inför införandet har påbörjats. Svensk Energi har till utredningen rekommenderat att ett enhetligt system

<sup>6</sup> Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE): "Forskrift om måling, avregning og samordnet opptreden ved kraftomsetning og fakturering av netjtjenester".

<sup>7</sup> "Svenska EAN vär(l)den" Nr 2 juli 2003.

för anläggningsidentiteter införs ett år efter riksdagsbeslut. Svensk Energi föreslår att EAN-koder skall användas som anläggningsidentitet. Svensk Energi har framfört att detta tillsammans med Svensk Energis förslag om att det skall även finnas en enhetlig beteckning för kundidentiteten samt att nätavtal och elleveransavtal skall innehas av en och samma kund kommer att undanröja många problem på elmarknaden. Svensk Energi anser att dessa förändringar bör införas och utvärderas innan andra förändringar införs.

## **7.4 Ägande och drift av ett centralt anläggningsregister**

### **7.4.1 Anläggningsregister som referensdatabas och som kommunikationscentral**

Ett anläggningsregister som utgör en kommunikationscentral - skulle hantera en stor mängd information som berör aktörernas verksamhet. Men även ett mer begränsat register, med formen av en referensdatabas, skulle hantera uppgifter som är känsliga för de berörda företagen om uppgifterna hamnar hos konkurrerande företag. Det är därför viktigt att tillgången till sådan information begränsas till sådana aktörer som har ett legitimt behov av informationen. Dessa frågor är intressanta att väga in vid en diskussion om hur ett sådant anläggningsregister skall ägas och drivas. De alternativ som huvudsakligen diskuterats är följande:

- Staten äger anläggningsregistret. Driften kan ske i egen regi eller läggas ut på en opartisk aktör.
- Staten och branschen äger anläggningsregistret gemensamt. Driften läggs ut på en opartisk aktör.
- Branschen äger anläggningsregistret. Driften kan ske i egen regi eller läggas ut på en opartisk aktör.

### **7.4.2 Staten som ägare**

Enligt denna modell skulle staten stå som ägare och som driftsansvarig för det centrala anläggningsregistret. En sådan lösning minimerar risken för att information sprids på ett sådant sätt att konkurrerande aktörer ges möjlighet till insyn i varandras verksamhet.

Den information om marknaden som finns i ett anläggningsregister, oavsett om det omfattar enbart de mer grundläggande uppgifterna om anläggning, nätföretag, kund och leverantör eller om det utgör en kommunikationscentral, innebär att de anslutna företagen måste ha förtroende för att registret hanterar känslig information på ett fullgott sätt. Med staten som ägare kontrollerar staten anläggningsregistrets uppbyggnad och driftsförhållanden. Samtidigt finns möjlighet att genom diskussioner med berörda parter vara med och anpassa och vidareutveckla registret för att svara mot framtida behov.

En förutsättning för att potentiella aktörer skall överväga att gå in på marknaden är att de har förtroende för att de centrala funktionerna på marknaden hanteras på ett konkurrensneutralt sätt. En annan viktig faktor är att mindre och nya företag kan ansluta sig till registret på konkurrensneutrala villkor, som inte leder till att någon kategori av företag ges konkurrensfördelar. Exempelvis är det viktigt att de avgifter och krav som anslutningen medför sätts på ett sådant sätt att inte någon särskild kategori av företag missgynnas. Det är härvid viktigt att beakta att även mindre företag har möjlighet att fortsätta verka på elmarknaden.

Svenska kraftnät torde vara den myndighet som ligger närmast till hands att hantera ägande och drift av ett centralt anläggningsregister. Svenska kraftnät är ett statligt affärsverk och har en hög trovärdighet vad gäller ägande och hantering av företags- och anläggningsdata. Ägaren bör även ha möjlighet att fånga upp synpunkter från aktörerna om hur registret fungerar i praktiken och hur det kan utvecklas på lämpligt sätt. Svenska kraftnät har i dag en fungerande struktur med olika råd för att samverka och utveckla elmarknaden tillsammans med aktörerna. Denna typ av råd bör även kunna behandla frågor rörande hur ett centralt anläggningsregister fungerar i praktiken samt dess framtida utveckling.

Svenska kraftnät hanterar i dag hanterar den kommunikation som sker inom ramen för EDIEL-systemet. De som har tillgång till ett uppdaterat EDIEL-system kan redan i dag hantera stora delar av den information som omfattas av ett anläggningsregister i form av en kommunikationscentral. Ett centralt anläggningsregister i form av en kommunikationscentral skulle utgöra en knutpunkt genom vilken denna information med vissa kompletteringar skulle passera. I rollen som nationellt balansansvarig hanterar Svenska kraftnät dessutom redan i dag en del av den information som skulle kunna

kommuniceras via ett anläggningsregister, t.ex. information rörande balansansvariga och andelstal.

Även om Svenska kraftnät står som ägare av systemet är det inte nödvändigt att verket hanterar den dagliga driften av systemet. Denna verksamhet kan hanteras av en annan part. Det finns företag som har till uppgift att hantera stora mängder information som uppdateras kontinuerligt. Ett sådant företag skulle kunna tänkas vara intresserat att hantera den operativa driften. Om denna typ av lösning väljs är det dock viktigt att även denna part utgör en neutral part på elmarknaden för att säkerställa marknaden förtroende för registret.

Energimyndigheten utövar tillsyn över sådan verksamhet som berörs av registret. Energimyndigheten förutsätts få tillgång till sådana uppgifter ur registret som behövs för myndighetens tillsyn.

### **7.4.3 Staten och branschen som gemensamma ägare**

Staten och branschen delar i denna modell på ägandet. Detta skulle kunna ske genom att det centrala anläggningsregistret hanteras inom ramen för ett separat bolag där staten äger 50 procent av aktierna och branschen äger 50 procent av aktierna. Branschens ägande skulle kunna ske genom branschorganisationen Svensk Energi som representerar ett stort antal av aktörerna på elmarknaden. Driften förutsätts skötas av en opartisk och oberoende aktör.

### **7.4.4 Branschen som ägare**

#### **Branschen äger och driver registret**

Ett effektivt fungerande anläggningsregister förutsätter att samtliga nätföretag och elleverantörer samt balansansvariga företag är anslutna till registret. Om registret ägs av branschen innebär detta att konkurrerande företag kommer att äga registret. Konkurrenter som samarbetar i ett gemensamt bolag skapar möjligheter för bolagen att samverka och koordinera sig både i de delar av verksamheten som omfattas av bolaget samt i närliggande verksamheter. Ett samarbete i form av ett gemensamt ägande och drift av ett anläggningsregister enligt kommunikationscentralsmodellen innebär även att företagen skulle kunna få tillgång till känslig information om varandras verksamhet. Även ett register som enbart om-

fattar anläggningsidentitet, kundidentitet och leverantör innehåller känslig information, eftersom det i princip omfattar uppgifter om kundregister för aktörerna på marknaden. Denna typ av insyn kan påverka företagens möjligheter och vilja att konkurrera med varandra på de konkurrensutsatta delarna av elmarknaden.

Om enbart en del av branschen skulle gå in som ägare skulle det även bli svårt att skapa förtroende för de företag som tvingas ansluta sig till registret utan att vara delägare. Från deras synpunkt sett torde anläggningsregistrets neutralitet och att tillgången till information begränsas till behörig part vara viktiga frågor. Samma frågor torde vara av stor betydelse för nya aktörer. För att främja en väl fungerande marknad är det viktigt att nya aktörer har förtroende för registrets funktion och att nytillkommande aktörer ges tillträde på samma villkor som befintliga aktörer.

### **Branschen äger registret men en opartisk aktör ansvarar för driften**

Enligt denna modell skulle branschen utgöra en passiv ägare medan en självständig och opartisk aktör skulle stå för den operativa verksamheten. Genom att driften hanteras av en opartisk aktör minskar risken för att känslig information hamnar hos konkurrerande företag och därigenom påverkar företagens möjligheter och vilja att konkurrera. Den minskade risken till trots kvarstår, genom själva det gemensamma ägandet, en risk för att samarbetet i sig leder till utvidgade kontakter och utökat samarbete på berörda eller näraliggande marknader.

Denna lösning för ägande och drift är snarlik den som valts inom teleområdet. Fem teleoperatörer har bildat ett bolag, SNPAC AB, som tillhandahåller en referensdatabas för hantering av telefonnummer. Referensdatabasen möjliggör för en abonnent att kunna behålla sitt telefonnummer vid byte av teleoperatör. Det gemensamma företaget skulle få en ensamställning vad gäller att förse företagen med sådana data. Teleregleringen reglerar bl.a. de villkor som företaget verkar under och PTS utövar tillsyn. Referensdatabasen hanterar endast uppgifter om kundidentitet i samband med byte av operatör för ett visst telefonnummer. När bytet är genomfört raderas uppgifterna.

Konkurrensverket har granskat SNPAC:s aktieägaravtal och konstaterade att det inte fanns anledning för Konkurrensverket att

ingripa mot verksamheten. Konkurrensverkets ställningstagande grundades bl.a. på att samarbetet är uppbyggt på ett sådant sätt att risken för att sprida affärshemligheter minskades samt lagstiftarens intentioner bakom tillskapandet av ett system med nummerportabilitet och den därtill hörande regleringen.<sup>8</sup>

## 7.5 Finansiering av ett centralt anläggningsregister

Ett centralt anläggningsregister beräknas leda till besparingar för de företag som ansluter sig till registret. Aktörerna drabbas nu av kostnader för t.ex. manuella processer att lösa problem, nya IT-system enligt ”lappa och laga principen” samt avstämningsförluster. Kostnaderna för brister i datakvalitet, spårbarhet och processnabbhet har uppskattats till omkring en miljard kronor per år för branschen som helhet. I beräkningen ingår bl.a. kostnader för IT, personal och avstämningsförluster. Beräkningen har utförts av företaget Netcircle AB och är baserat på intervjuer och fallstudier med företag i branschen. Netcircle intervjuade flera företag fördelade på stora, mellanstora och små aktörer. Baserat på dessa företags uppfattning om de potentiella besparingarna av en central kommunikations-, datalagrings- och felsökningsfunktion beräknade Netcircle den potentiella besparingen för branschen som helhet. Vilken omfattning besparingarna får beror i hög grad av vilken typ av anläggningsregister som införs.

Utredningen har låtit ta fram en uppskattning av kostnaderna för ett centralt anläggningsregister som omfattar anläggningsidentitet enligt EAN, kundidentitet enligt personnummer alternativt organisationsnummer, elleverantör och nätägare.<sup>9</sup> I förslaget är registret även förberett för vissa nya funktioner och tjänster. Kostnaderna uppskattades till 20 – 30 miljoner kronor för utveckling och sedan årliga kostnader på mellan 14 – 21 miljoner kostnader inkl. hårdvara.

Netcircle uppskattade att en kommunikationscentral med obligatorisk hantering av mät- och avräkningsdata kompletterat med vissa anläggnings- och kunduppgifter skulle leda till besparingar på upp till en tredjedel av de beräknade kostnaderna för bristande datakvalitet, dvs. leda till besparingar på upp till 300 miljoner kro-

<sup>8</sup> Konkurrensverkets ärende dnr 318/2001: Icke-ingripandebesked för avtal om etablering av s.k. referensdatabas.

<sup>9</sup> Uppskattningen är ej gjord av Netcircle. Den är framtagen av ett annat företag med erfarenhet av komplexa IT-system som kan hantera ett större antal transaktioner.



nor per år. Netcircle beräknade också investerings- och driftskostnader för ett sådant system, baserat på förhandlade avtal med teknikleverantörer, samt drog upp riktlinjerna för ett branschgemensamt ägande av det bolag som man ansåg borde skapas för drift och underhåll, i stort sett i enlighet med vad som skett i telekombranschen.

Besparingarna för att införa det mindre omfattande registret med uppgifter om anläggning, kund, nätföretag och elleverantör torde vara lägre, men innebär besparingar genom att kostsamma rutiner för korrigerering av felaktigheter torde minska. Redan ett sådant register förväntas innebära en förbättrad leverantörsbytesprocess.

Baserat på ovanstående beräkning av den besparingspotential som ett centralt anläggningsregister medför är det rimligt att registret är avgiftsfinansierat. Av 12 kap. 6 § ellagen följer att regeringen, eller den myndighet regeringen bestämmer, har rätt att utfärda föreskrifter om avgifter för myndighets verksamhet som sker med stöd av lagen. Det är aktörerna på elmarknaden i form av nätbolag och elhandelsbolag som främst kommer att dra fördel av de långsiktiga kostnadsfördelarna av registret. För att finansieringen och tillgången till registret inte skall innebära ett etableringshinder för mindre och nya aktörer är det väsentligt att avgifterna sätts på ett sådant sätt att ingen enskild företagsgrupp missgynnas.

## **7.6 Tillsyn över och genom ett centralt anläggningsregister**

Ett centralt register bör omfattas av tillsyn oavsett vilken omfattning registret har. Det är viktigt för marknadens funktion att de uppgifter som omfattas av registret är korrekta vid varje given tidpunkt. Registerhållaren är därmed beroende av att aktörerna på marknaden skyndsamt uppdaterar förändringar i registeruppgifterna som berör den aktuella aktören.

Energimyndigheten är nätmyndighet enligt ellagen samt expertmyndighet för elhandel. Från och med 1 januari 2005 finns inom myndigheten Energimarknadsinspektionen som bl.a. ansvarar för dessa frågor. I det centrala anläggningsregistret förutsätts inmatning av uppgifter enbart ske av nätföretagen. Det är därmed dessa företag som ansvarar för att uppgifterna är korrekta och uppdateras kontinuerligt. Uppgiftslämnarna till det centrala anläggningsregist-

ret torde därmed tillhöra Energimyndighetens ansvarsområde och omfattas av Energimyndighetens tillsyn.

Ett centralt anläggningsregister i form av en kommunikationscentral hanterar uppgifter som klargör var och när eventuella problem och felaktigheter har uppstått. Sådan information kan användas som underlag för Energimyndighetens tillsyn. Ett sådant register skulle även kunna generera varningsflaggor i de fall de berörda företagen inte uppfyller fastställda krav, t.ex. vid systematiskt försenade mätuppgifter.

## **7.7 Ytterligare förutsättningar**

### **7.7.1 Anslutning till registret**

Anslutningen till ett anläggningsregister kan antingen vara frivillig eller obligatorisk. En förutsättning för maximera nyttan med denna typ av system, oavsett modell, är att samtliga nätföretag och elleverantörer är anslutna. Om anslutningen är frivillig innebär detta en risk för att företag väljer att inte ansluta sig, eller alternativt att gå ur systemet. Detta skulle minska nyttan också för de som är anslutna. De ovan diskuterade formerna för anläggningsregister förutsätter därför att samtliga berörda aktörer är anslutna till registret.

### **7.7.2 Nätavtal och avtal om elleverans**

Om ett centralt anläggningsregister skall utgöra mer än en förteckning över anläggningsidentiteter tillkommer ytterligare förutsättningar. En av dessa rör vem som kan utgöra nätkund respektive elkund. För att ett mer utvecklat register skall kunna hantera och kontrollera information, t.ex. vid ett byte av elleverantör, förutsätter detta att det är samma kund som är nätkund respektive elkund. Detta förhållande skall i praktiken gälla redan i dag och regleras genom de allmänna avtalsvillkor som överenskommit mellan Svensk Energi och Konsumentverket. Att en förutsättning för det centrala anläggningsregistrets funktion regleras i de allmänna avtalsvillkoren är inte en helt tillfredställande lösning. Även branschorganisationen Svensk Energi och Energimyndigheten delar utredningens bedömning att detta bör regleras.

## 7.8 Utredningens bedömningar och förslag

### 7.8.1 Införande av anläggningsregister

**Utredningens förslag:** Ett centralt anläggningsregister inrättas som omfattar unika identiteter för varje uttagspunkt. För varje uttagspunkt skall kundidentitet samt uppgifter om nätföretag, elleverantörer och balansansvariga anges. Dessutom skall uppgift finnas om tidpunkten då uppgiften infördes i registret.

Uppgiftslämnande till registret skall vara obligatorisk. All inmatning av uppgifter hanteras av nätföretagen. Samma kund skall inneha såväl nätavtal som avtal om elleverans. Den som upptäcker fel i registret skall snarast anmäla detta till berört nätföretag. Registret bör ägas av staten och förvaltas av Svenska kraftnät. Energimyndighetens tillsynsansvar över uppgiftslämnarna omfattar även registerfunktionen.

En sammanställning av nätföretagens anläggningsregister skulle innebära stora fördelar jämfört med dagens system med separata register. Utredningen förordar ett centralt anläggningsregister som omfattar anläggningsidentitet för varje uttagspunkt, kundidentitet samt uppgifter om nätföretag, elleverantör och balansansvarig för anläggningen. En aktör skall enbart få tillgång till sådan information från registret som är nödvändig för företagets verksamhet.

Utredningen har även diskuterat alternativa utformningar av ett centralt anläggningsregister, främst i form av ett anläggningsregister som kommunikationscentral. En sådan kommunikationscentral innebär en initialt sett mer resurskrävande lösning och förutsätter att de diskuterade säkerhetsaspekterna får en fungerande lösning. Ett sådant register bedöms leda till de största besparingarna, men innebär även en relativt sett större investering. Den nu föreslagna varianten har av utredningen bedömts utgöra en lämplig första nivå på ett centralt anläggningsregister med hänsyn till de problem som det föreslagna registret avser att avhjälpa, exempelvis i samband med leverantörsbyten, samtidigt som det ekonomiska åtagandet för företagen bedömts som rimligt. Den föreslagna nivån innebär att leverantörsbytesprocessen skulle kunna hanteras på ett mer problemfritt sätt och att förutsättningar finns för att vidareutveckla det centrala anläggningsregistret i riktning mot en kommunikationscentral.

Utredningens förslag om inrättandet av ett centralt anläggningsregister bör ses i relation till flera av de övriga förslag som utredningen lägger fram. Dessa förslag är sammantaget inriktade mot att öka elmarknadens funktionalitet och effektivisera konkurrensen. Vidare införs generell månadsvis mätaravläsning om några år och gränsen för timvis mätning sänks. Det är därför lämpligt att dessa beslutade och föreslagna förändringar kan hinna genomföras och utvärderas innan behovet av ett vidareutvecklat centralt anläggningsregister undersöks.

Det är lämpligt att använda en enhetlig lösning för de unika anläggningsidentiteterna. I Norge, Holland och Danmark används EAN-nummer för att markera unika identiteter. EAN har därmed en redan framtagen och beprövad struktur för att ge de enskilda mätaarna unika nummer. EAN-numrens uppbyggnad innebär att de omfattar en kontrollsiffra vilket möjliggör kontroll av att det nummer som uppgivits faktiskt utgör en anläggningsidentitet. Det är även en fördel att numren används på andra nordiska marknader. Enligt utredningens bedömning utgör EAN-koder en lämplig form för unika anläggningsidentiteter.

Uppgiften om balansansvarig i registret underlättar i de fall en elleverantör har mer än en balansansvarig för sina kunder. I de fall en elleverantör skall anvisas på grund av att en elleverantör av någon anledning saknar balansansvarig för vissa uttagspunkter, finns på detta sätt en förteckning över vilka kunder som faktiskt berörs, vilket torde påskynda processen och säkerställa att de berörda konsumenterna hanteras korrekt.

Samma kund som har nätavtal för en viss anläggning skall även ha elavtalet för samma anläggning. Detta underlättar byte av elleverantör genom att det blir möjligt att matcha även kundidentiteten vid byte av elleverantör. För att detta skall kunna ske på ett enkelt sätt bör kunderna identifieras på ett enhetligt sätt som lätt kan användas för att matcha uppgifterna. För fysiska personer torde detta enklast ske genom användandet av personnummer och för företag torde organisationsnumret kunna uppfylla samma funktion.

Uppgiftslämnande till ett centralt anläggningsregister skall vara obligatoriskt för samtliga nät- och elhandelsföretag. Med detta avses att registret skall omfatta samtliga anläggningar och att samtliga företag fortlöpande skall uppdatera uppgifterna i registret så snart dessa förändras för den enskilda anläggningen. En elleverantör har inte rätt att mata in uppgifter i systemet. All inmatning av uppgifter sker genom nätföretagen. Elleverantörerna skall under-

rätta berört nätföretag så snart en uppgift skall ändras. Vissa typer av anläggningar där kundens uppgifter är av känslig natur kan komma att behandlas i särskild ordning. Sådana anläggningar är t.ex. anläggningar med betydelse för försvaret eller anläggningar där kundens identitet är skyddad.

Registret bör ägas av staten och förvaltas av Svenska kraftnät. Det är viktigt att ägaren till registret uppfattas som en neutral aktör på marknaden då registret kommer att omfatta uppgifter som kan ses som intern företagsinformation. Det är även av stor vikt att en aktör endast får tillgång till sådana uppgifter som företaget har ett legitimt intresse av att få tillgång till. Exempelvis har en elleverantör enbart rätt till uppgifter om sina egna kunder. En elleverantör skall ha möjlighet att i samband med avtalskrivandet matcha uppgifter om kundidentitet och anläggningsidentitet mot registret samt se uppgift om nätföretag. När leverantörsbytet har genomförts får elleverantören tillgång till fullständiga uppgifter om kunden, med undantag för uppgift om ny elleverantör när sådan uppgift tillkommit.

Svenska kraftnät skall, i egenskap av registermyndighet, ansvara för drift och underhåll samt teknisk utveckling av registret.

Det föreslagna registret förväntas bidra till en effektivisering av bytesprocessen till nytta för konsumenterna samt leda till kostnadsminskningar för de berörda företagen genom ett minskat behov av att hantera problem i samband med bytesprocessen. Det föreslagna systemet förväntas hantera de problem med byten som kan hänföras till felaktig information. Kvarvarande problem torde därmed kunna ses som ett resultat av problem med mätvärdeshantering mellan nätföretag och elleverantörer.

Systemet skall omfattas av tillsyn. För att registret skall uppfylla sin funktion måste grunduppgifterna vara korrekta och uppdateras kontinuerligt. Samtliga efterfrågade uppgifter innehas av nätföretagen. Nätföretagen bör därför ansvara för att rapportera in uppgifterna i systemet och att ansvara för att lämnade uppgifter är korrekta. Funktionen hos registret är avhängigt kvaliteten på den data som matas in varför det är viktigt att säkerställa att inrapportering av data håller god kvalitet. Energimyndigheten utövar redan i dag tillsyn över nätföretagen. Registret bör även kunna medföra att tillförlitlig statistik avseende leverantörsbyten kan tas fram kontinuerligt.

Registret bör utformas på ett sådant sätt att en framtida vidareutveckling möjliggörs. En framtida användning av ett anläggningsregister som kommunikationscentral för mätvärden är ett scenario

med en stor potential för effektiviseringar av mätvärdeshantering och förenkling av det faktiska informationsflödet för enskilda mät-punkter.

### 7.8.2 Hur ett anläggningsregister skulle kunna fungera

Ett register enligt förslaget ovan skulle kunna fungera på följande sätt. Beskrivningen utgår från dagens informationshantering med tillägget att information även skall skickas in till det centrala anläggningsregistret.

Registret är en central databas som hanteras av Svenska kraftnät. Nätföretaget är ansvarigt för att fortlöpande lägga in alla uppgifter i registret, inklusive förändringar av elleverantör. Detta innebär att bytesprocessen skulle kunna ske som följer.

Kunden och elleverantören har kontakt och träffar avtal om en framtida elleverans. Elleverantören meddelar nätföretaget att den är ny elleverantör till anläggningen X med kunden Y. Nätföretaget matar omgående in uppgifterna i det centrala anläggningsregistret. Registret innehåller information om när inmatning av uppgift om ny elleverantör skett, dvs. ett datumvärde för senaste leverantörsbytet.

En elleverantör skall endast ha tillgång till fullständiga uppgifter om de kunder företaget har avtal med. Leverantören bör få tillgång till uppgifter om kundidentitet, nätföretag och balansansvarig. Den nya leverantören skall bara ha möjlighet att se uppgift om kundidentitet, anläggningsidentitet och nätföretag till dess leverantörsbytet är genomfört.

Matchning av kunduppgifter bör kunna ske on-line för att ytterligare bidra till en effektiv bytesprocess. Härigenom kan elleverantören omgående matcha kundens uppgifter om kundidentitet och anläggningsidentitet mot de uppgifter som finns i registret. Detta bör även kunna ske under ett pågående kundsamtal. Genom att matcha uppgifterna om kundidentitet och anläggningsidentitet på ett tidigt stadium kan man kontrollera dels att det är behörig kund för den aktuella anläggningen samt att de för bytet väsentliga uppgifterna om kundidentitet och anläggningsidentitet är korrekta. Härigenom minskas de problem som kan uppstå genom felaktig information i samband med ett leverantörsbyte. Uppgift om nätföretag säkerställer att elleverantören kontaktar rätt nätföretag angående bytet.

Kunden har rätt att på förfrågan få tillgång till uppgifterna som är kopplade till dennes personnummer i registret. Detta sker lämp-

ligen genom att kunden kontaktar nätkoncessionshavaren och begär att få tillgång till uppgifterna som är kopplade till dennes personnummer. Uppgifterna skickas till den folkbokföringsadress som hör till det angivna personnumret.

### 7.8.3 Skadestånd

**Utredningens förslag:** En särskild skadeståndsbestämmelse införs med innebörden att Svenska kraftnät bär ett kontrollansvar för skada till följd av tekniskt fel i anläggningsregistret.

Utöver vad som följer av ovanstående bestämmelse bör bestämmelserna i 48 § personuppgiftslagen (1998:204) om skadestånd vid behandling av personuppgifter gälla även vid behandling enligt bestämmelserna om anläggningsregistret.

Svenska kraftnät skall vara skyldigt att driva och underhålla anläggningsregistret samt bereda elleverantörer och balansansvariga tillgång till uppgifter i registret. Såväl de som använder sig av registret som tredje man skulle kunna tänkas lida skada till följd av tekniska fel i anläggningsregistret. De skador som kan uppkomma torde i huvudsak vara rena förmögenhetsskador.

Mellan Svenska kraftnät och nätföretag samt elleverantörer som måste använda registret kan förmodas att särskilda avtal ingås som reglerar parternas mellanhavanden. Mellan dessa kommer då de särskilda ansvarsbestämmelser som avtalas mellan parterna att gälla. Det får förutsättas att parterna i avtalet kommer att träffa en för ändamålet lämplig reglering av skadeståndsansvaret vid tekniska fel. Några särskilda bestämmelser om detta ansvar behöver därför inte införas i ellagen.

Vad gäller Svenska kraftnäts ansvar gentemot tredje man är dock förhållandet annorlunda. Då något avtal inte träffas om tillhandahållandet av registret kommer främst skadeståndslagens (1972:207) bestämmelser om utomobligatoriskt skadeståndsansvar att gälla. Skadeståndslagen innebär dock mycket begränsade möjligheter till ersättning för den typ av skada som riskerar att uppstå vid tekniska fel i registret. Enligt huvudregeln i 2 kap. 4 § skadeståndslagen ersätts ren förmögenhetsskada om den orsakats genom brott. Då tillhandahållandet av registret inte kan anses innefatta myndighetsutövning kommer 3 kap 2 § skadeståndslagen inte att kunna grunda

ersättningskyldighet. Däremot kan bestämmelserna om det allmännas ansvar för ren förmögenhetsskada enligt 3 kap. 3 § skadeståndslagen aktualiseras om registermyndigheten genom fel eller försummelse lämnar felaktiga upplysningar eller råd. Detta ansvar är dock begränsat av ytterligare villkor i bestämmelsen. I rättspraxis (se exempelvis NJA 1987s. 692) har ansvar för ren förmögenhetsskada ibland utdömts utan att vare sig avtal eller brott förelegat. Det är dock tveksamt om de principer som då tillämpats kan anses omfatta tekniska fel i anläggningsregistret.

Det skulle vara otillfredsställande om elanvändare och andra som förlitar sig på att registret fungerar saknade möjlighet att få ersättning för skador som uppstått då det inte gör det på grund av förhållanden som Svenska kraftnät råar över.

Mot denna bakgrund bör en särskild skadeståndsbestämmelse införas i ellagen som ger tredje man, vilken orsakats skada till följd av tekniska fel i registret, rätt till ersättning för alla typer av skador. Registret fyller inte en sådan funktion att ett strikt ansvar för driften av registret är motiverat. Bestämmelsen bör istället utformas så att Svenska kraftnät endast ansvarar för förhållanden som det kan utöva kontroll över.

Utöver de skador i form av ren förmögenhetsskada som kan uppstå till följd av tekniska fel i registret kan också de fysiska personer som är registrerade åsamkas skada genom en oriktig behandling av personuppgifter. Bestämmelser om detta återfinns i 48 § personuppgiftslagen (1998:204). Ansvaret för denna typ av skador bör även när det gäller förändret av anläggningsregistret regleras av personuppgiftslagen och en särskild bestämmelse med denna innebörd bör införas.



#### 7.8.4 Sekretess

**Utredningens förslag:** Sekretess skall gälla hos Svenska kraftnät i verksamhet som avser förandet av anläggningsregistret för uppgift som rör registrerad, om det inte står klart att uppgiften kan röjas utan att den registrerade lider skada. Trots sekretessen får uppgift lämnas till den som ingått avtal om elleverans, balansansvar eller överföring av el med den som uppgiften berör. Uppgift om anläggningsidentitet och innehavare av nätkoncession får dessutom utlämnas till den som innehar tillstånd enligt 6 kap. 1 § ellagen. Svenska kraftnät skall lämna ut uppgift i anläggningsregistret till Energimyndigheten.

Svenska kraftnät är en statlig myndighet och omfattas därmed av bestämmelserna i tryckfrihetsförordningen och sekretesslagen (1980:100). Anläggningsregistret kommer därför att utgöra en allmän handling hos Svenska kraftnät. Rätten att ta del av allmänna handlingar får enligt 2 kap. 2 § tryckfrihetsförordningen begränsas enbart om det är påkallat av hänsyn till vissa angivna intressen, bl.a. skyddet av enskilda ekonomiska förhållanden. Sådana begränsningar skall vidare anges noga i en särskild lag, varmed avses sekretesslagen (1980:100). Sistnämnda lag innehåller bestämmelser om tystnadsplikt i det allmännas verksamhet och om förbud att lämna ut allmänna handlingar. Bestämmelserna avser förbud att röja uppgift, vare sig det sker muntligen eller genom att en allmän handling lämnas ut eller det sker på annat sätt (sekretess), 1 kap. 1 § sekretesslagen.

En allmän handling är som framgått ovan normalt offentlig. En sådan ordning vad gäller anläggningsregistret skulle innebära att marknadens aktörer kan inhämta uppgifter rörande andra aktörer och deras kunder. Dessa uppgifter betraktas vanligen som affärshemligheter hos de berörda företagen.

Svenska kraftnäts uppgift att föra anläggningsregistret är helt ny för myndigheten. Någon bestämmelse i sekretesslagen, som skulle kunna omfatta registrering av ifrågavarande slag, finns därför inte.

8 kap. sekretesslagen innehåller bestämmelser om sekretess med hänsyn främst till skyddet för enskilda ekonomiska förhållanden. Uppgifter om elleverantörernas och de balansansvarigas kundstock

samt elanvändarnas val av elleverantör får anses utgöra uppgift om affärs- eller driftsförhållanden.

En ny sekretessbestämmelse i 8 kap. sekretesslagen avseende uppgift som rör registrerad bör därför införas.

Det framgår vidare av 14 kap. 4 § sekretesslagen att sekretess till skydd för den enskilde inte gäller i förhållande till den enskilde själv och kan i övrigt helt eller delvis efterges av honom. Detta innebär att en elleverantör kan medge att exempelvis en ny balansansvarig eller annan får tillgång till uppgifter om honom i registret.

För att uppnå syftet med införandet av anläggningsregistret bör det nätföretag i vars nät punkten är belägen och den elleverantör som har leveransskyldighet till anläggningen kunna ta del av uppgifter om den registrerade anläggningen. Detsamma bör i begränsad utsträckning gälla den balansansvarige. Om anläggningsregistret skall tjäna sitt syfte på ett effektivt sätt bör samtliga elleverantörer kunna få tillgång till uppgift om anläggningsidentitet och nätföretag för en blivande kund. Dessa uppgifter kan inte i sig betraktas som sådana uppgifter som skall omfattas av sekretessen. En bestämmelse med denna innebörd bör därför införas.

Då sekretessbestämmelsen begränsats till att avse sådana uppgifter som typiskt sett är känsliga, bör den vara försedd med ett omvänt skaderekvisit, dvs. presumtionen bör vara att uppgiften omfattas av sekretess. Sekretess bör således gälla för uppgifterna om det inte står klart att uppgifterna kan röjas utan att den som finns registrerad för punkten lider skada.

I 16 kap. 1 § sekretesslagen anges i vilka fall en tystnadsplikt begränsar meddelarfriheten, dvs. rätten enligt 1 kap. 1 § tredje stycket tryckfrihetsförordningen och 1 kap. 2 § yttrandefrihetsgrundlagen att lämna uppgift i vilket ämne som helst för publicering i de medier som de båda grundlagarna omfattar. Det finns inte tillräckligt starka skäl att låta den tystnadsplikt som följer av den föreslagna sekretessbestämmelsen få företräde framför meddelarfriheten. 16 kap. 1 § sekretesslagen bör därför inte ändras.

Energimyndigheten bör i sin roll som tillsynsmyndighet ha tillgång till de uppgifter som registrerats. En bestämmelse om uppgiftsskyldighet myndigheter emellan bryter eventuell sekretess för den uppgift som uppgiftsskyldigheten avser (se 14 kap. 1 § sekretesslagen). En bestämmelse om skyldighet för Svenska kraftnät att lämna ut uppgifter från anläggningsregistret till Energimyndigheten bör därför införas.

Hos Energimyndigheten gäller sekretess i myndighetens tillsynsverksamhet för uppgift om bl.a. enskilda affärs- eller driftförhållanden, om det kan antas att den enskilde lider skada om uppgiften röjs (enligt 8 kap. 6 § sekretesslagen, 2 § sekretessförordningen [1980:657] och 9 kap. i bilagan till sekretessförordningen). Skaderekvisitet är i dessa fall rakt, dvs. presumtionen är att uppgifterna blir offentliga. Endast om det kan antas att den enskilde lider skada om uppgifterna röjs, kan uppgifterna hemlighållas. Vid tillämpningen av det raka skaderekvisitet skall skadebedömningen i huvudsak göras med utgångspunkten i själva uppgiften. Frågan huruvida sekretess gäller behöver således i första hand inte knytas till en skadebedömning i det enskilda fallet. Som ovan sagts får de uppgifter som finns i anläggningsregistret anses vara sådana typiskt sett känsliga uppgifter som i de flesta fall kommer att omfattas av sekretess även vid tillämpning av ett rakt skaderekvisit. Upplýsningar om sökandens identitet och hans avsikt med uppgifterna kan dock medföra att det inte längre finns någon anledning till antagande, att den i sekretessbestämmelsen angivna skadan skall uppkomma (jfr prop. 1979/80:2 Del A sid. 80–81). Mot bakgrund av den sekretessreglering som redan gäller för Energimyndigheten saknas anledning att utsträcka den ovan föreslagna sekretessbestämmelsens tillämpningsområde till Energimyndigheten.

### 7.8.5 Behandlingen av personuppgifter

Om annat inte följer av bestämmelserna i lag, eller föreskrifter som meddelats med stöd av lag, tillämpas personuppgiftslagen vid behandling av personuppgifter.

Anläggningsregistret kommer att omfatta fysiska och juridiska personer. Således kommer information som direkt eller indirekt kan hänföras till en fysisk person att finnas i registret. Registret kommer dessutom ifråga om fysiska personer att innehålla uppgift om personnummer. Det innebär att bestämmelserna i personuppgiftslagen (1998:204) gäller. Den som har personuppgiftsansvaret enligt personuppgiftslagen skall svara för att all behandling av personuppgifter som ansvaret omfattar sker i enlighet med lagen. Den personuppgiftsansvarige är bl.a. skyldig att ersätta skada som en registrerad har tillfogats genom en felaktighet i registret. Han är också skyldig att rätta i registret. I personuppgiftslagen definieras den personuppgiftsansvarige som den som

ensam eller tillsammans med andra bestämmer ändamålen med och medlen för behandlingen av personuppgifter.

Det är nätföretagen som registrerar uppgifter i registret och dessa har störst möjlighet att kontrollera att registrering sker på ett korrekt sätt. Nätföretagen är också de som inhämtar uppgifterna. Svenska kraftnät svarar endast för driften av systemet utan reella möjligheter att kontrollera de registrerade uppgifterna. Inte heller behandlas personuppgifterna av någon annan än det nätföretag som registrerar uppgifterna om de anläggningar som är anslutna till hans nät. De flesta skäl talar enligt utredningens mening för att nätföretagen bör bära det ansvar som en personuppgiftsansvarig har enligt personuppgiftslagen. En särskild bestämmelse med denna innebörd bör därför införas i ellagen.

I fråga om personuppgifter skall registret ha särskilt angivna ändamål. Registret skall ha till ändamål att tillhandahålla uppgifter för nätföretagens, elleverantörernas och de balansansvarigas verksamheter och på så sätt tillgodose det informationsbehov som aktörerna har för att på ett effektivt och säkert sätt hantera deras verksamhet på elmarknaden, i första hand leverantörsbyten.

Det skall även tillhandahålla uppgifter för verksamhet för vilken staten ansvarar enligt ellagen. Sådan verksamhet skall avse förhållande om vilket uppgift finns i registret, och som för att kunna fullgöras förutsätter tillgång till registrerade uppgifter, eller som annars avser fullgörande av underrättelseskyldighet, som kan åligga staten.

Anläggningsregistret skall medge terminalåtkomst för elleverantörer och balansansvariga. Terminalåtkomst innebär att den som använder registret på egen hand kan söka i detta och få svar på frågor, utan att själv kunna bearbeta eller på annat sätt påverka innehållet. En bestämmelse om terminalåtkomst har inte sekretessbrytande effekt i juridiskt hänseende. Om någon får terminalåtkomst till ett register som innehåller sekretessbelagda uppgifter, utan att tillgången till dessa uppgifter begränsas genom t.ex. spärrmarkeringar, sker således ett otillåtet sekretessgenombrott. I avsnitt 7.8.4 föreslås att det skall införas en bestämmelse om sekretess för uppgifter i anläggningsregistret, om det inte står klart att uppgiften kan röjas utan att den registrerade lider skada. Med hänsyn till hur sekretessbestämmelsen har utformats kan det vara problematiskt att fortlöpande skilja sekretessbelagda uppgifter från offentliga uppgifter. Det bör dock vara möjligt att tekniskt spärra tillgången till uppgifter i registret på ett sådant sätt att den som använder registret endast

kan läsa och söka uppgifter som på ett relevant sätt berör den egna verksamheten utan att riskera sekretessen. Mot denna bakgrund och med hänsyn till syftet med anläggningsregistret bör terminalåtkomst kunna komma ifråga för såväl elleverantörer och balansansvariga.

## 8 Marknadsövervakning

### 8.1 Myndigheternas uppgifter i dag

Uppgiften att följa elmarknadens utveckling och konkurrenssituationen på denna marknad ligger främst på Energimyndigheten och Konkurrensverket.

#### 8.1.1 Energimyndigheten

Energimyndigheten är den sektorsspecifika myndigheten för elmarknaden. Myndighetens uppgifter inom elområdet är främst att utöva tillsyn enligt ellagen och att följa och analysera utvecklingen på elmarknaden och att lägga fram förslag till förändringar samt att vara expertmyndighet för elhandel.

Energimyndigheten är således nätmyndighet enligt ellagen och har tillsyn över nätverksamheten och utfärdar tillstånd för överföring av el (nätkoncession) och hanterar olika prövningsärenden, t.ex. gällande anslutning, mätkostnader och ersättning till mindre elproducenter. Som tillsynsmyndighet bevakar Energimyndigheten också att nätföretagen följer ellagstiftningen.<sup>1</sup>

Energimyndighetens uppgift vad gäller övervakning är således att följa utvecklingen på elmarknaden i ett bredare perspektiv och lämna förslag på förändringar. Ansvar för uppföljningen av den samlade elmarknaden har förstärkts från 2003. I uppgiften ingår att följa och analysera kapacitetsutveckling och strukturförändringar inom produktion (el), handel och nätverksamhet, prisutvecklingen på el både på Nord Pool och mot slutanvändare, prisutveckling på naturgas och fjärrvärme samt vad gäller nättariffer för el och naturgas och fjärrvärme. Vidare ingår bevakning och analys av leveranssäkerhet och effektfrågor för el samt balansfrågor för el och naturgas. Rapporter och analyser initieras av regeringen i Energimyndig-

---

<sup>1</sup> Vissa delar övervakas dock av andra myndigheter. Se även avsnitt 3.6.

hetens regleringsbrev eller genom specifika uppdrag eller av myndigheten.

Underlag för återrapportering till regeringen avseende analyser av utvecklingen på elmarknaden och förslag till åtgärder för att uppnå en ökad effektivitet på elmarknaden tas fram två gånger per år. Utöver de löpande rapporterna läggs normalt även ett antal specifika rapporter fram. Om det är relevant presenteras förslag till förändringar fram. Förslagen kan t.ex. gälla lagstiftning, styrmedel och behov av fortsatta projekt.

Från 2003 är Energimyndigheten även expertmyndighet för elhandelsfrågor. En viktig del i denna roll är att se till att konsumenter samt små och medelstora företag har tillräcklig information för att kunna agera på de konkurrensutsatta marknaderna för el och naturgas. Vad gäller informationsfrågor har Energimyndigheten bl.a. medverkat till förbättrad branschinformation via den s.k. Elmarknadshandboken och myndigheten har särskilda möten och löpande kontakter med nätföretagens kundombudsmän.

Energimyndigheten hade fram till schablonreformen november 1999 även tillsyn över elhandeln vad gällde elleverantörernas priser inom sina leveranskoncessionsområden. I och med att schablonreformen möjliggjorde för konsumenter att byta elleverantör utan krav på mätning upphörde myndighetens tillsyn över elpriset.

Rollen som expertmyndighet kommer fr.o.m. 2005 att vara mer operativ till sin karaktär med ett tydligare ansvar för prisinformation till kund och med återrapportering till regeringen för konsumentrelaterade frågor.

Bevakningen av marknaden genomförs, förutom vad gäller tillsynsfrågor, i dialog med aktörer och i samarbete med andra myndigheter och organ, framför allt Konkurrensverket, Konsumentverket och Konsumenternas Elrådgivningsbyrå samt Finansinspektionen. Under 2003 upprättades ett samråd mellan Energimyndigheten, Konsumentverket och Konsumenternas Elrådgivningsbyrå i syfte att förbättra framför allt konsumenternas förutsättningar att agera på den avreglerade elmarknaden.

Inom övervakningen ligger också ett brett europeiskt samarbete där Energimyndigheten följer utvecklingen och samarbetar med tillsynsmyndigheter inom EU vad gäller analys och åtgärdsförslag.

Under 2003 lämnade Statskontoret rapporten ”Effektivare tillsyn över energimarknaderna” till regeringen.<sup>2</sup> Rapporten riktade kritik

---

<sup>2</sup> Statskontoret 2003:27.

mot myndighetens tillsyn i ett antal punkter, såsom att verksamhetens mål och beslutsstruktur bör tydliggöras. Statskontoret menade även att tillsynen behövde effektiviseras och stärkas. För att minska intressekonflikterna och ge en mer effektiv hantering av de uppgifter den nuvarande Energimyndigheten har att utföra föreslog Statskontoret att Energimyndigheten skulle delas.

Statskontorets förslag har utmynnat i en tydligare uppdelning av myndighetens olika uppgifter och till att Energimyndigheten har tillförts ytterligare resurser med anledning av rapporten och tillkommande uppgifter. Regeringen har bl.a. mot denna bakgrund gjort vissa ändringar i Energimyndighetens instruktion.

Den 1 januari 2005 bildas inom Energimyndigheten en s.k. Energimarknadsinspektion. Energimyndigheten får härigenom ett utökat expertansvar för elmarknaden. Syftet med förändringen är att stärka tillsynen över energimarknaderna och tydliggöra rollfördelningen mellan tillsynsverksamhet och övrig myndighetsutövning på energiområdet.<sup>3</sup>

### 8.1.2 Konkurrensverket

Konkurrensverket skall verka för en effektiv konkurrens i privat och offentlig verksamhet till nytta för konsumenterna. Konkurrensverkets huvuduppgift är att tillämpa konkurrenslagen (1993:20), KL, genom att aktivt hindra skadliga konkurrensbegränsningar, särskilt inom områden med fåtalsdominans och svag konkurrens. Verket skall även arbeta med att ge förslag på hur hinder för en effektiv konkurrens skall undanröjas, främja ett konkurrensinriktat synsätt samt arbeta med kunskapsuppbyggnad och forskning om konkurrensinriktade frågeställningar. Konkurrensverket samarbetar med andra myndigheter i frågor som rör konkurrens och regeländringar. Till sådana myndigheter hör Konsumentverket, Finansinspektionen, Kommerskollegium, Post- och Telestyrelsen (PTS) och Energimyndigheten.

Konkurrensverket tillämpar dels de svenska konkurrensreglerna, dels EU:s konkurrensregler. Avgörande för vilket regelverk som skall användas är främst om den aktuella verksamheten påverkar handeln mellan flera EU-länder. De svenska konkurrensreglerna används om effekten är begränsad till Sverige. Konkurrensverkets uppdrag omfattar hela den svenska marknaden. Att övervaka ener-

<sup>3</sup> Se även avsnitt 3.6.



gisektorn ingår som en del av detta uppdrag. Då elmarknaden tidigare var en monopolmarknad men nu har öppnats för konkurrens utgör den ett prioriterat område.

Konkurrensverkets arbete bygger i huvudsak på egna initiativ, regeringsuppdrag eller tips och klagomål. Den tidigare möjligheten att ansöka om förhandsbesked i form av icke-ingripandebesked och undantag har tagits bort. Konkurrenslagen innehåller förbud mot konkurrensbegränsande samarbete och mot missbruk av dominerande ställning samt regler om prövning av större företagskoncentrationer.

Under 2003 rörde ca 10 procent av de klagomål som Konkurrensverket mottog energisektorn. Det höga elpriset genererade klagomål som dels kännetecknades av misstankar om att företagen samarbetade om de höga priserna, dels att Vattenfalls höga vinst visade att prisnivån var högre än på en marknad med fungerande konkurrens.

Konkurrensverket har möjlighet att ålägga aktörer på marknaden att inkomma med de uppgifter som verket behöver för att fullgöra sina uppgifter enligt KL. Detta gäller även när en sådan åtgärd begärs av en konkurrensmyndighet i en annan medlemsstat i EU. Sverige har anslutit sig till ett avtal mellan Danmark, Norge och Island om utbyte av viss konfidentiell information mellan konkurrensmyndigheterna i samband med t.ex. karteller och företagskoncentrationer.

## Koncentrationsregler

Förutom ovanstående uppgifter prövar Konkurrensverket även företagskoncentrationer. En koncentration i Sverige kan omfattas av det svenska regelverket eller av EG:s koncentrationsregler. Ett exempel på detta är att det var den Europeiska kommissionen som hanterade Sydkraft/EON:s förvärv av Graninge.

Enligt de svenska koncentrationsreglerna skall en företagskoncentration anmälas till Konkurrensverket om vissa kriterier är uppfyllda. Verket får i vissa fall ålägga en part i en koncentration att anmäla koncentrationen även när dessa kriterier inte är uppfyllda.<sup>4</sup> Stockholms tingsrätt får på talan av Konkurrensverket helt eller delvis förbjuda en företagskoncentration. Ett ingripande får bara ske mot företagskoncentrationer som leder till väsentligt minskat

---

<sup>4</sup> Företagens sammanlagda omsättning skall dock överstiga 4 miljarder kronor.

konkurrenstryck eller om konkurrensen helt sätts ur spel. Faktorer som här är av betydelse är exempelvis de berörda företagens marknadsställning och ekonomiska styrka, potentiell konkurrens samt om andra företag hindras att komma in på marknaden.

Om koncentrationen har gemenskapsdimension skall i stället anmälan göras till kommissionen. En koncentration kan ha gemenskapsdimension då de berörda företagens sammanlagda årsomsättning överstiger 5 miljarder euro.<sup>5</sup>

På EU-nivån gäller sedan den 1 maj i år en ny koncentrationsförordning för prövning av företagskoncentrationer.<sup>6</sup> De nya reglerna innebär att det tidigare synsättet som utgår från dominanskriteriet övergivits till förmån för en mer ekonomiskt inriktad analys. Kommissionen kan även ta hänsyn till förväntade konkurrensbegränsande effekter på en oligopolistisk marknad samt om en koncentration kan förväntas medföra effektivitetsvinster. Maxbeloppen för böter och viten har höjts. Exempelvis har bötesbeloppet för en part som lämnar oriktiga uppgifter höjts.

Reglerna om hänskjutande av ärenden mellan kommissionen och medlemsstater har ändrats. Redan innan en koncentration formellt anmäls till kommissionen kan parterna framföra att koncentrationen påtagligt kan påverka konkurrensen inom ett medlemsland och att den därför bör undersökas i detta land. Om kommissionen beslutar att hänskjuta ärendet skall endast nationell konkurrenslagstiftning tillämpas. Parterna kan också underrätta kommissionen om att en koncentration, som formellt saknar gemenskapsdimension och som kan prövas enligt nationell lagstiftning i minst tre medlemsländer, i stället bör undersökas av kommissionen.<sup>7</sup> Liksom tidigare kan en medlemsstat begära att ett ärende hänskjuts från kommissionen till medlemsstaten.<sup>8</sup> En eller flera medlemsstater får också begära att kommissionen undersöker en koncentration som formellt inte har en gemenskapsdimension, men som påverkar handeln mellan medlemsstater och hotar att påtagligt påverka konkurrensen inom de medlemsstaters territorium som framställer begäran.<sup>9</sup>

---

<sup>5</sup> I vissa fall redan vid 2,5 miljarder euro.

<sup>6</sup> Rådets förordning nr 139/2004 av den 20 januari 2004 om kontroll av företagskoncentrationer.

<sup>7</sup> Se artikel 4 i koncentrationsförordningen.

<sup>8</sup> Se artikel 9 i koncentrationsförordningen.

<sup>9</sup> Se artikel 22 i koncentrationsförordningen.

### 8.1.3 Andra myndigheter och aktörer

Det finns även andra myndigheter som övervakar delar av elmarknadens funktion. Sådana myndigheter är Svenska kraftnät, Finansinspektionen och Konsumentverket. Konsumenternas Elrådgivningsbyrå är inte en myndighet, men fyller en viktig funktion på marknaden genom att utgöra en kanal för konsumentfrågor.

#### Finansinspektionen

Finansinspektionens (FI) övergripande mål är att bidra till det finansiella systemets stabilitet och effektivitet samt att verka för ett gott konsumentskydd. FI ansvarar för tillsynen över finansiella marknader, marknadsplatser och finansiella företag.

Svenska värdepappersinstitut som handlar med finansiella instrument som derivat på Nord Pool har tillstånd enligt lag (1991:981) om värdepappersrörelse. I Sverige är det f.n. 15 kraft- och råvarubolag som har FI:s tillstånd att bedriva värdepappersrörelse och står således under tillsyn. Tillsynen gäller handel på värdepappersmarknaden. Tillsynen gäller också kapitalstyrka enligt lagen om kapitaltäckning och stora exponeringar för kreditinstitut och värdepappersbolag.

Handel med derivat – i form av terminer, optioner – som sker med el som underliggande tillgång innebär en handel med finansiella instrument. Hit räknas även elcertifikat som är definierade som finansiella instrument. Även utsläppsrätter kommer att bli föremål för likartad handel. Handeln med dessa instrument träffas därför av samma lagstiftning som gäller för aktiemarknaden. Därmed blir den en fråga för den finansiella tillsynen. Handeln omfattas av ett antal lagar, t.ex. insiderstrafflagen.

FI avser under vinterhalvåret genomföra en riktad tillsynsverksamhet mot kraft- och råvarubolag som bedriver värdepappersrörelse i syfte att primärt granska verksamheter som har bäring på marknadseffektivitet och förtroende, t.ex. intressekonflikter. Det handlar också om att få ett underlag för att skapa en mer utvecklad tillsynspolicy avseende elmarknaden och dess aktörer.

## Konsumentverket

Konsumentverket arbetar efter de övergripande målen för konsumentpolitiken. Målen är att stärka konsumenternas ställning och inflytande på marknaden, att öka hushållens möjligheter att utnyttja sina ekonomiska och andra resurser effektivt, att stärka skyddet av konsumenternas hälsa och säkerhet, att utveckla sådana konsumtions- och produktionsmönster som minskar påfrestningarna på miljön och bidrar till en långsiktig hållbar utveckling samt att öka konsumenternas tillgång till god vägledning, information och utbildning.

Konsumentverket har också uppgifter på energipolitikens område. Verket skall stimulera utvecklingen av energieffektiv teknik och skapa bättre förutsättningar för konsumenterna att få kunskap om elförbrukning och energikrävande utrustning.

För att utreda aktuella konsumentproblem får verket särskilda uppdrag från regeringen. År 2002 fick verket i uppdrag att, under fyra år, genomföra systematiska studier av de marknader som nyligen öppnats för konkurrens, utifrån ett konsumentperspektiv. Det första året skulle elmarknaden prioriteras. I december 2002 lämnades rapporten "Konsekvenser för konsumenter av nyligen konkurrensutsatta marknader – Elmarknaden". En uppföljning av utvecklingen ur ett konsumentperspektiv av tele- och elmarknaderna kommer att rapporteras till regeringen i december 2004.

För att uppfylla de konsumentpolitiska målen arbetar Konsumentverket bl.a. med att få elföretagen att förbättra marknadsföringen till konsumenterna, framför allt prisinformationen, att se till att företagen tillämpar skäliga avtalsvillkor gentemot konsumenterna, att konsumenterna får information om elmarknaden och att underlätta konsumenternas val genom en Internetbaserad elprisjämförelse. Konsumentfrågorna diskuteras i mer detalj i kapitel 6 "Effekterna för konsumenterna".

## Svenska kraftnät

Svenska kraftnät har ansvaret för att upprätthålla balansen mellan produktion och förbrukning av el i hela landet, systemansvaret. Den uppgiften sköts praktiskt av balanstjänsten hos Svenska kraftnät. Svenska kraftnät samarbetar med ett trettiotal balansansvariga företag. Dessa har genom avtal med Svenska kraftnät tagit på sig ett

balansansvar för en eller flera elleverantörer. Balansansvaret innebär att man tar ekonomiskt ansvar för att varje timme tillföra lika mycket el som förbrukas i de uttagspunkter företaget har balansansvar för. Balansavvikelser gentemot Svenska kraftnät regleras ekonomiskt i efterhand genom balansavräkningen.

I systemansvaret ingår också att se till så att elsystemet i hela landet samverkar driftsäkert. Svenska kraftnät har även ett tidsbegränsat ansvar för att tillräckliga reserver finns i kraftsystemet.<sup>10</sup> Om en situation uppstår då reserver saknas, eller av en eller annan anledning inte kan överföras till den del av kraftsystemet som är i behov av el, kan Svenska kraftnät beordra en eventuell bortkoppling av delar av kraftsystemet.

Svenska kraftnät är delägare i Nord Pool samt har i uppgift att främja konkurrensen på elmarknaden.

### Konsumenternas Elrådgivningsbyrå

Under 2001 träffades ett samarbetsavtal mellan Konsumentverket, Energimyndigheten och branschorganisationen Svensk Energi som innebar att de tillsammans inrättade en självständig byrå för rådgivning till elkonsumenterna. Byrån skapades för att stärka konsumentskyddet och den arbetar med att avgiftsfritt informera, vägleda och hjälpa konsumenterna i frågor som rör elmarknaden. Byrån har också till uppgift att fånga upp konsumentproblem inom elmarknadsområdet. Dessa sammanställs och redovisas för berörda myndigheter samt elbranschens företag. Elrådgivningsbyråns styrelse tillsätts av Konsumentverket, Energimyndigheten och Svensk Energi.

Konsumenterna kan kontakta Elrådgivningsbyrån om de vill veta hur elmarknaden fungerar i frågor som rör avtalsformer och priser, jämförelser av elleverantörer, byte av elleverantör samt lagar och andra regler och hur dessa normalt tillämpas av företagen på marknaden.

---

<sup>10</sup> Lag (2003:436) om effektreserv.

## 8.2 Metoder för övervakning av konkurrenssituationen

### 8.2.1 Övervakning i Sverige

I Sverige övervakas elmarknaden främst av Energimyndigheten och Konkurrensverket. Energimyndighetens arbete har omfattat faktainsamling och analys av specifika frågeställningar samt insamling av omfattande statistik som presenteras i rapporter, både sådana som löpande publiceras och sådana som behandlar en separat frågeställning. I övervakningen ingår dessutom informella kontakter och samråd med andra myndigheter både i specifika ärenden och rörande mer allmänna frågor och analyser. Konkurrensverket har följt elmarknaden bl.a. genom att analysera och ta del av Energimyndighetens rapporter samt andra forskningsrapporter gällande elmarknaden. Verket har även arbetat med elmarknaden inom ramen för sitt arbete med olika typer av ärenden och rapporter samt genom mediabevakning.

#### Nordiskt samarbete

Energimyndigheterna i Sverige, Finland, Norge, Danmark och Island samarbetar sedan ett antal år tillbaka inom Forum for Nordic Energy Regulators (FNER). Arbetet fokuserar på gemensamma frågeställningar för elområdet. Gemensamma arbetsgrupper inrättas vid behov.

De nordiska konkurrensmyndigheterna samarbetar på regelbunden basis. De möts årligen och tillsätter även gemensamma arbetsgrupper vars arbete kan resultera i samnordiska rapporter. 2003 publicerades en sådan rapport som behandlade den nordiska elmarknaden. Rapporten "A Powerful Competition Policy" diskuterar ett flertal frågeställningar som är intressanta från ett konkurrensperspektiv.

Behovet av och inriktningen på det nordiska samarbetet rörande elmarknaden diskuterades bl.a. vid det nordiska ministermötet i Island i september 2004 (se avsnitt 9.2).

#### Rapporter enligt elmarknadsdirektivet

Utredningens delbetänkande "El- och naturgasmarknaderna – europeisk harmonisering" (SOU 2003:113) behandlar bl.a. genom-

förandet av Europaparlamentets och Rådets direktiv 2003/54/EEG av den 26 juni 2003 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och upphävande av direktiv 96/92/EG (elmarknadsdirektivet) i svensk lag. I delbetänkandet beskrivs de uppgifter som tillkommer för berörda myndigheter med anledning av direktivet.

Enligt elmarknadsdirektivet skall tillsynsmyndigheterna årligen offentliggöra resultatet av tillsynen på elmarknaden i en årsrapport. Tillsynsmyndigheter enligt direktivet är Energimyndigheten och Konkurrensverket. Energimyndigheten skall ansvara för rapporten i samråd med Konkurrensverket. Denna rapport skall behandla resultatet av Energimyndighetens övervakningsverksamhet. För en närmare beskrivning av vad som omfattas av direktivets rapporteringskrav se utredningens delbetänkande. Energimyndigheten har redan tidigare publicerat årligen återkommande rapporter som delvis berört de aktuella frågorna.

En annan rapport skall mer explicit handla om konkurrenssituationen på marknaden. Konkurrensverket skall ansvara för denna rapport i samråd med Energimyndigheten. Rapporten skall lämnas årligen fram till 2010. Från och med 2010 skall rapporten lämnas vartannat år. Rapporten skall behandla dominerande marknadsställning, underprissättning och konkurrenshämmande åtgärder, hur ägandeförhållandena förändrats, konkreta åtgärder på nationell nivå för att garantera en tillräcklig mångfald av marknadsaktörer samt för att förbättra sammanlänkning och konkurrens. Någon sådan rapportserie har inte tidigare publicerats av Konkurrensverket. Verket har dock behandlat elmarknaden i olika rapporter, t.ex. inom ramen för redovisningar av konkurrenssituationen i vissa branscher i Sverige. Senast diskuterades elmarknaden närmare i en rapport sommaren 2004.<sup>11</sup>

### 8.2.2 Erfarenheter från andra länder

En konkurrensutsatt marknad kräver någon form av övervakning för att säkerställa att marknaden fungerar i enlighet med gällande regelverk. Fördelningen av övervakningen mellan de nationella energimyndigheterna och konkurrensmyndigheterna varierar. I vissa länder sker t.ex. en omfattande löpande rapportering av olika uppgifter. I Norge presenterades i år ett förslag på ett övervakningssystem för elmarknaden.

---

<sup>11</sup> "Monopolmarknader i förändring", Konkurrensverkets rapportserie: 2004:3.

## Norge

Marknadsövervakningen i Norge sker främst genom Konkurransetsynet, Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) och Kredittilsynet. Även Nord Pool har viss övervakning av sina medlemmar.

Konkurransetsynet har det övergripande ansvaret för en effektiv konkurrens mellan elmarknadens aktörer. Kredittilsynet övervakar börser, auktoriserade marknadsplatser, clearingcentraler ("oppgjørssentraler") och värdepappersregister. NVE är den nationella regulatören. Som sådan arbetar NVE för att elmarknaden skall fungera så effektivt som möjligt samt fungerar som nätmyndighet. Myndigheten övervakar t.ex. strukturutvecklingen inom energisektorn. NVE har tillsynsansvaret för den fysiska omsättningen och distributionen av el i Norge samt ansvarar för den nordiska marknadsplatsen för spotkraft.

Den norska energimyndigheten, NVE, publicerar kvartalsvisa rapporter om elmarknaden som bl.a. berör information om produktion, import/export, prisutveckling, terminspriser för el och information om konsumentmarknaden. Den senare omfattar bl.a. information om fördelningen av avtalstyper, prisutveckling och leverantörsbyten. NVE tar även fram en årlig rapport om elmarknaden som en del av sitt tillsynsarbete.

Konkurransetsynet, NVE och Kredittilsynet ingick ett samarbetsavtal år 2003. Samarbetet sker inom ramen för ett samarbetsforum och har formen av regelbundna möten mellan myndigheterna. Samarbetet syftar till att utveckla regelverket, utbyta erfarenheter, samordna tillsynen samt till samarbete rörande gemensamma projekt och initiativ.

Konkurransetsynet publicerar konsumentpriser på el på myndighetens webbplats. Priserna uppdateras regelbundet och omfattar de företag vars priser omfattas av anmälningsplikt.<sup>12</sup> Informationen omfattar enbart priser till konsument och täcker inte samtliga avtalsformer som företagen erbjuder.

Konsultföretaget ECON har på uppdrag av NVE och Konkurransetsynet tagit fram en modell för övervakning av konkurrensen på den norska elmarknaden.<sup>13</sup> Syftet med modellen är att kunna

---

<sup>12</sup> Konkurransetsynets databas omfattar elpriser från elleverantörer som följer "Standardavtale for kraftleverering" som utarbetats av Forbrukerombudet och Energibedriftenes landsforening. Anmälningspliktern regleras i FOR 1997-12-12 nr 1392: Foreskrift om meldeplikt for kraftpriser.

<sup>13</sup> ECON: "Overåkning av markedsrett i kraftmarkedet". Framtagen för Konkurransetsynet och NVE, 2004.



påvisa de tillfällen då det kan ha förekommit missbruk av marknads-makt bland norska elproducenter. Modellen bygger på att möjligheten att utöva marknads-makt på den fysiska elmarknaden i Norge är kopplad till möjligheten att styra när i tiden vattnet används för att producera el.

Modellen är baserad på en indikator för utövande av marknads-makt. Indikatorn beräknas med utgångspunkt från ett dagsindex som mäter det genomsnittliga prispåslaget i förhållande till ett uppskattat vattenvärde i kombination med ett index som mäter det maximala prispåslaget. Dagsindex jämförs med ett s.k. kritiskt värde för att identifiera de tillfällen då det finns anledning att gå vidare till nästa steg. Därefter används en modellsimulering av effektiv vattenanvändning som jämförs med faktisk användning av vattnet. Detta ger en indikation på om vattnet använts strategiskt under en längre tidsperiod. Eventuella kvarvarande frågetecken kräver att man ser närmare på den aktuella aktörens budgivning på spotmarknaden i det enskilda fallet.

Norge har beslutat sig för att permanenta systemet. NVE och Konkurrens- och Konsumentstyrelsen ansvarar gemensamt för detta system. Myndigheterna har även planer på att vidareutveckla systemet.

### Storbritannien

The Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem) är den brittiska tillsynsmyndigheten. Gas and Electricity Markets Authority (GEMA) har det överordnade ansvaret för regleringsverksamheten och fattar exempelvis större beslut och tar fram policyprioriteringar för Ofgem. Förutom Ofgems uppgifter som energimyndighet har myndigheten även uppgifter på det konkurrensrättsliga området. Även konkurrensmyndigheten, Office of Fair Trading (OFT), övervakar elmarknaden. Ofgem och OFT har delvis överlappande uppgifter. Ett enskilt ärende hanteras enbart hos en av myndigheterna och i det enskilda fallet väljs den bäst lämpade myndigheten. Vissa uppgifter ligger dock enbart hos OFT, t.ex. ärenden som rör koncentrationer på elmarknaden. OFT inhämtar dock synpunkter från Ofgem i koncentrationsärenden.

Ofgem verkar för att skydda och främja konsumenternas intressen genom att främja konkurrensbaserade lösningar där så är möjligt. Om detta inte bedöms som tillräckligt kan även reglerings-åtgärder användas. Det finns även ett från Ofgem fristående råd

som syftar till att tillvarata konsumentintresset, Gas and Electricity Consumer Council – energywatch. Ofgem har även vissa möjligheter att agera enligt konsumentskyddslagstiftningen.

Ofgems uppgifter omfattar därmed bl.a. att främja konkurrensen på elmarknaden. Myndigheten skall säkerställa att det inte finns några hinder för en effektiv konkurrens och övervakar marknaden för att säkerställa att företagen inte agerar på ett sätt som är negativt för konkurrensen på marknaden. OFT har bl.a. publicerat riktlinjer för hur den brittiska konkurrenslagen, the Competition Act, skall tillämpas på el- och gasmarknaderna.<sup>14</sup> Riktlinjerna omfattar råd och information om vad som kan ligga till grund för myndighetens bedömningar inför beslut om eventuella åtgärder.

Det krävs licens för att ett företag skall få agera på elmarknaden. Kraven skiljer sig åt beroende på vilken verksamhet som avses, t.ex. om det rör konkurrensutsatta eller reglerade verksamhetsområden. Exempelvis rapporteras löpande uppgifter in till Ofgem från de berörda företagen.

Enligt Ofgems bedömning har myndighetens möjlighet att använda konkurrenslagen samt att säkerställa att licensvillkoren uppfylls utgjort två viktiga medel för att skapa förutsättningar för att kunna skydda kundernas intressen.<sup>15</sup>

Enligt en rapport från Statskontoret har en mer övergripande diskussion pågått om att regleringsverksamheterna i Storbritannien där så är möjligt skall göras mer enhetliga.<sup>16</sup> Detta skulle leda till en ökad överensstämmelse mellan regleringen av sektorer såsom el, gas, vatten och avlopp, telefoni, järnvägar, post och flygtrafik.

## Holland

Den holländska energimyndigheten, Dienst uitvoering en toezicht Energie (DTe), övervakar den holländska elmarknaden samt arbetar med tillsyn och infrastrukturfrågor på elmarknaden. DTe:s huvuduppgifter är att främja en konkurrensutsatt energimarknad, att reglera marknaden när så är nödvändigt, att övervaka aktörerna på energiområdet samt att noga övervaka hur energimarknaden

---

<sup>14</sup> "The Competition Act 1998, The application in the Energy Sector", OFT 428, March 2001.

<sup>15</sup> Ofgems rapport: "Domestic Competitive Market Review, A review document", April 2004 78/04.

<sup>16</sup> Statskontoret: "Energimarkedsregulering i Danmark, Finland, Norge., Storbritannien og Tyskland" April 2003.

fungerar. DTe ingår i den holländska konkurrensmyndigheten, Nederlandes Mededingingsautoritet (NMa). NMa tillämpar den holländska konkurrenslagen.

NMa och DTe har skapat ett gemensamt övervakningssystem, Market Surveillance Committee (MSC), som följer utvecklingen på den holländska elmarknaden. Arbetet utgår från både ellagen och konkurrenslagen. MSC Task Force omfattar både NMa och DTe och utgör en stödfunktion till MSC. MSC Task Force arbetar bl.a. med att ta fram analyser som tillsammans med råd från MSC kan utgöra underlag för både DTe:s översyn av marknadens regelverk och NMa:s tillämpning av konkurrenslagen. NMa/DTe samlar in uppgifter om exempelvis importpriser och kvantiteter, data från den holländska elbörsen, APX (Amsterdam Power Exchange). MSC:s aktiviteter omfattar även en expertkommitté. Kommittén kan ge råd till NMa och DTe rörande elmarknadens funktion både av eget initiativ och på förfrågan av dessa myndigheter.

### 8.3 Elkonkurrensutredningen m.m

Elkonkurrensutredningen övervägde behovet av förstärkt konkurrensbevakning. Utredningen inhämtade Konkurrensverkets syn på förutsättningarna för en eventuell förstärkt konkurrensbevakning.

Konkurrensverket framförde bl.a. följande.<sup>17</sup> De problem som kan identifieras på dagens elmarknad är till en betydande del en följd av olika strukturella tillkortakommanden inom sektorn. Bland de åtgärder verket pekade på för att försöka undanröja dessa ingick att bygga ut överföringsförbindelserna, att öka användningen av motköp, att fullständigt separera nätverksamhet från annan verksamhet, och att skärpa reglerna kring leverantörsbyten. Det vore däremot fel att införa branschspecifika regler i konkurrenslagen i syfte att stärka konkurrensen på elmarknaden. Konkurrenslagen bygger på förbud och har kraftfulla sanktioner och är generellt tillämplig inom samtliga delar av näringslivet. De svenska konkurrensreglerna ansluter nära till EG:s konkurrensregler.

Konkurrensverket framförde även till Elkonkurrensutredningen att förhållandena på elmarknaden kan vara sådana att det kan finnas anledning till särskild rapportering av prisuppgifter m.m. från olika marknadsaktörer i syfte att öka transparensen på marknaden. En

---

<sup>17</sup> "Konkurrensen på elmarknaden" (SOU 2002:7), avsnitt 9.2.

sådan uppgift torde ligga i linje med sektorsmyndighetens, Energimyndighetens, uppgifter.

Konkurrensverket står i dag för i princip samma syn som tidigare redovisats till Elkonkurrensutredningen. Verket anser det även angeläget att vidareutveckla metoderna för marknadsanalys och att etablera praxis med utgångspunkt från olika sektors varierande förutsättningar. Verket har bl.a. initierat ett forskningsprojekt för att analysera möjligheterna till marknadsstyrka och marknadsdominans på elmarknaden mot bakgrund av de speciella förhållanden som råder på denna marknad (exempelvis att el inte går att lagra och utbud och efterfrågan ständigt måste vara i balans). En särskild fråga är om marknadsstyrka, och därmed eventuellt missbruk av dominerande ställning, inträffar vid en lägre marknadsandel på elmarknaden än vad som vanligtvis är fallet på andra marknader.

Energimyndigheten har nyligen presenterat rapporten ”Hantering av begränsningar i det svenska överföringssystemet för el – Ett nordiskt perspektiv”. Rapporten lämnades i december 2004 och har tagits fram i samråd med Svenska kraftnät och Konkurrensverket. I rapporten diskuteras metoderna för hantering av flaskhalsar i form av ökad mothandel och indelning av Sverige i elspotområden. Båda metoderna innebär fördelar och nackdelar och kräver ytterligare analys.

#### 8.4 Utredningens bedömning och förslag

**Utredningens förslag:** Energimyndigheten, Konkurrensverket och Finansinspektionen bör samarbeta inom ramen för en samrådsgrupp. Samrådsgruppen skall mötas regelbundet och ofta för att tillsammans kunna optimera utbytet av kunskaper och erfarenheter av elmarknaden. Därutöver bör de berörda myndigheterna ges möjlighet att internt bygga upp och bevara sina kunskaper om elmarknaden över tid.

En effektiv övervakning av marknaden stöds genom publicering av konsumentpriser, löpande statistik över byten av elleverantör samt genom en nordisk samrådsgrupp.

I det följande kommer utredningen att redogöra för sina bedömningar och förslag vad gäller metoder för övervakning av elmarkna-

den. Utredningen har valt att diskutera några metoder i mer detalj då dessa bedömts som mer intressanta att ta upp i dagsläget.

### Samrådsgrupp

Övervakningen av elmarknaden hanteras främst av Energimyndigheten, Konkurrensverket och Finansinspektionen. Myndigheterna övervakar olika delar och olika aspekter av marknadens funktion. Vissa delar kan omfattas av mer än en myndighets arbetsuppgifter. Detta innebär att myndigheterna besitter olika kunskaper om och olika erfarenheter av elmarknaden. Detta kan leda till en splittrad övervakning som inte tillvaratar de kunskaper och kompetenser som i dag finns spridda på flera myndigheter. En sådan splittring försvårar en effektiv övervakning av marknaden.

För att bättre ta tillvara de kunskaper och erfarenheter som finns inom myndigheterna föreslår utredningen att det skall inrättas ett mer formaliserat samarbete mellan Energimyndigheten, Konkurrensverket, och Finansinspektionen. Ett sådant samarbete skulle bidra till att effektivisera arbetet inom myndigheterna bl.a. genom att öka möjligheterna att utnyttja existerande expertis hos respektive organisation och genom att underlätta erfarenhetsutbyte och kunskapsöverföring mellan de berörda myndigheterna.

Samtidigt får de berörda myndigheterna möjlighet att diskutera marknaden med utgångspunkt från skilda perspektiv vilket torde leda till en bättre belysning av aktuella problem och frågeställningar. Detta kan bidra till en ökad bredd i myndigheternas arbete med att analysera specifika frågeställningar. Vissa frågeställningar kan antas ha relevans för flera myndigheters uppgifter. Om t.ex. den finansiella marknaden manipuleras så skulle det under vissa omständigheter även kunna utgöra ett brott mot konkurrenslagen.

Gruppens arbete kan bl.a. omfatta frågor som metoder för att samla in och utvärdera information i förhållande till de uppgifter myndigheterna har samt tolkningen av denna information. Utbytet i gruppen syftar även till att sprida de kunskaper om elmarknaden och dess funktion som finns inom respektive myndighet.

För att optimera nyttan av en sådan samrådsgrupp bör den träffas regelbundet och relativt frekvent. Det är betydelsefullt att gruppen ges möjlighet att utveckla resonemang och kunskaper över tid varför samrådsgruppens arbete bör ses som en angelägen uppgift för myndigheterna. För att säkerställa kontinuiteten bör det

ligga på en myndighet, lämpligen Energimyndigheten, att utgöra sammankallande för samrådsgruppens möten.

Utredningen förutsätter vidare att samrådsgruppen vid behov har möjlighet att knyta till sig representanter för andra myndigheter. En sådan myndighet bör vara Svenska kraftnät, som dels har konkurrensfrämjande uppgifter och vars erfarenheter och informationsunderlag kan vara av särskilt intresse som underlag för diskussion av vissa frågeställningar inom ramen för gruppens arbete.

För att säkerställa att myndigheterna har en samstämmig uppfattning om samrådsgruppens uppgifter och betydelse för verksamheten bör samrådsgruppens uppgifter definieras i samtliga tre berörda myndigheternas regleringsbrev, dvs. i regleringsbreven för Energimyndigheten, Konkurrensverket och Finansinspektionen.

Utredningen förutsätter att de berörda myndigheterna inleder arbetet så snart som möjligt mot bakgrund av det existerande behovet av ett utvidgat erfarenhets- och kunskapsutbyte.

Även det nordiska perspektivet bör beaktas. Ett samarbete över gränserna mellan de nämnda svenska myndigheterna och deras respektive systemmyndigheter i de nordiska länderna skulle kunna underlätta vid hantering av frågeställningar som får effekt i mer än ett land på den nordiska marknaden. Exempelvis är den nordiska elbörsen, Nord Pool, ett norskt företag som lyder under norska börsregler, oavsett dess centrala roll för prisbildningen på hela den nordiska marknaden. Ett sådant samråd föreslås i avsnitt 2.10.

## Kompetensuppbyggnad

De samrådsgrupper som föreslås här samt i kapitel två avseende kunskaps- och erfarenhetsutbyte kommer att bidra till kompetensuppbyggnaden hos de berörda myndigheterna. Därutöver finns dock ett ytterligare behov av att säkerställa myndigheternas möjlighet till en kontinuerlig kompetensuppbyggnad.

Energimyndighetens arbetsområde är energifrågor. Konkurrensverkets uppgifter omfattar en mångfald branscher och Finansinspektionens uppgifter omfattar den finansiella marknaden. För en effektiv övervakning är det viktigt att myndigheterna ges möjlighet och resurser att bygga upp och bevara sådan kompetens, t.ex. i form av branschkunskaper, som möjliggör en effektiv övervakning av elmarknaden. Exempelvis har Finansinspektionen tidigare arbetat i relativt begränsad omfattning med elmarknadsfrågor. Myndig-

heten har dock under senare tid utökat sitt arbete mot denna marknad.

Utöver den kompetensuppbyggnad som sker inom ramen för ovan föreslagna samrådsgrupp bör myndigheterna således ges resurser så att de kontinuerligt har möjlighet att följa marknadens utveckling på ett sådant sätt att kompetensen byggs upp och bevaras över tid. Detta bidrar till att säkerställa en mer effektiv övervakning och utvärdering.

I följande delar lämnar utredningen inga förslag men har ändå bedömt det som intressant att särskilt lyfta fram och kommentera vissa metoder för marknadsövervakning.

### **Publicering av konsumentpriserna**

Publicering av konsumentpriser sker exempelvis i Norge. En publicering som omfattar samtliga elleverantörer och som regelbundet uppdateras innebär en ökad transparens på elmarknaden. Detta underlättar för konsumenterna att hitta lämpliga alternativ och skapa sig en överblick över marknaden, men bidrar även till att myndigheternas uppgift att övervaka marknaden och dess utveckling underlättas genom kontinuerlig tillgång till aktuell information. Ett sådant förslag har redan diskuterats i samband med utredningens förslag om tillstånd för elleverantör.

### **Rapporter**

Regelbundet återkommande rapporter som omfattar en marknadsöversikt, inklusive en redovisning av förändringar på marknaden, bidrar till att ge en klarare och mer kontinuerlig bild av utvecklingen på marknaden. Sådan rapportering innebär även att de berörda myndigheterna regelbundet bearbetar och analyserar marknadsinformation, vilket bidrar till att upprätthålla branschkunskaperna inom myndigheterna.

I dagsläget publicerar Energimyndigheten årligen två rapporter, "Energimarknaden" och "Energiläget". Dessa rapporter kommer att publiceras löpande även i framtiden. I de delar de berör elmarknadsdirektivets artikel 23 punkten h, som rör graden av insyn och konkurrens, skall rapporten tas fram i samråd med Konkurrensverket.

Elmarknaden har redovisats som en del av Konkurrensverkets återkommande rapporter om konkurrensläget på den svenska marknaden. Dessa rapporter har publicerats vid flera tillfällen, men kan inte likställas med en kontinuerligt uppdaterad årligen återkommande rapport. En sådan rapport kommer dock att publiceras fr.o.m. 2006 med utgångspunkt från de rapporteringskrav som ingår i elmarknadsdirektivet. Konkurrensverket kommer i samråd med Energimyndigheten att årligen ta fram en sådan rapport fram till 2010. Därefter kommer rapporten att tas fram vartannat år.

Den i avsnitt 7.8 diskuterade statistiken över genomförda byten av elleverantörer är ett intressant mått vid bedömning av hur en konkurrensutsatt marknad fungerar. Utredningen förutsätter därför att denna typ av statistik kan infogas i ovan diskuterade rapporter där så är lämpligt i förhållande till rapporternas innehåll.

Utredningen gör mot ovanstående bakgrund bedömningen att det inte föreligger något ytterligare behov av löpande rapporter som rör övervakningen av elmarknaden.

### Det norska övervakningssystemet

Det norska övervakningssystemet är intressant. Systemet är uppbyggt för att övervaka den norska elmarknaden. Ett sådant system förutsätter ett kontinuerligt arbete med att analysera insamlad information och arbeta fram de månatliga rapporter som torde vara nödvändiga om systemet skall uppfattas som relevant och aktuellt. Det torde därför vara relativt resurskrävande att hantera resultaten av analyserna på ett sådant sätt att systemets preventiva effekt inte förringas. En svårighet är att den svenska produktionen är sammansatt av fler produktionsslag än den norska, som i huvudsak är vattenkraft, vilket torde göra det mer komplicerat att ta fram en simuleringsmodell för de faktiska marknadsförhållanden för Sverige. Enligt utredningens bedömning krävs ett omfattande arbete för att arbeta fram och förankra en sådan modell. Om modellen utvidgas till att omfatta den nordiska marknaden blir den verklighet som skall återges än mer komplex. Den nordiska marknaden torde dock vara det område som i framtiden skulle kunna vara mest intressant för denna typ av system.

Systemet är relativt nytt, det torde därför vara intressant att följa systemets fortsatta utveckling och vilka erfarenheter de norska



myndigheterna fått av systemet när det varit i bruk under en längre tidsperiod.

Det är därför utredningens bedömning att det norska övervakningsystemet för närvarande inte är aktuellt för den svenska marknadsövervakningen.

## 9 Norden och Europa – en beskrivning av närliggande elmarknader

I kapitlet om råkraftsmarknaden har utredningen diskuterat frågan om elmarknadens omfattning. Enligt utredningens bedömning är elmarknaden en marknad vars geografiska omfattning varierar över tiden. Oavsett att konsumenterna i huvudsak agerar på de nationella marknaderna finns det i dag en marknad som är nordisk under en relativt stor del av tiden. I detta kapitel kommer utredningen därför att kortfattat beskriva de övriga nordiska marknaderna, med undantag för Island, samt även beskriva några andra närliggande marknader som kan vara av särskilt intresse vad gäller elmarknadsfrågor. Beskrivningen är med nödvändighet endast översiktlig.

### 9.1 Nordiska marknader

Det finns både stora likheter och stora olikheter mellan de nationella nordiska marknaderna. Förutom Island har de nordiska marknaderna omfattande kopplingar till varandra. Beskrivningarna nedan syftar till att ge en övergripande bild av elmarknaderna i Norge, Danmark och Finland. Även den nordiska marknaden kommer att beröras kort.

#### 9.1.1 Den norska marknaden

Den norska elmarknaden var den första av de nordiska elmarknaderna som konkurrensutsattes. Öppnandet av den norska elmarknaden inleddes den 1 januari 1991. Norska elkunder har fritt kunnat välja elleverantör sedan 1995. Det krävs koncession för att bedriva verksamhet som rör produktion, överföring och försäljning av el.

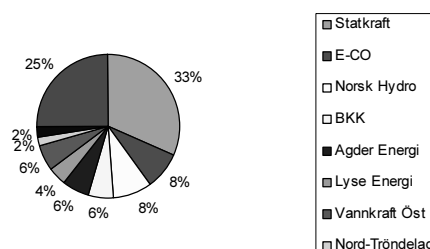
Norge har god tillgång till vattenkraft och magasinkapacitet. Elproduktionen utgörs i princip uteslutande av vattenkraft, varav ca

52 procent ägs av kommuner/fylkeskommuner, ca 33 procent av den norska staten via det helägda företaget Statkraft SF och ca 15 procent av privat industri. Det utländska ägandet är begränsat, bl.a. beroende på de norska reglerna om hjemfall.

Statkraft är den största aktören. Totalt sett har de 15 största företagen ca 88 procent av produktionen på den norska marknaden, men det finns ett flertal mindre producenter. Korsägande är vanligt förekommande.

Figur 9.1. Andel volym av norsk elproduktion 2003

Andel volym av norsk elproduktion 2003



Anm. Statkraft har förvärvat Agder Energi.

Källa: Statkraft, ÖPwC analys, Vannkraft Öst och E-Cos uppgifter baseras på uppskattade värden.

Det fanns 178 nätföretag år 2003, varav 136 var vertikalt integrerade. Företag som bedriver både nätverksamhet och konkurrensutsatt verksamhet måste särredovisa kostnaderna.

Totalt finns ca 220 elhandelsföretag, år 1999 fanns ca 240 företag. Företagen ägs i regel av kommuner. Idag bedriver ca 70 företag enbart elhandel. Antalet sådana företag ökade fram till år 2001, men minskade efter 2002/2003. Ägandet i Norge är mycket hårt reglerat och det krävs t.ex. omsättningskoncession för att få bedriva elhandel. De senaste åren har det skett en viss koncentration inom elhandeln. Hafslund utgör Norges största elhandelsföretag med över 600 000 kunder efter att bl.a. ha förvärvat Oslo Energis kundstock. Ytterligare ett block har skapats genom att Statkraft förvärvat Trondheims energiverk (TEV) samt köpt in sig i BKK, Agder och Skagerak Energi. Samtliga är betydande elhandelsföretag. Blocket ifråga har tillsammans över 500 000 kunder. För att norska konkur-

rensverket skall tillåta Statkraft att behålla TEV måste Statkraft avyttra andel i övrig produktion.

Den norska elmarknaden övervakas av Norske Vassdrags- och Energidirektoratet (NVE), Konkurransetilsynet och Kredittilsynet. Deras uppgifter vad gäller marknadsövervakning redovisas i avsnitt 8.2.2. NVE har även ansvar för att övervaka och reglera nätverksamheten. Statnett har systemansvaret på elmarknaden. Konkurransetilsynet har noga följt marknadskoncentrationens utveckling på elmarknaden. Tilsynet har ingripit mot enskilda förvärv samt ålagt företag anmälningsplikt om framtida förvärv. Det omfattande korsägandet i norsk elproduktion har setts som problematiskt och Konkurransetilsynet har uppmanat Statkrafts ägare, Naerings- og handelsdepartementet, att bidra till att rensa upp i korsägandet.<sup>1</sup>

Naerings- og handelsdepartementet har lagt fram en proposition där det föreslås att Statkraft SF skall ombildas till ett normalt aktiebolag.<sup>2</sup> Enligt förslaget skall statsföretaget bli moderbolag i en koncern, där produktion och nätverksamhet skall läggas i olika dotterbolag.

### 9.1.2 Den finska marknaden

Den finska elmarknaden öppnades gradvis med början år 1995. År 1998 infördes en schablonreform för kunder med liten förbrukning.

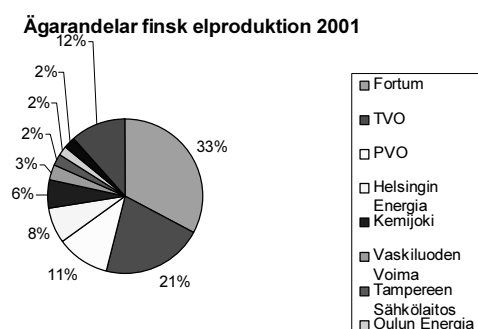
Den finska elproduktionskapaciteten utgörs till 65 procent av värmekraft, 18 procent av vattenkraft och 16 procent av kärnkraft. Beslut har fattats att bygga en femte kärnkraftsreaktor. Finland har ett relativt stort importbehov av el. År 2002 uppgick importbehovet till ca 14 procent av det totala elbehovet. Fortum och PVO har tillsammans ca hälften av elproduktionen i Finland. Den privata industrin är även betydande elproducenter, såväl direkt som via ägande i PVO.

---

<sup>1</sup> Rapport från NVE, Konkurransetilsynet och Kredittilsynet: "Samarbeid om tilsyn med kraftmarkedet Anbefalninger om fremtidig samarbeid mellom Konkurransetilsynet, Kredittilsynet og NVE", Oktober 2003.

<sup>2</sup> Sr.prp 53 2003–2004, "Statens eierskap i Statkraft SF".

Figur 9.2. Ägarandelar i finsk elproduktion 2001



Källa: ÖPwC analys.

Ett förvärv genom vilket ett företag får mer än 25 procent av eldistributionen i Finland kan förbjudas av Marknadsdomstolen på framställning av det finska Konkurrensverket.<sup>3</sup>

Enligt den finska elmarknadslagen skall nätinnehavaren och elförsäljaren särredovisa nätverksamhet, elförsäljning och elproduktion samt sin övriga affärsverksamhet.<sup>4</sup> I dagsläget finns ett förslag som innebär att elproduktion och elförsäljning fortsättningsvis juridiskt, operativt och bokföringsmässigt skall skiljas från nätverksamhet.

Totalt finns ca 90 elhandelsföretag. Fortum är störst med ca 500 000 kunder, följt av Vattenfall med drygt 300 000 kunder. Vattenfall har förvärvat ett antal energiföretag och har en marknadsandel på ca 14 procent. E.ON är majoritetsägare i Espoon Elektriska som har en marknadsandel på cirka 7 procent. Även de större stadsägda energiföretagen som Helsingfors Energi, Vanda Energi, Åbo Energi, Tammerfors, Jyväskylä och Uleåborg är betydande aktörer.

Kundrörligheten är mindre i Finland än i Sverige och Norge. De större stadsägda energiföretagen har erbjudit konkurrenskraftiga priser. Det har förekommit att försäljningen sker under marknadspris på Nord Pool genom att aktör med egen produktion subventionerar försäljningen. Detta har bidragit till att inga fristående elförsäljare etablerat sig i Finland.

<sup>3</sup> Lag om konkurrensbegränsningar (480/1992), inkl. lagen 318/2004.

<sup>4</sup> Elmarknadslag (386/1995).

Den finska marknaden övervakas av Energimarknadsverket och det finska Konkurrensverket. Energimarknadsverket har dels till uppgift att övervaka elmarknaden, dels att främja verksamheten på elmarknaden som nu bygger på konkurrens. Verket genomför sina övervakningsuppgifter i samarbete med Handels- och industriministeriet. Det krävs inget tillstånd för att verka som elleverantör i Finland. Energimarknadsverket övervakar elnätsverksamhet och nättarifferna. Fingrid har systemansvaret. Fingrid ägs förutom av staten bl.a. även av andra aktörer på elmarknaden.

### 9.1.3 Den danska marknaden

Den danska marknaden började öppnas gradvis år 1999. Samtliga kunder kunde välja leverantör först år 2003.

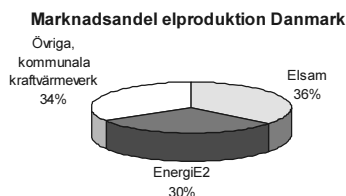
Den danska elproduktionen utgörs främst av kol och naturgasbaserad värmekraft samt av ca 13 procent vindkraft. Den danska produktionskapaciteten delas upp i centraliserade och decentraliserade anläggningar. Elproduktionen från de centraliserade anläggningarna kan säljas fritt i det nordiska systemet. Den decentraliserade produktionen utgörs av vindkraft och mindre lokala produktionsanläggningar. Delar av den decentraliserade produktionen utgörs av s.k. prioriterad produktion, vilken skall utgöra en viss andel den totala elförbrukningen i Danmark. Priset för decentraliserad produktion fastställs enligt dansk lag.

Det har under året kommit ett danskt avtalspaket som rör de långsiktiga villkoren på den danska elmarknaden. Avtalspaketet omfattar bl.a. att all el skall handlas på marknaden och att kunderna inte längre kommer att vara skyldiga att köpa vindkraft och småskalig kraftvärme till fastställda priser. Sådan kraft har uppgått till 40 procent av förbrukningen i Danmark. Restriktioner vad gäller kapital och ägande förändras för att gynna investeringar och strukturanpassningar. En ny prisreglering införs. Avtalet omfattar även sammanslagningen av Danmarks två systemoperatörer, Elkraft och Eltra som den 1 januari 2005 kommer slå samman till ett statligt ägt stamnätsföretag, EnergiNet Danmark.

Elsam och Energi E2 är de enskilt största elproducenterna i Danmark. Deras produktion utgör tillsammans ca 66 procent av Danmarks totala elproduktion och de svarar för nästan hela den konkurrensutsatta produktionen. Den danska Konkurrentestyrelsen godkände Elsams köp av Nesa, men förenade godkännandet

med omfattande krav. Ett problem var att förvärvet skulle leda till att Elsam skulle bli delägare i den andra stora producenten i Danmark genom att Nesa äger 36 procent av EnergiE2. Dong och Vattenfall har under hösten 2004 visat intresse för Elsam.

Figur 9.3. Marknadsandelar i elproduktionen i Danmark



Källa: Rapport 2.

Totalt finns ca 100 företag som traditionellt svarat för försäljning av el till slutkunder. Efter marknadsöppningen har det etablerats ett 30-tal elhandelsföretag. Flertalet av företagen ägs av större inhemska och utländska energiproducenter. De utländska aktörerna har i första hand vänt sig till större förbrukare. De två största elhandelsföretagen är Disam med 800 000 kunder och Nesa med 530 000 slutkunder. Omstruktureringen av den danska elmarknaden har varit begränsad. En av orsakerna har varit den lag som gjorde det ekonomiskt ointressant för danska kommuner att sälja sina elföretag, den s.k. Lex Nesa.

Schablonavräkning tillämpas för kunder med en årlig förbrukning som understiger 200 000 kWh. Nätverksamhet och elhandel skall vara juridiskt och räkenskapsmässigt åtskilda.

Den danska elmarknaden övervakas av Energistyrelsen, Energitilsynet, Energiklagenævnet och konkurrensmyndigheterna i form av Konkurrencerådet och Konkurrencestyrelsen. De olika myndigheternas ansvarsområden kan delvis gå in i varandra. Miljö- og Energiministeriet ger tillstånd för ny produktionskapacitet. Energistyrelsen har ett nära samarbete med Konkurrencestyrelsen. Samarbetet har en flexibel utformning. Energitilsynet är den danska tillsynsmyndigheten.

## 9.2 Den nordiska marknaden

I avsnitt 2.7 har utredningen i mer detalj diskuterat elmarknadens geografiska omfattning. Utredningens bedömning är att elmarknaden kan vara svensk, nordisk och eller utgöras av olika varianter av sammanlagda prisområden. Under en relativt stor del av tiden är dock råkraftsmarknaden en nordisk marknad. Elköparna är i högre grad hänvisade till att i sitt agerande beakta var deras uttagspunkter är belägna och för konsumenternas del är marknaden i princip begränsad till det egna landet.

Elförbrukningen på den nordiska marknaden uppgick år 2002 till ca 390 TWh,<sup>5</sup> vilket gör marknaden till en av de största i Europa. Norden har kommit långt vad gäller genomförande av EU:s direktiv vad avser öppning av elmarknaden för samtliga elkunder.<sup>6</sup> De olika kraftslagen vattenkraft, värmekraft och vindkraft kompletterar varandra och kan leda till ett effektivt resursutnyttjande av systemet som helhet.

De nordiska länderna är sedan gammalt sammanbundna genom ett antal överföringsförbindelser. I samband med öppnandet av de nationella marknaderna skapades även en gemensam nordisk marknadsplats för handel med el. För att stödja denna utveckling har även gränstarifferna för handel med el mellan de nordiska länderna tagits bort. Elöverföringen mellan de nordiska länderna har beskrivits i kapitel 2 i samband med beskrivningen av produktion och råkraftsmarknaden och diskuteras därför inte vidare här. Det finns även en gemensam nordisk marknad för reglerkraft, där systemoperatörerna avropar reglerkraft.

Även på den nordiska marknaden är det samma företag som har de största marknadsandelarna som på de nationella marknaderna, se figuren nedan. De största företagen år 2002 utgjordes av Vattenfall, Fortum, Statkraft, Sydkraft och Pohjolan Voima Oy.<sup>7</sup>

---

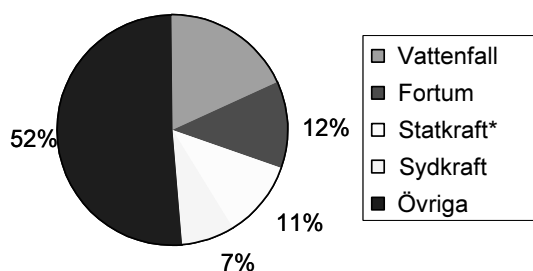
<sup>5</sup> Energimyndigheten: "Elmarknaden 2003".

<sup>6</sup> Europaparlamentets och rådets direktiv om gemensamma regler för den inre marknaden för el (2003/54/EG).

<sup>7</sup> Energimyndigheten: "Elmarknaden 2003".



Figur 9.4. Andel av nordisk elproduktion 2002

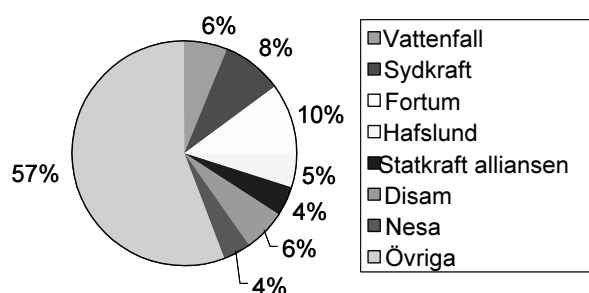


\* Exkl andel i Sydkraft.

Källa: Energimyndigheten, ”Elmarknaden 2003”.

När det gäller försäljningen till slutkund står Vattenfall, Sydkraft och Fortum tillsammans för ca 25 procent av försäljningen i Norden. Slutkundsmarknaderna är i huvudsak nationella, där dock ett enskilt elhandelsföretag kan agera på mer än en marknad.

Figur 9.5. Andel av nordiska slutkunder



Källa: Montel, ÖPwC analys.

### Import och export

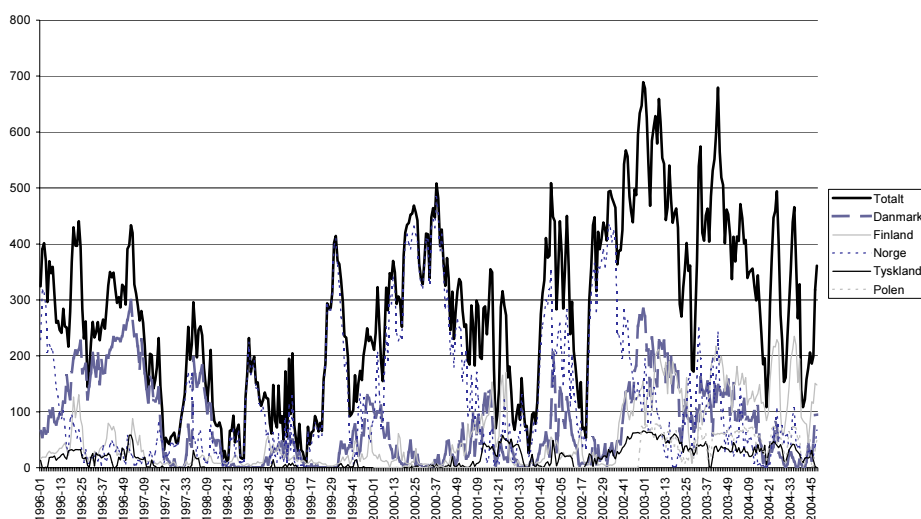
För att skapa sig en bild av Sverige och den nordiska marknaden är det även av intresse hur utrikeshandeln med el har utvecklats sedan den svenska elmarknaden öppnades.

I de två första figurerna nedan redovisas Sveriges import och export fördelat på de länder som elen importerats från respektive exporterats till. I figur 9.8 redovisas utvecklingen av exporten och

importen som helhet. Sverige har under perioden uppvisat en klar trend mot en ökad import. Exporten har inte visat samma tendens även om man under senare år kan se några tillfällen där exporten legat på en hög nivå. Denna typ av toppar syns inte under de första åren efter det att den svenska marknaden öppnades.

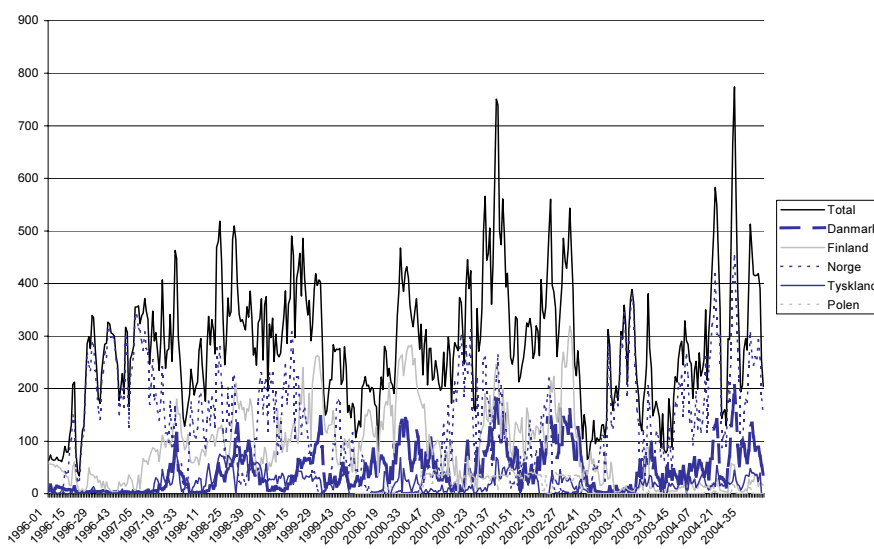
Sammanfattningsvis kan man konstatera att det sker en relativt omfattande handel med el över gränserna inom Norden. Det går även att se att handeln med norra Europa ökar över tid. Utbytet med Tyskland har fortsatt under hela perioden, medan utbytet med Polen tillkommit under perioden. Vad som inte redovisas separat är i vilken mån import och export utgörs av transitering av kraft. Inte heller tas Ryssland upp separat. Även om det handlas med el från Ryssland i det nordiska systemet så har inte den svenska marknaden någon direkt överföringsförbindelse till den ryska marknaden.

Figur 9.6. Sveriges elimport mellan åren 1996–2004, GWh/vecka



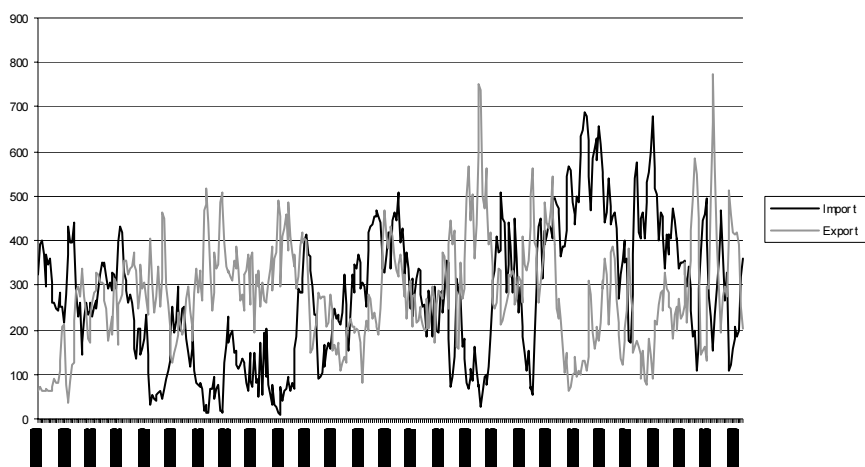
Källa: Kraftläget, Svensk Energi.

Figur 9.7. Sveriges elexport mellan åren 1996–2004, GWh/vecka



Källa: Kraftläget, Svensk Energi.

Figur 9.8. Sveriges elhandel med utlandet mellan åren 1996–2004, GWh/vecka



Källa: Kraftläget, Svensk Energi.

## Nordiska samarbeten

Vid det nordiska ministermötet på Island i september 2004 enades de nordiska energiministrarna om konkreta initiativ för att förverkliga visionen om en gränslös nordisk elmarknad med en effektiv handel med omvärlden. I en gemensam deklARATION, den s.k. Akureyri-deklARATIONen, förklarade ministrarna att en harmonisering av nationella regler för systemansvar och anpassningar är nödvändig för att uppnå detta, samt att gemensamma lösningar för investeringar i nätet är av central betydelse för den fortsatta utvecklingen av elsystemet i Norden. Man uppmanade de systemansvariga företagen att utreda hur en ökad samordning av systemansvaret samt en gemensam organisering och finansiering av investeringar i nätet och av effekthantering kan genomföras i Norden. Resultatet skall diskuteras vid ministermötet 2005. Nordels nordiska systemutvecklingsplan och deras rapport från 2004 om prioriterade snitt där fem mer intressanta snitt redovisas framhålls som en utgångspunkt för gemensamma investeringar.

Nordel är de nordiska systemoperatörernas organisation och medlemmarna utgörs av Svenska kraftnät, Statnett, Fingrid, Elkraft System, Eltra och Landsvirkjun Transmisjon.<sup>8</sup> Nordels målsättning är att skapa förutsättningar för en effektiv och harmoniserad elmarknad. Organisationen arbetar därför med teknisk koordinering av det nordiska systemet, framtagande av tekniskt ramverk för nordiskt samarbete, men arbetar även internationellt och för att främja kontakter med andra aktörer på marknader inkl. organisationer och myndigheter. De nationella myndigheterna har delvis olika uppgifter och kompetenser vilket leder till att vissa frågor kan hanteras på olika sätt inom olika delar av den nordiska marknaden.

Under senare år har Nordel bl.a. arbetat med flaskhalsproblematiken. De fem prioriterade snitt som Nordel pekat ut som viktiga för det nordiska systemets funktion som helhet har beskrivits i avsnitt 2.3.2. Nordel har även arbetat med andra frågor såsom indelningen i elspotområden och effektproblematiken på den nordiska marknaden. I dagsläget arbetar Nordel t.ex. med frågor som härrör från de nordiska energiministrarnas gemensamma deklARATION i samband med det nordiska ministermötet på Island (se ovan).

Det finns även andra former av organiserat samarbete på den nordiska marknaden, både mellan olika myndigheter och inom branschen. Exempel på sådana samarbeten är Nordenergi, som är

---

<sup>8</sup> Landsvirkjun kommer att ersättas av Landsnet fr.o.m. den 1 januari 2005.

de nordiska branschföreningarnas gemensamma organisation, och The Forum of Nordic Energy Regulators (FNER), som är ett forum för de nordiska tillsynsmyndigheterna för energi.

### Den nordiska marknaden

Den nordiska marknaden har i flera sammanhang framhävts som den enda fungerande internationella elmarknaden. Utredningen har i kapitlet om produktion och råkraftsmarknaden funnit att den nordiska råkraftsmarknaden fungerar relativt väl. Det finns dock utrymme för ytterligare förbättringar för att öka integrationsgraden. Utredningen föreslår en förstärkning av överföringskapaciteten och bildandet av en nordisk samrådsgrupp. Förslagen syftar till att ytterligare förbättra funktionen hos den nordiska marknaden.

I en rapport från EU kommissionen, ”DG Energy and Transport Quarterly Review of European Electricity Prices Issue 1: October 2004”, beskrivs den nordiska marknaden som en marknad med en bra marknadsstruktur, där överföringskapaciteten mellan länderna är relativt stark. Detta anses ha lett till att konkurrensen är tillräcklig för att leda till ett effektivt marknadspris.

Den nordiska elbörsens relativa transparens anses även vara gynnsam för den nordiska marknads funktion. En större transparens ger de berörda företagen tillgång till mer information på vilken de kan basera sina beslut. I kapitlet om råkraft/produktion diskuteras de nackdelar som ändå kan finnas på en marknad där transparensen är stor.

Sammanfattningsvis kan konstateras att den nordiska marknaden fungerar, men att det finns utrymme för förbättringar. Dels lägger denna utredning förslag i denna del, dels pågår ett omfattande arbete för att stärka integrationen. Detta sker bl.a. genom de olika organisationer och samarbetsforum som beskrivits ovan där Nordel har en viktig roll i utvecklingsprocessen. Arbetet i Nordel och övriga samarbetsorganisationer syftar i stora delar till att ta fram åtgärder och regler som ytterligare bidrar till att förstärka den nordiska marknaden genom en ökad integration och harmonisering av regelverket.

### 9.3 Europeiska marknader

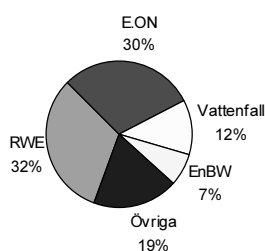
Utredningen har även i uppdrag att belysa elmarknaden ur ett europeiskt perspektiv. Nedan följer därför beskrivningar av två närliggande marknader som redan är förbundna med den svenska/nordiska marknaden genom förbindelserna Baltic Cable och SwePol Link. Avsnittet avslutas med en diskussion av den europeiska marknadens utveckling.

#### 9.3.1 Den tyska marknaden

Tyskland är EUs största elmarknad med en förbrukning på ca 500 TWh (ca 23 procent av elförbrukningen inom EU). Tyskland har överkapacitet inom elproduktion, men importerar även en mindre del. Marknaden är fragmenterad med närmare 1 050 aktörer. På den öppnade marknaden har åtta stora integrerade företagen genom sammanslagningar reducerats till fyra företag, E.ON, RWE, Vattenfall och EnBW. De fyra stora företagen svarar för ca 80 procent av elproduktionen. Strukturförändringarna inom de regionala och lokala distributionen har varit av begränsad omfattning, även om samarbetet mellan lokala aktörer har ökat.

Figur 9.9. Marknadsandel av tysk elproduktion

Marknadsandel av tysk elproduktion



Källa: ÖPwC analys.

Efter marknadsöppningen 1998 har det tillkommit ett flertal nya aktörer. Flera av företagen har utländska ägare, framför allt företag som bedriver trading. Små och medelstora elhandelsföretag har gått samman och bildat strategiska allianser i syfte att stärka sin mark-

nadsposition. De nya aktörerna har tvingat de etablerade företagen att bli mer konkurrenskraftiga.

Den första tyska elbörsen, LPX, öppnade i Leipzig år 2000. En andra börs, EEX, öppnade i Frankfurt senare samma år. År 2002 slogs börserna samman till en börs, den nya European Energy Exchange (EEX), belägen i Leipzig.

Tyskland har fyra systemansvariga företag. Dessa företag utgörs av Vattenfall Europé Transmission, RWE Transport NetzStrom GmbH, E.ON Netz GmbH och EnBW Transport Netz AG. Den tyska marknaden är i hög grad integrerad med det europeiska systemet.

Den tyska konkurrensmyndigheten, Bundeskartellamt, har en särskild beslutsavdelning som hanterar elfrågor. Utöver sedvanliga konkurrensfrågor hanterar myndigheten även frågor som vanligen hanteras av en sektorsmyndighet såsom tillträde till nät och nätavgifter. Tyskland har kritiserat för att inte ha en sektorsspecifik tillsynsmyndighet. I det tyska förslaget till ny energilag förslås en sådan myndighet för el och gas. Myndigheten skall utgöra en del av den tyska regleringsmyndigheten för telekommunikation och post (RegTP).<sup>9</sup> RegTP har redan inlett arbetet med att utvidga sin verksamhet till att omfatta el- och gasfrågor.

### 9.3.2 Den polska marknaden

Den polska elmarknaden har öppnats för de största förbrukarna. Marknaden förväntas vara helt öppnad i december 2005. Polen har inrättat en polsk elbörs, Towarowa Gielda Energii (POLPX). POLPX:s likviditet är låg. Endast ca 3 TWh av elen handlades på dess spotmarknad (day-ahead market) under år 2003.<sup>10</sup>

Den polska elproduktionen baseras till 90 procent på kol. Delar av den polska elmarknaden är privatiserad och ett flertal utländska aktörer bedriver verksamhet på den polska marknaden. Den polska regeringen har uttryckt att vattenkraften samt de tre största kraftverken utgör en nationell strategisk reserv.

El till slutkunder har traditionellt sålts genom 29 regionala distributionsföretag. 27 av företagen ägs av staten, medan två företag

---

<sup>9</sup> Die Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Post.

<sup>10</sup> Vattenfall: "Vattenfall's Views on the Electricity Market 2004 Part 2: Description of Vattenfalls main markets".

har utländska ägare, Vattenfall och tyska RWE. Utländska aktörer har i stort varit utestängda från marknaden.

#### 9.4 Den europeiska marknaden

Ovan har utredningen konstaterat att det finns en nordisk marknad för el. Sverige, Finland och Danmark är medlemmar i EU och Norge är med i EES. Det finns även direkta förbindelselänkar mellan den nordiska marknaden och övriga Europa. Det finns därmed flera faktorer som gör det intressant att i korthet även beröra den inre europeiska marknaden för el.

Förbindelserna mellan den nordiska elmarknaden och omkringliggande marknader ökar genom att olika överföringsförbindelser förstärks. Detta kommer att leda till att den nordiska marknaden alltmer berörs av förhållandena på de närliggande marknaderna.

Målsättningen med EU:s arbete för att skapa en inre marknad för el är att genom en effektiv elmarknad skapa nytta för elkonsumenterna, både i form av hushåll och företag, i syfte att öka den ekonomiska tillväxten på den europeiska marknaden. För att skapa en fungerande inre elmarknad behövs dels ett fungerande tekniskt system, dels ett regelverk som möjliggör gränsöverskridande handel.

En av de första åtgärderna för att skapa en gemensam elmarknad var elmarknadsdirektivet 96/92/EC som fastlade gemensamma regler för den inre marknaden för el. Avsikten var att skapa gemensamma regler för produktion, transmission och distribution av el. Därefter har regelverket vidareutvecklats och bl.a. har nya direktiv beslutats för att främja öppnandet av de nationella marknaderna och skapa möjlighet för handel med el över nationsgränserna. Även miljöfrågor omfattas av EU:s regelverk och samordnas härigenom för att i möjligaste mån ge företagen likartade villkor. Det första elmarknadsdirektivet har ersatts av Europaparlamentets och rådets direktiv om gemensamma regler för den inre marknaden för el (2003/54/EG). Utredningens delbetänkande<sup>11</sup> syftade till att genomföra detta direktiv samt förordningen om gränsöverskridande handel med el i svensk lagstiftning. Delbetänkandet innehåller därmed omfattande beskrivningar av detta material. Förordningen om gränsöverskridande handel med el avser att främja rätt-

---

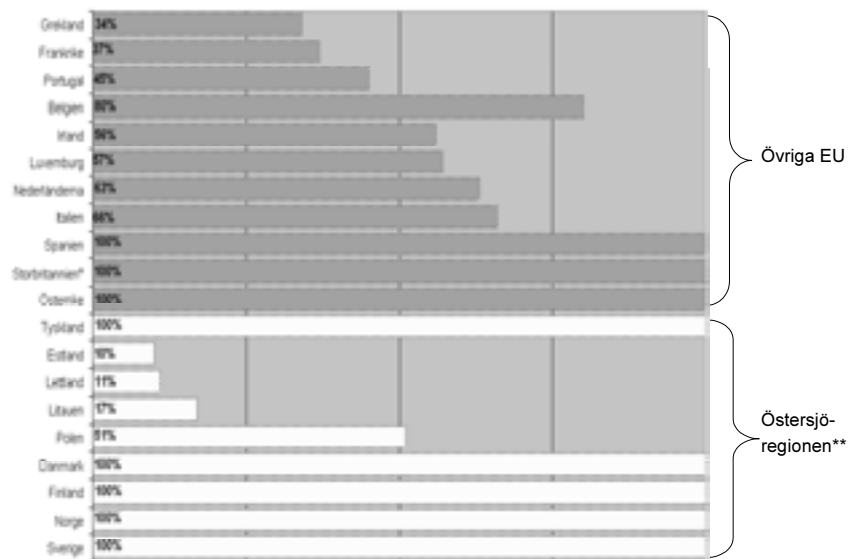
<sup>11</sup> "El- och gasmarknaderna – europeisk harmonisering" (SOU 2003:113).



visa regler för handel med el över gränserna i syfte att förbättra konkurrenssituationen på den inre marknaden.

Som ett led i utvecklingen av den gemensamma marknaden konkurrensutsätts den. Elmarknadsdirektivet anger att industrikunder skall kunna välja leverantör från den 1 juli 2004 och hushållskunder från den 1 juli 2007. Figur 5 nedan visar hur stor andel av slutkonsumenterna i EU:s medlemsstater samt Norge som har möjlighet att välja elleverantör. Som tabellen visar är det flera länder som ännu inte har öppnat sina marknader fullt ut. De nordiska marknaderna är helt öppnade och samtliga kunder skall ha möjlighet att välja leverantör.

Figur 9.10. Graden av marknadsöppning. Samtliga länder förutom Norge utgör i dag medlemmar i EU.



Källa: DG Tren: "Third benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market", mars 2004/Egen bearbetning.

I kommissionens tredje benchmarking rapport berörs bl.a. följande som kvarvarande hinder för konkurrensen på marknaden.<sup>12</sup> Medlemsstaterna måste stå fast vid tidtabellen för marknadsöppning.

<sup>12</sup> DG Tren Draft Working Paper "Third Benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market" Brussels, 01.03.2004.

Myndigheterna måste säkerställa en effektiv reglering av nätföretag. Den höga marknadskoncentrationen inom elproduktion, brist på överföringskapacitet, inklusive flaskhalsar inom medlemsländer, samt brister i hanteringen av flaskhalsar är fortsatta hinder för nya aktörer. I rapporten konstateras att det inte gjorts några stora framsteg vad gäller förbättringar av elbranschens marknadsstruktur. Det noteras dock även att utvecklingen av el- och gasmarknaderna pågått stadigt, om än inte fullt ut som förväntat, och att medlemsstaterna påbörjat arbetet inför nästa steg under år 2004.

I kommissionens strategidokument "Medium Term Vision for the Internal Electricity Market" från år 2004 diskuteras utvecklingen av elmarknaden fram till omkring år 2010.<sup>13</sup> De olika aktörernas roller och deras betydelse för den fortsatta utvecklingen mot en gemensam elmarknad lyfts fram, t.ex. diskuteras elbörsers betydelse för utvecklingen. De överföringsbegränsningar som i dag existerar har bl.a. lett till skillnader i råkraftspriser och påverkat konkurrenssituationen på marknaderna varför förstärkningar av överföringskapaciteten i syfte att förbättra marknadens funktion diskuteras. Den höga koncentrationsgraden på många marknader uppmärksammas och olika typer av åtgärder diskuteras.

I strategidokumentet diskuteras regionala marknader som ett mellanled i utvecklingen mot slutmålet i form av en gemensam inre marknad för el. Det övergripande målet är en gemensam marknad varför agerande som påverkar handeln eller konkurrensen på den gemensamma marknaden negativt inte kommer att tillåtas. Den tidplan som presenteras anger att regionaliserade råkraftsmarknader skall introduceras 2008. Fram till dess skall olika regionala marknader etableras.<sup>14</sup> Från år 2010 skall de regionala marknaderna integreras till en gemensam marknad.

---

<sup>13</sup>DG Tren Draft Strategy Paper: "Medium Term Vision for the Internal Electricity Market", 01.03.2004.

<sup>14</sup>Storbritannien år 2004, en iberisk marknad och en ny irländsk marknad år 2005, södra Östeuropa och Baltikum år 2008.

Figur 9.11. Potentiella framtida regionala elmarknader inom EU



Källa: DG Tren: "Medium term vision for the internal electricity market", June 2003.

I dokumentet kommenteras även de nordiska ländernas hantering av vintern 2002–2003 positivt. Marknadens signaler tilläts fungera såsom det var tänkt, dvs. oavsett de höga prisnivåerna tilläts marknaden hantera situationen utan ingrepp från statsmakternas sida.

På den europeiska marknaden i dag motsvarar handeln mellan medlemsländerna endast 7–8 procent av elanvändningen. Ett antal marknadsplatser har etablerats, men deras likviditet bedöms vara otillfredsställande. Ett skäl torde vara att överföringsförbindelserna mellan länderna är otillräckliga.

The European Group of Regulators for Electricity and Gas (EGREG) har skapats bl.a. för att underlätta konsultation, koordinering och samarbete mellan medlemsstaternas nationella energimyndigheter samt mellan dessa organisationer och kommissionen.<sup>15</sup> EGREG kan bl.a. ge kommissionen råd och hjälp vad gäller skapandet av en inre marknad för el och gas. Gruppen utgörs av medlemsstaternas nationella tillsynsmyndigheter. Även kommissionen är representerad.

Sammanfattningsvis kan man konstatera att även om utbytet mellan den nordiska elmarknaden och övriga Europa är på väg att utvecklas återstår mycket arbete innan marknaderna kommer att utgöra en gemensam inre marknad för el. För den nordiska mark-

<sup>15</sup> Commission Decision of 11 November 2003 on establishing the European Regulators Group for Electricity and Gas (2003/796/EC).

nadens del är det att förvänta att utvecklingen i första hand gäller kontakter med de närliggande marknader där det redan i dag finns överföringsförbindelser på plats och där nordiska aktörer redan är verksamma. Den nordiska marknaden utgör i dag en förhållandevis väl fungerande regional marknad inom EU.

# 10 Nätavgiften för småskalig elproduktion

## 10.1 Utredningens uppdrag

Enligt en bestämmelse i 4 kap. 10 § ellagen skall småskaliga elproduktionsanläggningar endast betala den del av nätavgiften som motsvarar den årliga kostnaden för mätning, beräkning och rapportering på nätkoncessionshavarens nät. Detta innebär att producenten i fråga inte behöver betala för drift och underhåll av nätet. Denna undantagsbestämmelse har med tiden kompletterats med ytterligare regler och tolkningar. Det samlade regelverket redovisas i avsnitt 10.2 nedan.

Bestämmelsen har med tiden ifrågasatts av flera orsaker. Utredningen har enligt sina direktiv i uppdrag att kartlägga konsekvenserna av att ta bort bestämmelsen och även att föreslå alternativ till att ta bort den.

## 10.2 Bakgrund

### 10.2.1 Det gällande regelverket

En innehavare av en småskalig elproduktionsanläggning, dvs. en produktionsanläggning som kan leverera en effekt om högst 1 500 kW, är undantagen vissa nätavgifter. Innehavaren skall endast betala den del av nätavgiften som motsvarar den årliga kostnaden för mätning, beräkning och rapportering på nätkoncessionshavarens nät, vilket framgår av 4 kap. 10 § ellagen.

Denna bestämmelse infördes i samband med att det nya elmarknadssystemet började gälla år 1996. Den tillkom på förslag från Energikommissionen, som motiverade avsteget från kostnadsriktigheten med att den småskaliga miljövänliga elproduktionen bör få ekonomiska villkor som stimulerar en fortsatt utbyggnad, och att utformningen av nättariffen för inmatningspunkter på lokalnäten

kommer att få en avgörande betydelse för sådana produktionsanläggningars lönsamhet. Nättariffen för dessa producenter borde därför särskilt regleras i lag (SOU 1995:14 s. 82 f).

Enligt den praxis som Energimyndigheten utvecklat i sin prövning av småskaliga elproducenters nättariff fastställs de totala kostnaderna för mätning, beräkning och rapportering i hela koncessionsområdet, och slås därefter ut på antalet abonnemang i området. Ingen hänsyn tas därvid till vilken kundkategori kunden tillhör. Efter det att krav på timmätning införts också för små elproducenter, innebär detta att också större delen av kostnaderna för mätning, beräkning och rapportering i elproducentens inmatningspunkt slås ut på övriga nätkunder i området.

Det kan vara ekonomiskt rationellt att placera mindre aggregat i grupper. Det normala är därför numera att bygga s.k. vindkraftsparker snarare än enstaka fristående vindkraftverk. Enligt ellagens definition är en sådan grupp att betrakta som en anläggning (jfr 1 kap. 2 § ellagen). I samband med ellagens omarbetning infördes dock ett andra stycke i 4 kap. 10 § innebärande att flera små produktionsanläggningar, som är belägna i närheten av varandra och gemensamt matar in el på ledningsnätet, skall betraktas som separata anläggningar vid tillämpningen av denna paragraf (prop. 1996/97:136, bet. 1997/98:NU3, rskr. 1997/98:27). Alltså erhåller även större vindkraftsparker den avgiftsbefrielse som var avsedd att främja mindre anläggningar.

Kammarrätten i Stockholm har uttalat att det av förarbetsuttalanden till ellagen kan utläsas en allmän princip att den som önskar ansluta sig också skall stå för de direkta merkostnader för anslutningen som nätägaren härigenom förorsakats.<sup>1</sup> Kammarrätten har vidare uttalat att i det fall anslutningen medför kostnader, t.ex. för förstärkning, ombyggnad eller utbyggnad och de kommer fler än anläggningsägaren tillgodo, så skall de inte bedömas som kundspecifika och därför bekostas av nätägaren. Kostnaden skall i detta fall slås ut på övriga kunder inom området. I detta överrättsavgörande har dock uttalats att även om kostnader inte är kundspecifika så skall de bäras av producenten om de aktuella åtgärderna inte innebär någon direkt nytta för nätföretaget eller för de befintliga kunderna till nätföretagets elnät. Det aktuella fallet gällde anslutning av ett vindkraftverk där också nätföretaget anfört att leveranskvaliteten för kunderna snarare skulle komma att försämrats.

---

<sup>1</sup> Kammarrätten i Stockholms dom 27 juni 2003 i mål nr 4389-2001 Sydkraft Nät AB ./ Statens energimyndighet och Sydsvenska Vind i Skurup AB.

I detta sammanhang skall påpekas att innehavaren av en småskalig elproduktionsanläggning, i likhet med andra elproducenter, enligt 3 kap. 15 § ellagen har rätt till ersättning från den nätkoncessionshavare till vars ledningsnät anläggningen är ansluten. Ersättningen skall motsvara värdet av dels de minskade energiförluster som inmatningen medför i ledningsnätet, dels minskningen av koncessionshavarens avgifter till överliggande nät som blir möjlig genom att anläggningen är ansluten.

Vidare gäller enligt 3 kap. 14 § ellagen att kostnaden för en mätare med tillhörande insamlingsutrustning och för dess installation i inmatningspunkten hos en elproducent av nätkoncessionshavaren debiteras elproducenten. Detta gäller dock inte de elproducenter som avses i 4 kap. 10 §. I detta fall belastar kostnaden övriga nättariffer inom området. Denna bestämmelse tillkom i samband med att elcertifikatsystemet infördes (se nedan), vilket innebar ett krav på att mätning måste ske av inmatningens fördelning över tiden för att elproducenten skall kunna tilldelas elcertifikat.

### 10.2.2 Frågans tidigare behandling

De redovisade undantagsbestämmelserna har med tiden lett till problem. Ett sådant är att nätföretag, som inom sitt koncessionsområde har särskilt gynnsamma förhållanden för småskalig kraftproduktion, har fått vidkännas betydande kostnadsökningar som de i sin tur måste fördela på sina övriga kunder i området. Detta gäller särskilt områden med bra vindlägen för vindkraftverk.

Regelverkets utformning, som gynnar uppförandet av små anläggningar i stora grupper, innebär också att problemet på sikt knappast kommer att kunna begränsas till lokalnätetsnivå. Reglerna innebär att allt större anläggningar kan komma att anslutas på högre spänningsnivåer än vad som var avsikten då de utformades. Detta skulle ibland kunna leda till krav på orimligt dyrbara förstärkningar av elnätet. Så har exempelvis planer presenterats på vindkraftsparker i fjällområden, vilka förutsätter anslutning till stamnätet, och som i vissa fall också skulle förutsätta en utbyggnad av stamnätet. De anläggningar som planeras kommer sannolikt att ha större effekt än 1 500 kW. Detta var knappast avsikten när bestämmelsen om befrielse från avgift infördes, då det förutsattes att elproduktionsanläggningarna skulle anslutas till lokalnät.

Ett andra problem med mycket långsiktiga effekter är att gränsen om 1 500 kW per aggregat för befrielse från nätavgift fungerar som ett utvecklingshinder. Utvecklingen talar för att allt större aggregat skulle innebära skalfördelar, dvs. att de skulle kunna bidra med en större elproduktion per investerad krona. Som regelverket är utformat skulle det för elproducenten dock innebära en påtaglig kostnadsökning att uppföra nya enheter med större effekt än 1 500 kW, eftersom den indirekta subventionen i form av befrielse från nättariff skulle falla bort. Bestämmelsernas utformning utgör således ett hinder för den fortsatta utvecklingen av miljövänlig elproduktion.

Det bör också framhållas att det blivit allt svårare för större vindkraftsparker att få respons från nätföretagen att uppföra anläggningarna inom deras områden där stora utbyggnader av näten blir nödvändiga, men där nätföretagens intäkter från vindkraftparken är försumbara och utbyggnaden i stället leder till dyrare nättariffer för de befintliga kunderna i nätområdet.

Vindkraftutredningen (SOU 1999:75), LEKO-utredningen (SOU 1999:44) och Elnätsutredningen (SOU 2000:90) har pekat på det växande problemet med att kostnaderna för befrielsen från avgift får bäras av elkunderna i vissa lokalnät. Vindkraftutredningen föreslog att ellagen borde ändras så att ägaren av en vindkraftanläggning får svara för sin del av kostnaderna för drift, underhåll och förnyelse av elnäten (SOU 1999:75 s. 124).

Elnätsutredningen pekade på detta problem, liksom på regelns hindrande inverkan på teknikutvecklingen, och föreslog att avgiftsbefrielsen skulle avskaffas i samband med införandet av ett generellt stöd som exempelvis certifikathandel. Utredningen redovisade i betänkandet "Elnätsföretag – regler och tillsyn" (SOU 2000:90) att lokalnätskunderna på Gotland år 2000 till följd av regeln om avgiftsbefrielse beräknades betala ett påslag om 10–20 procent på nättariffen som stöd till den småskaliga elproduktionen.

Regeringen överlämnade frågan om nätsubventioner till Elcertifikatutredningen (SOU 2001:77) med en begäran att utredningen skulle se över möjligheten att avskaffa avgiftsreduktionen och i stället på något sätt hantera stödet inom certifikatsystemet. Utredningen lät ta fram underlag för att belysa konsekvenserna av ett borttagande av avgiftsreduktionen.

Av detta framgick att elproduktionsanläggningar större än 1 500 kilowatt, som således skall erlägga normal nätavgift, betalade mellan 1 och 5 öre per kWh i nätavgift. Mindre anläggningar betalar



enbart en avgift för mätning, beräkning och rapportering som utslaget per producerad kWh uppgår till 0,15–0,25 öre. Ett avskaffande av regleringen i 4 kap. 10 § ellagen skulle således, enligt Elcertifikatutredningens bedömning, leda till att den småskaliga kraftproduktionen belastades med ytterligare kostnader i storleksordningen 0,8–4,8 öre per kWh.<sup>2</sup>

Utredningen menade dock att nackdelarna med avgiftsreduktionen är påtagliga och riskerar att leda till suboptimeringar av framtida investeringar i miljövänliga elproduktionsanläggningar för förnybar elproduktion. Övervägande skäl talar därför för ett borttagande av regleringen i 4 kap. 10 § ellagen. Det fanns emellertid också anledning att under en relativt lång övergångsperiod kompensera dem som får denna avgiftsreduktion för kostnadsökningen. Utredningen föreslog därför att anläggningar som vid elcertifikatslagens ikraftträdande hade sådan avgiftsbefrielse som anges i 4 kap. 10 § ellagen under en övergångsperiod som sträcker sig till och med år 2010 av Energimyndigheten tilldelas en ersättning som motsvarar en tredjedel av den enligt 3 kap. 9 § lagen om elcertifikat beräknade medelvärdet för ett elcertifikat, dvs. per producerad MWh. Vid ett genomsnittligt certifikatpris på 100 kr per certifikat motsvarar ersättningen 3,3 öre/kWh. Denna nivå motsvarar genomsnittet av de nuvarande nätkostnaderna enligt det underlag som redovisats ovan.

Regeringen behandlade Elnäts- och Elcertifikatutredningarnas förslag i prop. 2001/02:143. Regeringen delade Elnätsutredningens bedömning att den aktuella bestämmelsen i 4 kap. 10 § ellagen bör ses över, eftersom den medför höga och växande nättariffer för kunderna i vissa nätområden och att den på sikt kommer att verka hindrande för utvecklingen av miljövänliga elproduktionsanläggningar. Bestämmelsen kan vidare få effekter som inte är önskvärda, och en bestämmelse som från början var avsedd att främja småskalig elproduktion kan få motsatt effekt.

Regeringen delade också synpunkten från flera remissinstanser att den ersättningsnivå på 0,3 certifikat per MWh som Elcertifikatutredningen föreslagit inte var tillräckligt underbyggd och att en närmare utredning av konsekvenserna och framtagande av förslag till ersättningsnivå bör genomföras innan regeringen föreslår riksdagen att ändra eller ta bort bestämmelsen.

---

<sup>2</sup> Elcertifikatutredningens underlag var baserat på produktionsanläggningar med hög utnyttjandetid, vilket resulterade i förhållandevis låga avgifter uttryckta i öre/kWh.

### 10.3 Konsekvensbedömning

I första hand skall de ekonomiska konsekvenserna för små elproducenter av att ta bort ovan redovisade bestämmelse om avgiftsbefrielse belysas.

En första fråga är då hur många elproducenter som berörs av bestämmelsen och hur mycket el de producerar och levererar med nedsatt nättariff. Detta behandlas i avsnitt 10.3.1. Avsnitt 10.3.2 innehåller en bedömning av vilka nättariffer som skulle komma att tas ut för dessa produktionsanläggningar om de aktuella bestämmelserna tas bort. Slutligen behandlas i avsnitt 10.3.3 övrigt stöd till småskalig elproduktion, inklusive stöd till förnybar sådan. I avsnitt 10.3.4 uppskattas slutligen de ekonomiska förutsättningarna för småskalig/förnybar elproduktion under de närmast kommande åren.

#### 10.3.1 Berörda anläggningar

Antalet elproducenter med småskaliga produktionsanläggningar kan uppskattas utifrån det register som förs över godkända anläggningar för tilldelning av elcertifikat. November 2004 fanns i detta register följande slag av godkända elproduktionsanläggningar.

Totalt finns 969 *vattenkraftanläggningar* där den sammanlagda anläggningseffekten inte överstiger 1 500 kW. Den sammanlagda installerade effekten är 355 MW och de producerar uppskattningsvis 1 400 GWh el per år.

Eftersom flera små produktionsanläggningar, som är belägna i närheten av varandra och gemensamt matar in el på ledningsnätet, skall betraktas som separata anläggningar vid tillämpningen bestämmelsen om avgiftsbefrielse är de redovisade siffrorna inte helt relevanta. En vattenkraftanläggning kan bestå av flera produktionsenheter, generatorer. Den intressanta uppgiften är att det finns 1 018 vattenkraftanläggningar med generatoreffekter som inte överstiger 1 500 kW. Deras sammanlagt installerad effekt är 472 MW och de producerar cirka 1 700 GWh el per år.

Det finns totalt 582 *vindkraftsanläggningar* med en sammanlagt installerad effekt på 445,5 MW och som producerar ca 724 GWh el per år. I 539 av dessa anläggningar överstiger den sammanlagda anläggningseffekten inte 1 500 kW (deras sammanlagda installerade effekten är 292 MW och de beräknas producera ca 475 GWh el per år).

Liksom vad gäller vattenkraften är det dock antalet små produktionsenheter som är det viktiga. De redovisade anläggningarna består av cirka 695 vindkraftverk med en installerad generatoreffekt mindre än eller lika med 1 500 kW. Det är dessa som berörs om avgiftsbefrielsen skulle tas bort.

Vidare finns totalt 108 *biobränsleanläggningar*, varav 20 anläggningar med 1 500 kW effekt eller lägre. Deras samlade installerade effekt är 13 MW och de beräknas producera 35,5 GWh el per år.

Det finns slutligen också en *solcellsanläggning* med en installerad effekt av 8 kW (6 MWh/år).

De småskaliga elproduktionsanläggningarna i landet som är baserade på förnybara energikällor utgörs således av 1 018 vattenkraftsgeneratorer, 695 vindkraftverk, 20 biobränsleanläggningar och en solcellsanläggning. Dessa 1 734 enheter har en installerad effekt om drygt 900 MW och producerar ca 2 400 GWh el per år.

Förutom dessa anläggningar, som registrerats som godkända anläggningar inom elcertifikatsystemet, kan även vissa småskaliga anläggningar som ligger utanför certifikatsystemet beröras. Det skulle i så fall gälla mindre olje- eller gaseldade anläggningar. Antalet sådana med en effekt understigande 1 500 kW är dock inte känt.

### 10.3.2 Nättariffer för småskalig elproduktion

En arbetsgrupp inom Svensk Energi har för utredningens räkning tagit fram nättariffer för små elproduktionsanläggningar. Eftersom sådana inte används i dag har förslagen utformats mot bakgrund av erfarenheter från större inmatningspunkter och vissa antagna utgångspunkter. En utgångspunkt har varit att produktionsanläggningarna skall betala för drift, underhåll och förnyelse av den del av elnätet som de nyttjar. Tarifferna antas vara avståndsberoende.

Den del av ett elnät som en produktionsanläggning tar i anspråk kan uppskattas genom beräkningar av hur långt el transporteras från produktionsanläggningen. Elen används i de uttagspunkter som ligger närmast anläggningen. För små produktionsanläggningar innebär detta att en begränsad del av nätet används. Ju större anläggningen är desto större del av det lokala nätet används.

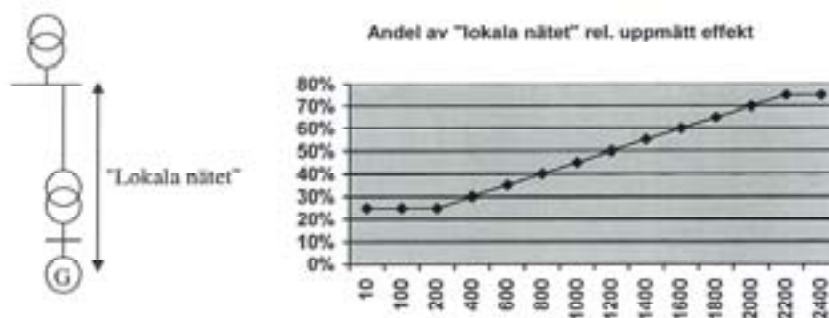
I ett lokalt nät som huvudsakligen används för distribution till elanvändare, dvs. inmatning sker från det överliggande regionnätet till lokalnätet, orsakar en inmatningspunkt mindre kostnader än en lika stor uttagspunkt. Inmatningstariffen bör därför vara lägre än

uttagstariffen. Hur mycket mindre beror dels på hur stor produktionsanläggningen är dels hur det aktuella lokala nätet ser ut. För att uppskatta storleken på tarifferna för inmatning har därför ett "medelnät" använts. För verkliga elnät kan förhållandena vara sådana att kostnaderna för producenten blir högre eller lägre.

Nättariffen för en produktionsanläggning skall motsvara den del av nätet som elen från produktionsanläggningen tar i anspråk och kostnaderna för mätning, avräkning, m.m.

För mindre produktionsanläggningar antas endast kostnaderna för en del av lokalnätet ingå i tariffen för produktionsanläggningen. För större inmatningspunkter ingår större delar av det lokala nätet (se figur 10.1). Detta ger en form av skala där allt högre nättariffer tas ut ju större produktionsanläggningen är. Som underlag för effektberoende avgifter används verkligt uppmätt effekt. Tabell 10.1 visar exempel.

Figur 10.1. Andel av det lokala nätet som tas i anspråk relativt produktionsanläggningens effekt



Källa: Svensk Energi.

Tabell 10.1. Exempel på nätpris för inmatning

Anslutning	Effekt (kW)	Årsenergi (MWh)	Nätpris (öre/kWh)	Nätpris som andel av pris för motsvarande uttag (%)
Hsp	1 500	2 400	10	30
Hsp	1 500	3 300	8	30
Hsp	1 500	5 250	5	30
Lsp	200	320	7	20
Lsp	200	440	6	20
Lsp	200	700	4	20
Hsp	3 000	10 500	7	40

Hsp = högspänning, Lsp = lågspänning.

Källa: Svensk Energi.

Ett alternativ till en storleksberoende tariff kan vara att tillämpa en genomsnittlig tariff för samtliga produktionsanläggningar oberoende av storlek. Ett argument för detta är att flera mindre anläggningar i ett lokalt område får samma inverkan i elnätet som en enskilda större anläggning.

Sammantaget leder de redovisade beräkningarna till följande slutsatser. De avgifter för mätning, beräkning och rapportering som den småskaliga elproduktionen nu betalar ligger vanligen under 0,1 öre/kWh. Med de utgångspunkter som antagits för beräkningarna ovan skulle den småskaliga elproduktionen komma att belastas med ytterligare kostnader i storleksordningen 4–10 öre/kWh om regleringen i 4 kap. 10 § ellagen avskaffades. Höjningens storlek varierar i hög grad med anläggningens energiproduktion och effekt. Mindre anläggningar förutsätts utnyttja en mindre del av lokalnätet.<sup>3</sup>

<sup>3</sup> Här redovisade kostnader som skulle tillkomma om tariffbefrielsen avskaffades är högre än de som rapporterades till Elcertifikatutredningen (0,8–4,8 öre/kWh). Detta beror i hög grad på valet av beräkningsunderlag. Äldre produktionsanläggningar ligger ofta bra till i nätet, och då blir "transportsträckan" kort och nättariffen låg. I Elcertifikatutredningens exempel har också produktionsanläggningar med låga nättariffer hög utnyttjandetid, vilket reducerar nätkostnaden uttryckt i öre/kWh.

### 10.3.3 Övrigt stöd till småskalig elproduktion

Avgiftsbefrielsen är inte det enda stöd som är särskilt riktat till småskalig elproduktion. Undre lång tid har flera olika stödformer använts. En betydande del av dessa stöd är specifikt riktat till elproduktion med förnybara energikällor (förnybar elproduktion). Som redovisats ovan är huvuddelen av den småskaliga elproduktionen baserad på förnybara energikällor.

#### Investerings- och driftstöd

Under lång tid har olika stödformer använts för att främja investeringar i förnybar elproduktion och för att sänka driftkostnaderna för sådan produktion.

Den 1 juli 1994 infördes ett indirekt stöd till vindkraft, den s.k. miljöbonusen (bet. 1993/94:SkU34, rskr. 1993/94:279). Bonusen utgick i form av ett avdrag i deklarationen avseende vindkraftsproducerad elkraft som kunde göras av den som var skyldig att betala energiskatt för elektrisk kraft. Avdraget motsvarade t.o.m. år 2001 skattesatsen för hushållselförbrukning i södra Sverige, men låstes år 2002 till 18,1 öre per kWh. År 2004 sänktes avdraget med syftet att därefter trappas av under de närmast kommande åren (se nedan).

I 1997 års energipolitiska beslut ingick bl.a. ett investeringsstödsprogram för småskalig elproduktion med förnybara energikällor (prop. 1996/97:84, bet. 1996/97:NU12, rskr. 1996/97:272). Det sträckte sig till och med år 2002. Programmet innefattade stöd till investeringar i vindkraft, småskalig vattenkraft och biobränslebaserad kraftvärmeproduktion. Stöd till vindkraft lämnades under 2002 med högst 10 procent av investeringskostnaden för uppförande av nya vindkraftverk med en eleffekt av minst 200 kW. Investeringsstödet till småskalig vattenkraft lämnades under 2002 med högst 10 procent av investeringskostnaden för utbyggnad av vattenkraftverk med en effekt om minst 100 kW och högst 1 500 kW. Investeringsstödet till biobränslebaserad kraftvärmeproduktion uppgick till 3 000 kr per kW, dock högst 25 procent av godkänd, stödgrundande investering.

I budgetpropositionen för år 2000 (prop. 1999/2000:1, Utgiftsområde 21, bet. 1999/2000:NU3, rskr. 1999/2000:115) föreslog regeringen att ett tillfälligt stöd för el producerad i småskaliga pro-

duktionsanläggningar under perioden 1 november 1999 till 31 december 2000. Stödet infördes med anledning av att bestämmelserna om leveranskoncession och mottagningsplikt upphörde att gälla. Det företag som hade leveranskoncession för ett visst område var tidigare skyldigt att köpa el från småskaliga elproduktionsanläggningar inom området. Stödet uppgick till 9 öre per kWh. Senare förlängdes stödet till och med april månad 2003.

I samband med 2002 års energipolitiska beslut fastställdes också ett nationellt planeringsmål för vindkraft; en årlig produktionskapacitet på 10 TWh år 2015. Riksdagen beslöt även om vissa särskilda åtgärder för vindkraft att gälla från den 1 januari 2003 (prop. 2001/02:143, bet. 2001/02:NU17, rskr. 2001/02:317). Medel avdelades för projekt i samverkan med näringslivet rörande teknikutveckling och marknadsintroduktion av storskaliga vindkraftstillämpningar i havs- och fjällområden. Vidare beslöts att den s.k. miljöbonusen skall behållas under en övergångstid samtidigt som en successiv nedtrappning sker. Regeringen redovisade i propositionen som motiv för det fortsatta stödet genom skattenedsättning att det är viktigt att övergången till det nya stödsystemet inte innebär att utvecklingen mot en ökad användning av förnybar elproduktion bromsas på grund av den osäkerhet som investerare och finansärer kan uppleva under ett introduktionsskede. I likhet med flera remissinstanser ansåg därför regeringen att övergångsreglerna också bör gälla nyinvesteringar i vindkraftverk.

Avtrappningen av miljöbonusen inleddes den 1 januari 2004 då skatteavdraget sänktes till 12 öre per kWh för landbaserad vindkraft och till 17 öre per kWh för havsbaserad vindkraft. Samtidigt infördes en produktionsgräns för hur länge vindkraftproduktionen i ett kraftverk kan berättiga till skatteavdrag. Elproduktionen i ett vindkraftverk berättigar endast till avdrag så länge den sammanlagda produktionstiden i kraftverket, omräknat till timmar med full last, inte överstiger 20 000 timmar. (prop. 2003/04:1, bet. 2003/04:FIU01, rskr. 2003/04:42).

Avtrappningen fortsätter år 2005 då avdraget sänks till 9 öre per kWh för landbaserad vindkraft och till 16 öre per kWh för havsbaserad vindkraft.

## Elcertifikatsystemet

I juni 2002 beslutade riksdagen om energipolitikens inriktning under de närmaste åren. I detta beslut ingick ett mål för att öka den årliga användningen av el som produceras med användning av förnybara energikällor. Målet var en ökning med 10 TWh från 2002 års nivå till år 2010.

Merparten av de ovan redovisade stödsystemen löpte ut den 31 december 2002. Samtidigt fattade riksdagen ett beslut om att ett system med elcertifikat skulle införas. Den 1 mars 2003 trädde lagen (2003:113) om elcertifikat i kraft (prop. 2002/03:40, bet. 2002/03:NU6, rskr. 2002/03:133).

De huvudsakliga motiven för att ersätta de traditionella stödsystemen med elcertifikatsystemet var att öka konkurrenstrycket och drivkrafterna för teknikutveckling inom elproduktionen från förnybara energikällor (prop. 2001/02:143, s. 90). En annan konsekvens av certifikatsystemet är att finansieringen läggs på marknaden, vilket ger en ökad långsiktighet i systemet.

Elcertifikatsystemet är baserat på kvoter för användningen av el från förnybara energikällor. Producenterna av sådan el tilldelas elcertifikat av staten (ett certifikat per producerad MWh el) och elanvändare är skyldiga att den 1 april varje år inneha elcertifikat i förhållande till sin förbrukning av el under det föregående kalenderåret (kvotplikt). Elleverantörerna är skyldiga att hantera sina kunders kvotplikt, och har rätt att ta betalt för denna tjänst, såvida kunden inte väljer att själv hantera sin kvotplikt.

Den 1 mars varje år skall alla kvotpliktiga deklarerera fjolårets förbrukning. Deklarationen skall bl.a. innehålla uppgifter om hur mycket el den kvotpliktige har fakturerat/förbrukat under föregående år. Utifrån deklARATIONEN annullerar Svenska kraftnät den 1 april elcertifikat på den kvotpliktiges konto. Då måste elcertifikat motsvarande kvotplikten finnas där. Den som inte uppfyller kvotplikten skall betala en kvotpliktsavgift (högst 175 kronor år 2004).

Viss elanvändning omfattas inte av kvotplikten. Det gäller t.ex. el som förbrukas vid överföring av el (förlustel), el som en elanvändare själv producerat och förbrukat samt el som förbrukas i elintensiv industri.

Det är innehavare av produktionsanläggningarna där el produceras med användande av vindkraft, solenergi, vågenergi, geotermisk energi, vissa biobränslen samt viss vattenkraft som är berättigade att bli tilldelade elcertifikat.



Regeringen eller, efter regeringens bemyndigande, Energimyndigheten får meddela föreskrifter om vilka krav som skall ställas på biobränslen för att produktionen av el skall berättiga till elcertifikat. Vidare gäller att innehavaren av en anläggning där el produceras med vattenkraft skall vara berättigad att bli tilldelad elcertifikat om produktionen sker i

- en anläggning som är i drift vid utgången av april 2003 och som har en installerad effekt som inte är högre än 1 500 kW,
- en anläggning som har tagits ur drift före den 1 juli 2001 och som därefter tagits i drift efter utgången av 2002, eller
- en anläggning som tagits i drift första gången efter utgången av 2002.

Om produktionskapaciteten efter lagens ikraftträdande ökats i en anläggning som var i drift vid utgången av april 2003 skall den ökade produktionen av el berättiga innehavaren att bli tilldelad elcertifikat, enligt de föreskrifter som meddelas av regeringen eller, efter regeringens bemyndigande, Energimyndigheten.

Från den 1 april 2004 är också torv ett certifikatberättigande bränsle när den används för elproduktion i kraftvärmeverk.

Generellt gäller att om flera småskaliga anläggningar finns i närheten av varandra och gemensamt matar in el på ledningsnätet, skall de anses som separata anläggningar vid tillämpningen av elcertifikatslagen.

Elcertifikatsystemet hanteras i första hand av Energimyndigheten, som är tillsynsmyndighet, och Svenska kraftnät som genom dess införande fått delvis nya uppgifter. Också Finansinspektionen har fått en begränsad, tillkommande uppgift genom att ansvara för tillsynen över handeln med elcertifikat.

### Det första året med elcertifikatsystemet

Energimyndigheten har regeringens uppdrag att utvärdera elcertifikatsystemet. Uppdraget har avrapporterats i två etapper, den 1 maj och den 1 november 2004.<sup>4</sup>

I september 2004 var totalt 1 716 produktionsanläggningar godkända och 732 kvotpliktiga registrerade för hantering av kvotplikt.

---

<sup>4</sup> Uppgifterna i detta avsnitt är hämtade från Energimyndighetens rapport "Översyn av elcertifikatsystemet, Delrapport etapp 2", November 2004.

Enligt inkomna deklARATIONER uppgår den kvotpliktiga elförbrukningen under år 2003 totalt till cirka 61,1 TWh, och med en kvotplikt för år 2003 på 0,074 så skulle totalt cirka 4,52 miljoner elcertifikat annulleras per 1 april 2004 för att kvotplikten skall vara fullföljd. Den 1 april annullerades 3,5 miljoner (3 489 984) elcertifikat vilket innebar 77,1 procents kvotuppfyllnad. Det saknades därmed drygt 1 miljon (1 032 782) elcertifikat. De företag som inte annullerat tillräckligt med elcertifikat har fått erlægga kvotpliktsavgift på 175 kr per certifikat, vilket har gett en kvotpliktsintäkt på 180,7 miljoner kronor.

Större delen av år 2003 och de första månaderna år 2004 låg priset på elcertifikaten på cirka 240 kronor/MWh. Efter att i april tillfälligt ha sjunkit till cirka 200 kronor/MWh är priset åter uppe i ungefär 240 kronor/MWh. Bortsett från en tillfällig prisnedgång i april har certifikatpriset alltså legat relativt konstant kring 240 kronor/MWh.

Tabell 10.2. Antal anläggningar godkända för tilldelning av elcertifikat den 1 maj 2004 uppdelat per kraftslag

	Godkända anläggningar [st]	Installerad effekt [MW]	Förnybar elproduktion [GWh/år] <sup>1)</sup>	Utnyttningstid [h]
Vatten	1 028	496,3	1 754,3	3 535
Vind	562	416,1	724,0	1 740
Biobränsle	100	3 192,4	7 233,2	2 266
Sol	1	0,008	0,006	750
<b>Totalt</b>	<b>1 692</b>	<b>4 104,8</b>	<b>9 711,7</b>	

1) Produktionsvärden för perioden 1 maj 2003 till 30 april 2004 baseras på antal utfärdade elcertifikat.

Källa: Energimyndigheten och Svenska Kraftnät, 2004-08-16.

Det är biobränsleproduktionen som dominerar i elcertifikatsystemet. Den förnybara elproduktionen för perioden 1 maj 2003 till 30 april 2004 uppgick till 9,7 TWh baserat på antalet utfärdade elcertifikat (tabell 10.2). Av dessa kommer 74,5 procent från biobränsle, 18 procent från småskalig vattenkraft och 7,5 procent från vind-

kraft. Utnyttningstiden har beräknats till 3 535 timmar respektive 1 740 timmar inom småskalig vattenkraft respektive vindkraft.<sup>5</sup>

I de 9,7 TWh förnybar elproduktion ingår all befintlig produktion och det som har tillkommit i nya anläggningar (uppskattningsvis 0,1 TWh) samt biobränsleproducenternas ökade användning av förnybara bränslen i sina anläggningar.

Energimyndigheten framhåller att erfarenheterna från det första året med elcertifikatsystemet överlag är goda. Merparten av de mindre problem som ändå uppstått kan hänföras till kategorin barnsjukdomar.

#### 10.3.4 Ekonomiska förutsättningar de kommande åren

Under de kommande åren höjs kvotplikten successivt fram till år 2010. De framtida kvotnivåerna skall ses över vartannat år med start år 2004.

Kvotpliktsavgiften uppgår till 150 procent av det volymvägda medelvärdet av elcertifikatpriset för den tolv månadersperiod som kvotplikten avser. För de elcertifikat som skall annulleras åren 2004 och 2005 har tak satts för avgiften på 175 kr respektive 240 kronor per certifikat. Under år 2003 nådde elcertifikatpriserna en sådan nivå att kvotpliktsavgiften nådde taket på 175 kr.

Energimyndigheten konstaterar i sin utvärdering att elcertifikatsystemet ännu inte har lett till någon omfattande produktionsökning av förnybar el. Trots att så lite investeringar i ny produktionskapacitet tillkommit finns i dag ett utbudsöverskott av certifikatberättigad elproduktion. Den förnybara elproduktion som erhållit stöd av systemet består till största delen av produktionskapacitet som fanns redan innan systemet sattes i drift. Den produktion som kommit till är inte resultat av investeringar i ny produktionskapacitet utan produktionsökningar i redan befintliga anläggningar.

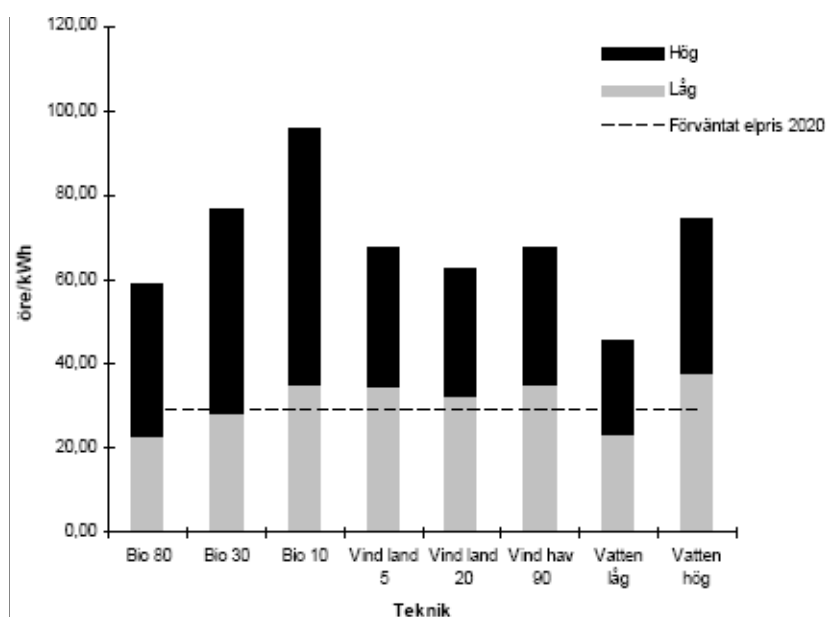
Eftersom investeringar tar tid är detta inte något anmärkningsvärt utan helt i linje med det förväntade utfallet. Myndigheten har analyserat stödbehovet för nya anläggningar och anser inte att det finns skäl att betvivla att elcertifikat utgör ett tillräckligt stöd även för nyinvesteringar och att dessa kommer till stånd när möjligheterna till produktionsökningar till låg kostnad är uttömda.

---

<sup>5</sup> Med utnyttningstid avses det antal timmar en anläggning behöver för att producera årsproduktion vid full effekt.

Figur 10.2 illustrerar produktionskostnaderna för nya anläggningar för förnybar elproduktion i relation till prognosticerat elpris (29 öre/kWh). Då beräkningarna uppvisar stor variation för olika tekniker beroende på avskrivningstid, kalkylränta och värmekreditering har diverse olika scenarios beräknats. I figuren visas resultaten i form av höga respektive låga elproduktionskostnader för anläggningar med dagens teknik, i syfte att visa mellan vilka intervall de varierar.<sup>6</sup> Investeringarna avser ett ”standardläge”, dvs. hänsyn har inte tagits till speciella lokaliseringsanknutna kostnader som anslutning till kraftnätet, långa kylvattenkanaler, nya anslutningsvägar, tomt/markarrende.

Figur 10.2. Elproduktionskostnad för dagens teknik för ny förnybar produktion



Källa: Energimyndigheten: "Översyn av elcertifikatsystemet, Delrapport etapp 2". (Energimyndighetens beräkningar, Elforsk 2003).

<sup>6</sup> De lägre elproduktionskostnaderna är resultatet av en kalkyl med 30 års avskrivningstid, 6 procent kalkylränta samt en värmekreditering på 0,21 öre/kWh<sub>värme</sub>. De höga elproduktionskostnaderna är resultatet av en kalkyl med 15 års avskrivningstid, 14 procent kalkylränta samt en värmekreditering på 0,15 öre/kWh<sub>värme</sub>.

Av figuren framgår att med ett elcertifikatpris på 200–240 kr (20–24 öre/kWh) täcks också en försvarlig del av kostnadsstaplarnas högkostnadsdelar. Till elpris + elcertifikatpris skall också läggas 1–3 öre/kWh i ersättning från nätföretagen för s.k. nätnytta. Intäktsidan uppgår därmed till totalt 50–56 öre/kWh.

En förutsättning för att nyproduktion skall komma till stånd är dock att aktörerna i systemet kan få en rimlig avkastning från stödsystemet under investeringens livslängd. De fem år som återstår av systemets livslängd är inte tillräckligt för att skapa den långsiktighet och trovärdighet som krävs.

Om det energipolitiska målet om 10 TWh ny förnybar el till år 2010 skall uppnås är det således enligt Energimyndighetens utvärdering önskvärt att systemet permanentas, samt att ambitionsnivå och kvoter sätts med en tillräckligt lång tidshorisont för att skapa rimliga villkor för investeringar. Enligt myndighetens bedömning finns förutsättningar att öka ambitionsnivån i elcertifikatsystemet till 15 TWh till år 2012, givet att systemet permanentas och kvoter sätts långsiktigt även efter år 2012 så att rimliga investeringsvillkor och förtroende för systemet skapas. En förutsättning är att ambitionsnivå och kvoter fastställs långsiktigt även efter 2010.

Energimyndigheten har särskilt analyserat de ekonomiska villkoren för befintliga vindkraftsanläggningar och förutsättningarna för framtida utbyggnad. Man konstaterar att de som vågade satsa 60 procent av sitt kapital på en relativt ny teknik i mitten av 1990-talet hittills har gjort en bra investering. En vindkraftsinvestering har de senaste åren haft god vinstmarginal, oaktat vindens energiinnehåll.

För nya investeringar i vindkraft är myndighetens slutsats att en stor utbyggnad av vindkraft kommer att kunna ske utan ett kompletterande stöd, under förutsättning att elcertifikatsystemet permanentas samt ambitionsnivå och kvoter fastställs långsiktigt. Bristen på annan produktion bör generera högre elcertifikatspriser än i dag och således tillräckliga stödnivåer för investeringar i vindkraft.

Om man ändå vill ge särskilt stöd till vindkraft förordar myndigheten att eventuella kompletterande stöd undersöks vidare, som stöd vid nätanslutning, stöd vid finansiering eller en ny etapp av pilotprojektstöd. En nackdel med ett stöd speciellt riktat till vindkraft är dock att konkurrensen inom elcertifikatsystemet snedvrids.

Energimyndigheten bedömer att merparten av de befintliga anläggningar som i dag ingår i systemet är kommersiellt själv-

bärande (främst industriellt mottryck men även en del kraftvärmeverk och vattenkraftverk) eller har baserat sina investeringsbeslut endast på investeringsstöd men inget driftstöd (främst kraftvärmeverk och vattenkraftverk). Det finns därför anledning att överväga en begränsning av tiden en anläggning kan erhålla elcertifikat och därmed även fasa ut befintliga anläggningar ur systemet. Det främsta skälet till detta är att låta konsumenterna via sin kvotplikt finansiera nyinvesteringar och inte kommersiellt självbärande anläggningar. Det är således en fråga om att upprätthålla konsumentens förtroende för systemet.

#### 10.4 Överväganden och förslag

**Utredningens förslag:** Den bestämmelse i 4 kap. 10 § ellagen upphävs som innebär att småskaliga elproduktionsanläggningar endast skall betala den del av nätavgiften som motsvarar den årliga kostnaden för mätning, beräkning och rapportering på nätkoncessionshavarens nät. Likaså upphävs den bestämmelse i 3 kap. 14 § ellagen som innebär att kostnaden för mätning i inmatningspunkten hos en småskalig elproducent inte skall debiteras denne.

En förutsättning för dessa förslag är att elcertifikatsystemet förlängs efter år 2010 och att ambitionsnivå och kvoter fastställs långsiktigt.

Något kompletterande stöd, utöver elcertifikatsystemet, krävs inte. Skulle ett sådant stöd ändå anses nödvändigt förordar utredningen ett övergångsstöd till småskaliga anläggningar med tre öre/kWh som trappas ned under sex års tid. Stödet finansieras genom en särskild nätavgift för stöd till småskalig elproduktion som betalas av elanvändarna.

Ett första konstaterande är att Energimyndighetens analys, som redovisas i avsnitt 3 ovan, visar att det torde finnas ett ekonomiskt utrymme för att ta bort bestämmelsen i 4 kap. 10 § ellagen om befrielse från nätavgift för småskaliga elproduktionsanläggningar samt undantaget för dessa i 3 kap. 14 § ellagen angående kostnader för mätutrustning. En förutsättning för denna slutsats är att elcertifikatsystemet förlängs efter år 2010 och att systemets ambitionsnivå och kvoter fastställs långsiktigt.

Om förutsättningen uppfylls är det utredningens bedömning, liksom myndighetens, att prisnivån på elcertifikat framgent kommer att ligga kvar på en nivå som möjliggör investeringar i nya anläggningar och att dessa kommer att genomföras när möjliga produktionsökningar i befintliga anläggningar tagits till vara. Analysen visar också att det inte krävs särskilda stödinsatser för vissa kraftslag, som exempelvis vindkraft. Systemet kan i stort väntas fungera som avsett.

De kalkylresultat som redovisats i figur 10.2 demonstrerar att det också finns utrymme för att ta bort det indirekta stöd som avgiftsbefrielsen för småskalig elproduktion innebär. Energimyndigheten konstaterar i utvärderingen att brist på nya produktionsalternativ bör generera högre certifikatpriser än i dag. Därmed bör även borttagandet av avgiftsbefrielsen kunna hanteras inom ramen för certifikatsystemet för de småskaliga anläggningar som omfattas av detta.

Utredningen vill också understryka att elcertifikatsystemet är ett marknadsbaserat system som syftar till att de mest kostnadseffektiva elproduktionsalternativen, baserade på förnybar energi, skall utnyttjas i första hand. Särskilda bestämmelser, som innebär en kostnadsfördel för vissa anläggningar, snedvrider systemet och leder till mindre effektiva satsningar. Därför bör den småskaliga elproduktionen, liksom andra elproduktionsanläggningar, betala för sin användning av elnätet.

Det skall understrykas att de kostnadsökningar som då skulle belasta de små produktionsanläggningarna (4–10 öre/kWh), och som redovisats i avsnitt 10.3.2 ovan, är starkt beroende av de berörda anläggningarnas energiproduktion och effekt. Kostnadsökningarna skulle möjligen kunna bli besvärande för anläggningar med sämre prestanda, men detta skulle inom ramen för certifikatsystemets innebära ett kraftigare stöd för andra effektivare produktionsenheter. En större inmatning ger i allmänhet en lägre avgift per kWh.

I själva verket kan borttagandet av undantagsbestämmelserna komma att leda till lägre kostnader än vad kalkylerna i föregående avsnitt indikerar. Kalkylerna är baserade på kostnader för dagens teknik. Som det många gånger påpekats innebär effektgränsen 1 500 kW för befrielse från nätavgift ett utvecklingshinder, som skulle undanröjas om bestämmelsen avskaffas. En följd av att ta bort avgiftsbefrielsen skulle därför inte enbart vara att ett utvecklingshinder undanröjs, utan också att de ekonomiska drivkrafterna

att utnyttja tillgängliga skalfördelar stärks och därmed möjligheterna att sänka kostnaderna per levererad kWh el.

Utredningens förslag har kritiserats för att motverka utvecklingen av el från förnybara energikällor. Utredningens uppfattning är dock den motsatta, nämligen att avskaffandet av avgiftsbefrielsen också innebär avskaffandet av hinder. Som påpekats ovan har effektgränsen om 1 500 kW inneburit ett utvecklingshinder, som genom förslaget avlägsnas. Avgiftsbefrielsen innebär också en snedvridning av det marknadsbaserade elcertifikatsystemet, där vissa producenter erhåller ett särskilt stöd. Förslaget innebär att också detta effektivitetshinder tas bort.

Utan den implicita effektbegränsning som ligger i regeln om avgiftsbefrielse för småskalig elproduktion bör det alltså finnas goda möjligheter att i tillkommande produktionsanläggningar bättre utnyttja stordriftsfördelar och sänka kostnaderna för produktion och inmatning på nätet, och därmed öka det ekonomiska överskottet.

Utredningen förutsätter att elcertifikatsystemet kommer att förlängas efter år 2010, och drar då slutsatsen att något ytterligare stöd, utöver det som ges genom systemet, inte kommer att krävas. Att behålla de aktuella undantagsbestämmelserna skulle däremot motverka den önskvärda tekniska utvecklingen i den förnybara elproduktionen. Utredningens förslag är därför att bestämmelserna i 3 kap. 14 § och 4 kap. 10 § ellagen tas bort.

Utredningen förutsätter att det kontinuerligt sker förändringar inom nätområdena som leder till tarifföversyner, och att utredningens förslag därför inte kommer att komplicera tariffsättningen märkbart.

Förslaget innebär att nättariffen för en småskalig elproduktionsanläggning skall vara skälig och saklig i enlighet med vad som gäller enligt ellagen. Den kommer således att motsvara dennes andel av kostnaderna för den del av nätet som elen från produktionsanläggningen tar i anspråk, samt kostnaderna för mätning, avräkning, m.m. Som framhållits ovan i avsnitt 10.3.2 bör i allmänhet inmatningstariffen vara lägre än uttagstariffen i nätområdet.

Utredningen har också i uppdrag att föreslå alternativ till att ta bort bestämmelsen. Detta uppdrag har tolkats som att utredningen skall lämna förslag till ett kompletterande stöd till mindre elproducenter, om ett sådant skulle krävas utöver elcertifikatsystemet för att stödnivån skall bli tillräcklig.



I första hand skall det upprepas vad som redan påpekats ovan, att systemet med elcertifikat måste anses som tillräckligt för att möjliggör investeringar i nya anläggningar på den nivå som beslutats som mål för ökad användning av förnybara energikällor. Det är därför utredningens uppfattning att det inte krävs något kompletterande stöd för vissa slag av produktionsanläggningar. Elcertifikatsystemet är utformat för att fördela stödsatserna till de mest kostnadseffektiva projekten. Denna fördelningsmekanism bör inte störas genom införandet av ytterligare, särskilt riktade stöd.

Skulle ändå något form av kompletterande stöd anses nödvändigt förordar utredningen ett övergångsstöd till småskaliga anläggningar, i syfte att ge dem en mjukare anpassning till det nya systemet med full nätavgift. Ett sådant system skulle exempelvis kunna utgå med tre öre/kWh el under de första åren, för att sedan trappas ned med ett öre vartannat år så att stödet är borttaget efter sex år. Stödnivån tre öre/kWh motsvarar ungefär det förslag till övergångsstöd som föreslogs av Elcertifikatutredningen.

Stödet bör kunna finansieras genom att en särskild nätavgift för stöd till småskalig elproduktion som betalas av elanvändarna via nätföretagen. Det finns i dag drygt 1 700 produktionsenheter, som skulle beröras av stödet, med en sammanlagd produktion av 2 400 GWh el per år. Utslaget på landets ca 5 miljoner eluttagspunkter innebär det en avgift omkring 14 kronor per uttagspunkt och år.

I fråga om hanteringen av stödet bör erfarenheten från hanteringen av det tillfälliga stödet för el producerad i småskaliga produktionsanläggningar (den s.k. nioöringen) vara utgångspunkt.

En förutsättning för att införa ett sådant stöd är att det av EG-kommissionen bedöms vara förenligt med den gemensamma marknaden.

Det kan beräknas tillkomma ytterligare ett antal stödberättigade anläggningar under de närmaste åren, dock inte så många eftersom stödet skulle trappas av relativt snart. Utredningen förutsätter att det skulle behövas en nätavgift för stöd till småskalig elproduktion på ca 15 kronor per år under de första två åren, som sedan sänks till ca 10 kronor per år under två år, och därefter till ca 5 kronor per år under två år.

Återigen skall framhållas att det kompletterande stödet sannolikt inte kommer att behövas. Certifikatsystemets utformning torde i stället komma att upphäva effekten genom en lägre certifikatsprisnivå. Utredningen vill ändå understryka att om något extra stöd

anses nödvändigt så är ett direkt avgiftsfinansierat och synligt stöd att föredra, såsom här beskrivits, i stället för ett indirekt, dolt stöd som den nu gällande avgiftsbefrielsen.

# 11 En alternativ elmarknadsmodell

## 11.1 Bakgrund

Utredningen har i uppdrag att se över behovet av ytterligare förändringar av lagstiftningen på el- och naturgasmarknaderna. Mot bakgrund av detta generella uppdrag har utredningen uppmanats att ta upp och överväga under senare år diskuterad långtgående omorganisation av elmarknaden. I detta avsnitt redovisas arbetet i denna del. Redovisningen innehåller en översikt av den föreslagna alternativa marknadsmodellen, en genomgång av vissa av modellens egenskaper, samt slutligen utredningens slutsatser angående såväl möjligheten som lämpligheten av att genomföra en så radikal omorganisation av elmarknaden.

### 11.1.1 Den svenska/nordiska "modellen"

En genomgripande reformering av den svenska elmarknaden trädde i kraft den 1 januari 1996, dvs. för nio år sedan. Det nya regelverket utformades i syfte att öppna elproduktion och elförsäljning för konkurrens. Avsikten var att genomföra omorganisationen utan större strukturella förändringar än nödvändigt. Energikommisionen konstaterade följande i delbetänkandet "Ny elmarknad" (SOU 1995:14, s. 47):

Elmarknadsreformen innebär förändringar av elmarknadens funktions-sätt. Den grundläggande förändringen ligger i att aktörernas ansvar på marknaden ändras och preciseras. Huvudprincipen är att produktion och försäljning av el skall ske i konkurrens, medan nätverksamheten som är ett naturligt monopol skall regleras och övervakas på särskilt sätt. Det samlade ansvaret för drift och leveranssäkerhet (systemansvaret) åläggs staten. Reformen innebär dock inte någon förändring av de grundläggande principerna för elsystemets drift.

Under åren efter elmarknadens avreglering har regelverket utvecklats och genomgått ett stort antal förändringar. Det är ändå korrekt att hävda att elmarknaden i sin grundstruktur fortfarande överensstämmer med den "gamla elmarknaden".

Samtidigt har lika eller mer långtgående reformer av elmarknadens regelverk genomförts i många länder. Inom EU har ett gemensamt regelverk utarbetats. Det första elmarknadsdirektivet införlivades från och med år 1999 i medlemsländernas lagstiftning.<sup>1</sup> Ett reviderat elmarknadsdirektiv har beslutats och regeringen har i en remiss till lagrådet den 14 oktober 2004 föreslagit ett antal ändringar i ellagen i syfte att genomföra det.<sup>2</sup> En EG-förordning om gränsöverskridande handel med el gäller sedan sommaren 2003.<sup>3</sup>

Utvecklingen av ett gemensamt europeiskt regelverk har inte krävt några större anpassningar av lagstiftningen i Sverige och Norden. Reformeringen av de nordiska ländernas elmarknader föregick den europeiska regelutvecklingen, och den nordiska marknadsutvecklingen har därför varit vägledande vid utformningen av EG-direktiven. Grundstrukturen i det gemensamma europeiska regelverket är därför detsamma som i det svenska. Marknaden skall öppnas så att alla elkonsumenterna kan välja elleverantör, och nätverksamhet och elhandel skall separeras. Snarare har några andra medlemsländer fått genomföra mer genomgripande omstruktureringar av sina elmarknader än vad som krävts i Norden.<sup>4</sup>

### 11.1.2 Debatten om en alternativ elmarknad

Mot bakgrund av ambitionerna i ett stort antal länder att konkurrensutsätta elproduktion och elhandel har frågan om elhandelns organisering varit föremål för en omfattande internationell debatt. I många länder har dock diskussionen förts mot bakgrund av andra

---

<sup>1</sup> Europaparlamentets och rådets direktiv 96/92/EG av den 19 december 1996 om gemensamma regler för den inre marknaden för el (EGT nr L 27, 30.1.1997, s. 20).

<sup>2</sup> Europaparlamentets och rådets direktiv 2003/54/EG av den 26 juni 2003 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om upphävande av direktiv 96/92/EG (EUT L 176, 15.7.2003, s. 37).

<sup>3</sup> Europaparlamentets och rådets förordning (EG) nr 1228/2003 av den 26 juni 2003 om villkor för tillträde till nät för gränsöverskridande elhandel (EUT L 176, 15.7.2003, s. 1.).

<sup>4</sup> Ett exempel är Storbritannien som redan i slutet av 1980-talet genomförde en elmarknadsreform baserad på att all fysisk handel skulle gå via "The Pool". Sedermera har elmarknaden av flera skäl omorganiserats i riktning mot den nordiska modellen.

elmarknadsstrukturer än de som gäller i Sverige. En aktuell rapport till Elforsk innehåller en kortfattad redovisning av den internationella debatten.<sup>5</sup>

Inom Sverige har det under lång tid funnits en relativt stor enighet om att behålla den ”svenska modellen”, dvs. den svenska elmarknadens grundstruktur. De större revideringar av regelverket som genomförts efter år 1996, t.ex. schablonreformen, har som redan påpekats inte inneburit några ändringar i detta avseende. Under de senaste åren har dock förslag om en mer radikal omorganisering av den svenska elmarknaden förts fram i debatten. Förslagen, vars grundtanke är att spotmarknadspriserna skall ges fullt genomslag i konsumentledet, lanserades år 2001 av direktör Gunnar Fabricius och har sedermera också förordats i motioner till riksdagen.

I korthet innebär den föreslagna marknadsmodellen att dagens nätägare skall ta över ansvaret för de fysiska elleveranserna till slutkunder. Leveranserna skall alltid ske till rörligt spotpris. Dagens elhandelsföretag ges i modellen rollen att leverera olika produkter för prissäkring. Den föreslagna marknadsorganisationen skulle enligt förespråkarna leda till en förenklad hantering av mätvärden och prognoser för elförbrukningen, och samtidigt stimulera en större priskänslighet hos slutkunderna än i dag. Framför allt pekar man på att modellen bör ge en ökad effektpriskänslighet.<sup>6</sup> Reformens förespråkare menar också att denna modell skulle kunna komma kunderna tillgodo i form av bättre konkurrens, eftersom regelverket endast skall omfatta den renodlade handeln med el som frikopplas från handeln med pridförsäkringar.

Modellens förespråkare har presenterat den i olika inlagor till riksdagens näringsutskott. Den har också tagits upp i ett antal motioner från Miljöpartiet. I motion 2001/02:N58 föreslog man att en sådan alternativ elmarknadsmodell skulle utredas, vilket dock avlogs. Liknande förslag har därefter återkommit. Våren 2003 avstyrkte Näringsutskottet flera motioner från Miljöpartiet i vilka begärdes att en utredning om elmarknaden skulle tillsättas i syfte att reformera denna (bet. 2002/03:NU6, bet. 2002/03:NU11). Senast behandlades våren 2004 två motioner där en reformering av dagens elmarknad föreslås. Utskottet hänvisar i sitt betänkande till El- och gasmarknadsutredningens arbete. Utskottet upplyser att

---

<sup>5</sup> Bergman, L. och Amundsen, E.S.: ”Hur bör elhandeln organiseras?” (Elforsk rapport 2004:10), kap. 2.

<sup>6</sup> Dvs. en ökad känslighet för prisökningar vid brist på effekt vid ett givet tillfälle (timme).

man erfarit att utredaren har för avsikt att även närmare analysera den i motionerna föreslagna modellen och ser med tillförsikt fram mot utredningens slutsatser i frågan. I en partimotion från Miljöpartiet (2004/05:N307) hösten 2004 återkom kravet på en utredning.

Modellen diskuteras relativt utförligt i den ovan nämnda Elforsk-rapporten, där den jämförs med tre andra modeller för elhandelns organisering. Rapportens bedömningar och slutsatser redovisas i avsnitt 11.2.2 nedan.

Riksdagens utredningstjänst presenterade i början av mars 2004 en promemoria om konkurrensen på elmarknaden (InfoPM 3/2004). Där berörs också alternativa modeller till dagens elhandelsystem, bl.a. den som förespråkats av Miljöpartiet. Modellen anses vara intressant, främst för att den skulle skapa en marknad för eleffekt. Det påpekas att elkonsumenterna i dag sällan möter marginalkostnaden för elanvändningen då de oftast betalar ett fast pris. Samtidigt framhålls att statistiken över hushållens elanvändning har en låg detaljeringsgrad, vilket gör det svårt att bedöma hur hushållen skulle kunna påverka sin elanvändning om känslighet för elpris och bristkostnader ökas. Det påpekas också att det inte går att se några incitament till prispress på utbudssidan, då konsumenten inte kan välja elleverantör. Därtill betonas att ett ensidigt införande av modellen i Sverige kan innebära försämrade villkor för industrin eftersom ett eventuellt införande av modellen troligen skulle leda till högre energirelaterade kostnader genom högre priser då industrin inte kan teckna bilaterala avtal. Det sägs även att premierna för riskförsäkringar möjligen kan bli högre. Utredningstjänsten efterlyser en mer djuplodande analys av effekterna.

## 11.2 Den alternativa elmarknadsmodellen

Som redan angivits har varianter av den alternativa modellen diskuterats under ett antal år. Underlaget för diskussionerna har dock varit relativt knapphändigt och modellen har inte varit specificerad i någon detalj. Över tiden har dessutom modellstrukturen på några punkter väsentligt förändrats. Utredningen har därför låtit Gunnar Fabricius utarbeta en aktuell modellbeskrivning. Han har till utredningen lämnat promemorian ”Kortfattad beskrivning av förslag till reformering av elmarknaden”. Den återfinns som rapport 5 i

betänkandets bilagedel, och den fortsatta diskussionen av modellen är baserad på denna beskrivning.

I detta avsnitt återges modellens grundläggande struktur. Därefter refereras den analys och bedömning av modellen som Bergman och Amundsen redovisat i den nämnda rapporten till Elforsk. Vid ett sammanträde har utredningen relativt utförligt diskuterat modellen med Gunnar Fabricius. Därvid har modellens funktionalitet ifrågasatts på flera punkter, och dessa invändningar redovisas i avsnitt 11.3. Slutligen diskuteras i det avslutande avsnittet 11.4 utredningens syn på en radikal omorganisation av elmarknaden.

### 11.2.1 Modellens grundstruktur

Modellens grundstruktur kan sammanfattas i följande punkter.

- I princip skall alla konsumenter och producenter handla el till samma spotpris per timme.
- Priset skapas genom att producenterna lägger bud till spotmarknad med auktionsförfarande.
- Svenska kraftnät lämnar underlag till prisbildningen genom att prognostisera den samlade efterfrågan, och informera konsumenterna om detta.
- Nord Pool bör ensamt svara för prisbalanseringen på elmarknaden.
- Nätföretagen behåller dagens uppgifter, men skall dessutom sälja el till konsumenterna.
- Nätföretagen debiterar konsumenterna spotpriset för mottagen el plus överföringsförluster, men inga påslag därutöver.
- Nät- och pridförsäkringsverksamhet separeras och nätföretagen tillåts inte att sända mätvärden till andra än konsumenterna.
- Konsumenterna tar ut efterfrågad el från nätet ("handlar el genom att trycka på strömbrytaren") och debiteras spotpris för uttagen el plus nätförluster av sitt nät företag.
- Konsumenter och producenter kan pridförsäkra sig, men detta skall ske vid sidan om den reglerade elmarknaden.

Modellen innebär således att alla elkonsumenter debiteras ett och samma spotpris per timme.<sup>7</sup> Konsumenten har möjlighet att prisförsäkra sig, och därmed betala för att undvika prisrisker, men utgångsläget är att de debiteras det aktuella spotpriset. Den konsument som inte vidtar särskilda åtgärder möter alltså spotpriset, till skillnad från dagens inaktiva konsumenter som vanligen handlar el till ett s.k. tillsvidarekontrakt utan kortsiktiga prisvariationer.

Fabricius framhåller vissa utvecklingsmöjligheter som han menar skulle kunna följa om modellen infördes. De kan kort sammanfattas enligt följande.

- tidsskillnaden mellan prognos, prissättning och leveranstimme bör kunna minskas kraftigt,
- en sådan utveckling mot prisbildning i realtid bör leda till en mer noggrann och lätthanterlig frekvensbalansering,
- information om det aktuella priset bör enkelt och billigt kunna distribuera till konsumenterna,
- mätningen bör kunna förenklas,
- timmätning i kombination med leverans till spotpris bör skapa incitament till effektiv energianvändning,
- en långtgående standardisering av riskförsäkringarna bör bli möjlig,
- nättariffen bör kunna förenklas (en sakligt grundad nättariff bör vara en fast årsavgift som är relaterad till konsumentens maximala effektuttag),
- konkurrensen kommer att ligga i prisbildningen på spotmarknaden, och på sikt bör speciella budregler utvecklas för att säkra en genomlyst och trovärdig prisbildning,
- på den finansiella marknaden bör man kunna skapa en behovsrelaterad riskhantering så att enskilda parter kan använda marknaden för att hantera risk,
- dagens elskatt i fasta ören/kWh ger inga incitament till att spara på effekt men bör kunna förändras till en skattesats som relateras till det löpande spotpriset.

---

<sup>7</sup> I termer av Bergman-Amundsens redovisning är förslaget en variant av "spot price pass-through" där kunden har ett BES-kontrakt (Basic Electricity Service).



### 11.2.2 Elforskrapporten

Den föreslagna modellen diskuteras av Bergman–Amundsen i den ovan nämnda Elforsk-rapporten.<sup>8</sup> De tar upp två varianter av modellen som skiljer sig från varandra med avseende på var balansansvaret är placerat. I en variant finns, liksom i dagens system, ett decentraliserat balansansvar även om det är nätföretagen i stället för elhandelsföretagen som har denna uppgift. I den andra varianten är balansansvaret, liksom i den här refererade modellbeskrivningen, centraliserat till systemoperatören, dvs. Svenska kraftnät. En konsekvens i den senare varianten är att betydligt färre aktörer har anledning att handla på Nord Pools spotmarknad och att Svenska kraftnät på ett eller annat sätt måste göra egna kortsiktiga prognoser på den totala elanvändningen.

Bergman-Amundsens bedömning är att den första av dessa två varianter är överlägsen den senare. Jämfört med nuvarande system pekar man på vad man menar är två väsentliga fördelar. Den ena är att kostnaderna för att framställa och förmedla mätvärden är lägre. Den andra är att elkonsumenterna skulle konfronteras med priser som på ett bättre sätt än för närvarande speglar elproduktionens faktiska marginalkostnader. Detta skulle troligen öka efterfrågans kortsiktiga priskänslighet och därmed minska behovet av s.k. topp-effekt.

En väsentlig nackdel med modellen är enligt Bergman-Amundsen att den, åtminstone initialt, överför finansiella risker från elhandelsföretag till elkonsumenterna. Detta innebär en omfördelning av risk från aktörer som har en relativt låg kostnad att bära risk till aktörer som har en relativt hög kostnad att bära risk. Visserligen förutsätts att nya aktörer på elmarknaden kommer att erbjuda prisförsäkringar, men huruvida detta kommer att ske är osäkert. Speciellt skulle modellen varaktigt leda till reducerad konkurrens och ett mer begränsat utbud av alternativa kontrakt på elmarknaden.

Den stora vinsten anses ligga i att kostnaden för att hantera mätvärden skulle bli lägre. Men dessa kostnader är inte så stora och det är sannolikt att de med tiden kan bli betydligt lägre. Kostnaden för de konkurrensbegränsningar som en sådan reform skulle medföra torde däremot växa med tiden. Speciellt kan konkurrerande elhandelsbolag spela en viktig roll när det gäller att utveckla produkter som konsumenterna sätter värde på. De kan också bidra till

---

<sup>8</sup> Bergman och Amundsen, a.a.

att nya företag etablerar sig som elproducenter och därmed skapar konsumentvärdet genom ökad konkurrens på elmarknaden.

Bergman-Amundsen menar vidare att de samhällsekonomiska vinster som hänger samman med en bättre följsamhet på marginalen mellan konsumentpriser och kostnader skulle kunna realiserats genom en ganska begränsad reform. Mot en större reform talar också att en sådan med nödvändighet skulle medföra omställningskostnader.

I sammanfattning anser Bergman-Amundsen att det i frånvaro av kvantitativa uppskattningar av samtliga relevanta effekter inte är möjligt att jämföra fördelar och nackdelar av en reformering av den svenska elhandeln i enlighet med de framförda förslagen. Ändå talar en hel del för att nackdelarna skulle överväga.

## 11.3 Analys och överväganden

### 11.3.1 Inledning

Modellbeskrivningen i rapport 5 är översiktlig, vilket gör modellen svår att utvärdera. Som nämnts har den också på flera punkter förändrats över tiden. Frågor om hur den i detalj skulle kunna och borde utformas uppkommer på punkt efter punkt. För en mer utförlig utvärdering skulle det därför i första hand krävas en fördjupad och mer detaljerad modellbeskrivning än den som nu står till buds. Detta är också nödvändigt för att möjliggöra beräkningar av den föreslagna omorganiseringens ekonomiska effekter.

Det har därför inte varit möjligt för utredningen att göra någon helhetsbedömning av modellen. (Möjligheten och lämpligheten av att alls genomföra en sådan diskuteras i ett följande avsnitt.) I stället har endast ett par centrala frågor diskuterats relativt ingående. Utredningen har koncentrerat sin granskning till ett par funktionella områden som bedömts vara av särskild betydelse för prisbildningen, konkurrensen och elkonsumenternas situation på den föreslagna marknaden.

Först måste det emellertid slås fast att en tillämpning av modellen skulle strida mot EU:s regelverk på ett flertal punkter. Dessa aspekter behandlas i det närmast följande avsnittet nedan. Därefter redovisas i avsnitt 11.3.3 utredningens synpunkter i dessa frågor.

### 11.3.2 Modellens förenlighet med EU:s regelverk

#### Elmarknadsdirektivet

De friheter som de europeiska medborgarna garanteras genom "Fördraget om upprättandet av Europeiska gemenskapen" – fri rörlighet för varor, friheten att tillhandahålla tjänster och etableringsfrihet – kan endast säkras på en fullständigt öppen marknad. Elmarknadsdirektivet syftar till att möjliggöra för de europeiska medborgarna att fritt kunna välja leverantör och för alla leverantörer att inom gemenskapen leverera fritt till sina kunder.

En av de grundläggande rättigheterna som direktivet syftar till att säkerställa är som ovan sagts att kunderna fritt skall kunna välja elleverantör. Direktivet föreskriver därför bl.a. att medlemsstaterna skall se till att kunderna kan byta leverantör.<sup>9</sup> Till skydd för konsumenterna föreskrivs att en konsument skall kunna göra det utan kostnad. Varje elleverantör skall till slutförbrukarna redovisa varje enskild energikällas andel av den genomsnittliga bränslesammansättning som företaget använt under det gångna året samt den inverkan som elproduktionen haft på miljön, åtminstone i form av utsläpp av koldioxid och kärnbränsleavfall.

Modellen innebär i praktiken, att kunden inte kan byta leverantör eftersom den lokala nätägaren kommer att ha monopol på elleveranser inom nätområdet. Genom att all handel med el skall ske via Nord Pool kommer all el som säljs inom landet ha samma bränslesammansättning och miljöpåverkan. Slutkunden fräntas därigenom möjligheten, att genom ett aktivt val av elleverantör bl.a. påverka vilka energikällor som används för produktion av den el som den enskilde kunden förbrukar.

Elmarknadsdirektivet föreskriver också, för att säkerställa att tillträdet till nätet blir effektivt och icke-diskriminerande, att systemen för distribution och överföring drivs genom åtskilda enheter när vertikalt integrerade företag existerar.<sup>10</sup> Således skall den nätansvarige vad avser juridisk form, organisation och beslutsfattande vara oberoende av annan verksamhet avseende produktion och leverans av el. Modellen innebär, som tidigare konstaterats, att det lokala nätbolaget även kommer att fungera som leverantör av el. Även i detta avseende kommer således modellen att stå i strid med elmarknadsdirektivet.

---

<sup>9</sup> Artikel 3 i Europaparlamentets och rådets direktiv 2003/54/EG.

<sup>10</sup> Artiklarna 10 och 15 i Europaparlamentets och rådets direktiv 2003/54/EG.

För att säkerställa ett effektivt marknadstillträde för alla marknadsaktörer inklusive nya aktörer och att detta är icke-diskriminerande innehåller elmarknadsdirektivet också bestämmelser om att medlemsstaterna skall införa en särskild ordning för tredje parts tillträde till överförings- och distributionssystemen.<sup>11</sup> Genom att modellen föreskriver att all producerad el skall bjudas in på spotmarknaden och att all handel av el skall ske via Nord Pool torde modellen även i detta avseende komma att stå i strid med direktivet. I modellen nekas andra leverantörer än nätägaren tillträde till nätet och de fräntas därigenom möjligheten att tillhandahålla sina tjänster till kunderna.

Modellen, om den införs, torde i flera väsentliga avseenden komma att stå i strid med elmarknadsdirektivet och dess syften, att låta kunderna fritt välja elleverantör och leverantörerna att inom gemenskapen fritt leverera till sina kunder. Ett genomförande av modellen förutsätter en ändring av elmarknadsdirektivet.

### Konkurrensrätten

Såväl EG:s som de svenska konkurrensreglerna har till syfte att skydda en effektiv konkurrens. EG:s konkurrensregler blir tillämpliga om det s.k. samhandelskriteriet uppfylls, dvs. att förfarandet kan påverka handeln mellan medlemsstaterna. Av EG:s praxis följer att även avtal och förfaranden som till synes endast berör en, eller en del av en medlemsstat, kan ha samhandelseffekt. Förfaranden som hämmar konkurrensen och omfattar en medlemsstats hela territorium kan ofta vara sådana att de medför att uppdelningen av marknader på nationell basis befästs och därmed hindrar integrationen mellan medlemsstaterna. Den svenska konkurrenslagen är tillämplig på avtal och förfaranden som påverkar den svenska marknaden.

De konkurrensrättsliga reglerna är inte tillämpliga på ett förfarande av aktörer på en marknad som till fullo styrs av lagstiftning. För att EG:s konkurrensregler skall kunna tillämpas förutsätts att ett företags konkurrensbegränsande agerande har tillkommit på eget initiativ.<sup>12</sup> Detsamma gäller för den svenska konkurrensrättsens tillämplighet. Om företagets handlande är en direkt och avsedd

---

<sup>11</sup> Artikel 20 i Europaparlamentets och rådets direktiv 2003/54/EG.

<sup>12</sup> Mål C-359 och 379/95 Kommissionen och Frankrike mot Ladbroke Racing REG 1997 sI-6265, p 33–34.

effekt av en i lagform beslutad reglering eller en ofrånkomlig följd av denna blir inte den svenska konkurrenslagen tillämplig. Däremot har den svenska konkurrenslagen ansetts vara tillämplig på åtgärder som är en följd av förordningar som utfärdats med stöd av den s.k. restkompetensen i 8 kap. 13 § 1 st. 2 p i RF, men också inom områden där statsmakterna haft stort inflytande men avstått från att uttrycka detta inflytande genom lagstiftning.<sup>13</sup>

I modellbeskrivningen har inte klargjorts huruvida modellen skall implementeras genom lagstiftning eller genom avtal inom branschen. Inte heller har det klargjorts hur långt en eventuell lagstiftning skall sträcka sig. Det kan därför inte nu fastslås om det blir aktuellt att tillämpa konkurrensrätten på modellen men det är ändock av intresse att något granska om denna är förenlig med konkurrensrätten.

Enligt EG:s konkurrensregler (Artikel 81 i Romfördraget) är avtal och förfaranden som på ett märkbart sätt kan påverka handeln mellan medlemsstater och som har till syfte eller resultat att hindra, begränsa eller snedvrída konkurrensen inom den gemensamma marknaden förbjudna. Detta gäller särskilt om inköps- och försäljningspriser eller andra affärsvillkor direkt eller indirekt fastställs, om produktion, marknader, teknisk utveckling eller investeringar begränsas eller kontrolleras, eller om marknader och inköpskällor delas upp. Den svenska konkurrenslagen, (§ 6), överensstämmer i väsentliga delar med den EG-rättsliga regleringen.

Om modellen skulle genomföras på sådant sätt att de konkurrensrättsliga reglerna blir tillämpliga kan det ifrågasättas om inte förfarandet kommer att stå i strid med såväl de svenska som EG:s konkurrensregler. Modellen innebär ju, att försäljningspriset gentemot konsumenterna fastställs på Nord Pool och endast det pris som fastställts där får gälla gentemot kunderna. Kunderna kan således inte påverka prissättningen på el genom att byta elleverantör. Ett dylikt förfarande kan därför stå i strid med förbudet att fastställa priser. I modellen skall all producerad el säljas på Nord Pool. Detta förfarande kan innebära att marknaden begränsas på ett otillåtet sätt. Vidare bygger modellen på att marknaden delas upp mellan de olika aktörerna genom att endast de lokala nätbolagen ges rätt att leverera el till konsumenterna inom respektive nätområde. Även ett sådant förfarande kan komma att stå i strid med de konkurrensrättsliga reglerna.

<sup>13</sup> T.ex. KKV dnr 1815 och 1821/93, 1013—1014 och 1016/96 Vattenfall Naturgas AB (1997-04-23) som angick diverse leverans och samarbetsavtal avseende naturgas..

### 11.3.3 Utredningens utvärdering

#### Prisbildningen

Enligt modellbeskrivningen skall spotmarknaden ha monopol på prisbildning med avseende på fysisk el. Auktionsförfarandet på Nord Pool skall ensamt svara för prisbalanseringen på elmarknaden.

Nord Pools spotmarknad, Elspot, är en marknadsplats för handel med kraftkontrakt för leverans under kommande dygn. På spotmarknaden fastställs det så kallade systempriset (jämviktspris för utbud och efterfrågan) genom auktion. Deltagarna lämnar bud om hur stor mängd kraft de önskar sälja respektive köpa vid olika prisnivåer under varje timme nästföljande dygn. Senast klockan 12.00 dagen innan måste alla bud vara lämnade och systempriset beräknas baserat på de lämnade buden. Leverans sker därför mellan 12 och 36 timmar efter det att buden har lämnats, det vill säga mellan klockan 00.00 och 24.00 nästföljande dygn.

Det går även att lämna blockbud för en bestämd volym för ett antal på varandra följande timmar. Säljare kan även lämna flexibla timbud.

På dagens spotmarknad byggs alltså efterfråge- och utbudskurvor upp genom att köparnas respektive säljarnas individuella "budstegar" aggregeras. Jämviktspriset bestäms av kurvornas skärningspunkt, dvs. vid den nivå när den aggregerade efterfrågan överensstämmer med det aggregerade utbudet.

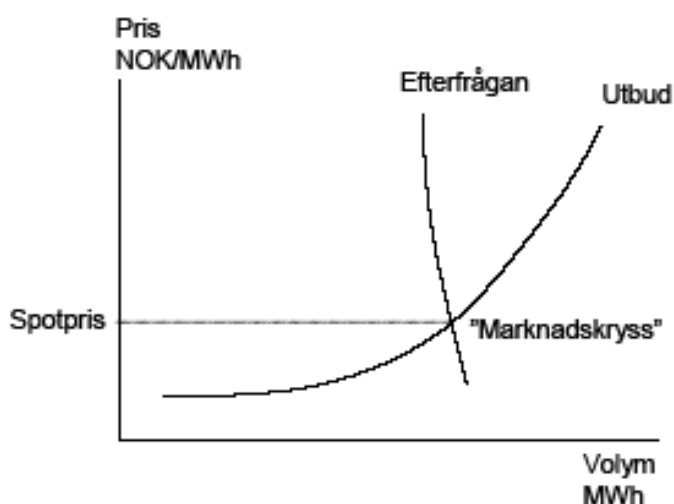
Det jämviktspris som slutligen bildas genom detta budförfarande brukar kallas för marknadskrysset på Nord Pool. Detta illustreras i figur 11.1.<sup>14</sup>

En avgörande skillnad mellan spotmarknadens funktion i dag och dess funktion på den alternativa elmarknaden ligger i hur efterfrågan på el representeras på spotmarknaden. Elkonsumenterna antas enligt modellen inte mer än undantagsvis vara aktiva på Nord Pool. De skall i stället uttrycka sin efterfrågan "genom att trycka på strömbrytaren". Därigenom skapas dock inte något bud till spotmarknaden. I stället innefattar modellen en "ställföreträdande konsument" i form av en efterfrågeprognos. Svenska kraftnät förutsätts leverera en aggregerad efterfrågeprognos till Elspot, för varje kommande timme.

---

<sup>14</sup> Figuren är hämtad från rapport 1, "Utredning av råkraftmarknaden".

Figur 11.1. Illustration av jämviktspris på Spotmarknaden



Det är oklart vilken typ av efterfrågeprognos som Svenska kraftnät antas kunna leverera. Skall Svenska kraftnät konstruera en prognos i form av en efterfrågekurva, dvs. skatta både prisnivå och priselasticitet? Eller är det snarare den efterfrågade kvantiteten (oavsett pris) som Svenska kraftnät skall kunna uppskatta? Det är utredningens uppfattning att Svenska kraftnät skulle kunna producera båda dessa slag av efterfrågeprognoser i situationer då marknadsförhållandena är normala, stabila och därmed väl förutsägbara. Däremot är det tveksamt om Svenska kraftnät (eller någon annan enskild aktör) fortlöpande skulle kunna leverera någorlunda korrekta och användbara totalprognoser i lägen då elmarknaden är orolig eller då marknadsförhållandena på något sätt är extrema.

Den prognostiserade efterfrågan kommer att skära den aggregerade utbudskurvan, som byggs upp av producenternas bud, och därmed indikera en prisnivå, som i modellbeskrivningen kallas "referenspris". Referenspriset meddelas alla konsumenter som vid den aktuella timmen har att ta ställning till om de önskar köpa el eller inte (genom att hantera strömbrytaren). I efterhand summeras den faktiska efterfrågan vid referensprisnivån. Liksom på dagens elmarknad kommer den realiserade efterfrågan inte att helt överensstämma med det aggregerade utbudet vid samma prisnivå.

Om Svenska kraftnäts prognos visar sig vara en överskattning kommer konsumenterna att inhandla en lägre volym till referens-

prisnivån än motsvarande volym på den aggregerade utbudskurvan. I detta fall betalar alltså konsumenterna ett högre pris än jämviktspriset. Om Svenska kraftnät i stället skulle underskatta efterfrågan blir utfallet det omvända. En större volym än jämviktsvolymen kommer att handlas till referensprisnivån. Kostnaden för obalansen måste betalas och det blir slutligen konsumenterna som får svara för dessa kostnader t.ex. genom att Svenska kraftnät tar ut kostnaden via nätavgiften. I det nuvarande systemet är det elleverantörerna och balansföretagen som primärt svarar för dess kostnader.

Det finns alltid, även på dagens elmarknad, en viss obalans som måste åtgärdas, dvs. produktionen måste hela tiden regleras upp eller ned. En prisbildning enligt modellen skulle dock enligt utredningens uppfattning skapa större obalanser än på dagens marknad, och modellens prismekanismer har också sämre förutsättningar att åtgärda dem. Framför allt tre förhållanden talar för dessa slutsatser.

- Som redan berörts är det tveksamt om Svenska kraftnät har förutsättningar att kunna leverera någorlunda korrekta och användbara efterfrågeprognoser i lägen då elmarknaden är orolig eller marknadsförhållandena på något annat sätt är extrema. De elleverantörer och större kunder som lämnar köpbud på dagens spotmarknad har däremot en större närhet till slutanvändarna. De har att förutse efterfrågan för mindre, mera väl-specificerade konsumentgrupper och arbetar inte med totalprognoser av efterfrågan. Tillsammans taget bör detta betyda att de har betydligt bättre möjligheter än Svenska kraftnät att förutsäga efterfrågan också i situationer av obalans.
- För att kunna agera som köpare på dagens spotmarknad måste företaget antingen självt ha balansansvar eller köpa tjänsten från ett annat företag. Balansansvaret innebär ett ekonomiskt ansvar för att elsystemet tillförs lika mycket el som förbrukas av de konsumenter för vilka företaget är balansansvarigt. Det finns i dagens system således ett ekonomiskt incitament för elleverantörerna att bedöma efterfrågan korrekt för sina kunder. I modellen har kravet på balansansvar avskaffats på konsumentsidan, medan Svenska kraftnät förutsätts producera en aggregerad efterfrågeprognos. Motsvarande incitament saknas således i den föreslagna modellen.



- Säljarna på dagens spotmarknad kan agera gentemot ett dygnspris. De korta ledtider som modellen förutsätter, där priset sätts till leveranstimmen, innebär att man måste ha kontinuerlig övervakning av både produktion och förbrukning. Det skapas en marknad med betydligt större flexibilitet i efterfrågan, men därmed också större variabilitet på utbudssidan som söker möta efterfrågan. Kraftigare utbudsvängningar kommer att leda till ökade kostnader för bl.a. primärregleringen.

Avslutningsvis måste det också understrykas att Svenska kraftnät ges en mycket otydlig och svårhanterlig roll på modellmarknaden. Det kan ifrågasättas om det är lämpligt att på en öppen konkurrensutsatt marknadsplats låta det systemansvariga statliga affärsverket också ha ansvaret för den totala elupphandlingen för landet. Svenska kraftnät är dessutom själv en betydande elköpare genom sina upphandlingar av förlustel. På den alternativa elmarknaden har verket dessutom att hantera balansansvaret. Svenska kraftnäts ställning på elmarknaden skulle bli både besvärlig och olämplig.

### Konkurrensen

En elproducent känner ganska väl till övriga producenters kostnadsbild. Som redovisas i avsnitt 2.8 svarar de fyra största svenska elproducenterna för 90 procent av utbudet, och den största (Vattenfall) för 46 procent. Med den starka dominansen av ett fåtal elproducenter på den svenska elmarknaden är förutsättningarna goda för ett informellt prissamarbete.

Enligt modellen skall elproducenterna bjuda in sin totala produktion på börsen. Säljbuden gäller således inte endast marginell produktion vid sidan av bilateral försäljning. Om denna totalproduktion tvingas in på spotmarknaden etableras en solid oligopolstruktur. De största producenterna skulle helt dominera prisbildningen, och den största skulle få en klart prisledande marknadsställning.

Det skall dessutom observeras att köparna förutsätts att inte alls vara aktiva i prisbildningen. Efterfrågan representeras av Svenska kraftnäts aggregerade prognos. Köparna reagerar i efterhand på referenspriset, men kan inte påverka det direkt. De stora produ-

centföretagen har dock utan tvivel lika goda förutsättningar som Svenska kraftnät att prognostisera efterfrågan. De skulle därför kunna planera sina marknadsbud med en mycket god uppfattning om för vilken marknadsvolym referenspriset skall sättas. De mindre aktörerna på elmarknaden får i detta fall ett försumbart inflytande på prisbildningen.

De stora producenterna ges alltså ett mycket kraftigt marknadsinflytande. I denna situation skulle ett informellt prissamarbete kunna bestå enbart av att man fortlöpande bjuder in sin el till en högre prisnivå. Man skiftar alltså utbudskurvan något uppåt. När den på spotmarknaden inköpta volymen utgörs av landets totala elproduktion, och därför är ett stort tal, kommer även en liten höjning av prisnivån leda till väsentliga intäktsökningar.

Det är utredningens uppfattning att de stora elproducenternas förutsättningar att utöva marknadsmakt skulle förstärkas avsevärt om all elproduktion måste bjudas in på spotmarknaden i enlighet med den alternativa modellen.

### **Konkurrensen på den nordiska elmarknaden**

Med dagens organisation verkar emellertid de svenska elproducenterna och elleverantörerna på en i huvudsak nordisk marknad. På Nord Pool agerar också danska, finska och norska köpare och säljare. Den öppna nordiska elmarknaden anses vara av stor betydelse för konkurrensen, och därmed för elprisnivån i alla de nordiska länderna.

En viktig och komplicerad fråga är hur modellen skulle fungera på den öppna nordiska elmarknaden och i förlängningen också med den europeiska elmarknaden som nu öppnas upp. I modellbeskrivningen framhåller författaren att modellen borde kunna tillämpas också i de andra nordiska länderna. Inte heller borde det vara förenat med problem för den nordiska marknaden om modellen skulle införas i endast Sverige. Här diskuteras de senare aspekterna, dvs. möjligheten att förena modellmarknaden i Sverige med en traditionell nordisk marknadsorganisation.

Att modellen införs i Sverige skulle innebära att all svensk elproduktion måste bjudas in på spotmarknaden och att alla elkonsumenterna i Sverige "handlar med strömbrytaren" och debiteras spotmarknadspriset. Men till skillnad från på den ovan diskuterade slutna svenska modellen skulle det finnas många andra aktörer på

spotmarknaden. Icke-svenska producenter skulle bjuda in elproduktion där, och icke-svenska elhandelsföretag och elkonsumenter skulle lämna köpbud på marknaden.

Enligt modellbeskrivningen skall Svenska kraftnät lämna en efterfrågeprognos till Nord Pool, som underlag för prisbildningen på spotmarknaden. I detta fall skulle det innebära att efterfrågekurvan på spotmarknaden är summan av de icke-svenska aktörernas köpbud och den svenska efterfrågeprognosen. Detta komplicerar bilden väsentligt.

En första fråga är om de icke-svenska aktörerna överhuvudtaget är villiga att agera på börsen under de icke-symmetriska villkor som skulle gälla för svenska respektive icke-svenska aktörer. De senare får exempelvis ett större ansvar för obalanserna på marknaden än de svenska (se ovan) samtidigt som de svenska aktörerna torde orsaka de största obalanserna. Det är både troligt och rimligt att de övriga nordiska aktörerna skulle motsätta sig en ensidig förändring på den svenska delen av marknaden, eller minska sitt engagemang till följd av de osäkra förhållandena.

De svenska aktörerna skulle dessutom få ett mycket dominerande inflytande på prisbildningen eftersom hela den svenska produktionen och konsumtionen måste handlas där, medan det endast gäller marginell produktion/konsumtion i de övriga länderna. Den svenska elproduktionen/elkonsumtionen motsvarar knappt 40 procent av den totala nordiska. De största svenska producenternas bud skulle, tillsammans med Svenska kraftnäts efterfrågeprognos, få ett starkt marknadsinflytande. Det skulle inte vara svårt att ifrågasätta konkurrensen på marknaden med de stora koncentrerade svenska inslagen på både utbuds- och efterfrågesidorna.

Som beskrivits ovan kommer det att kunna bli en skillnad mellan den efterfrågade volym som ges av referenspriset (som noterats på grundval av efterfrågeprognosen) och den slutliga faktiska konsumtionen. Med svensk handel på den nordiska marknaden, i enlighet med modellen, skulle denna avvikelse kunna bli betydande, eftersom den svenska andelen av handeln kommer att vara stor. Det är svårt att se varför de icke-svenska aktörerna skulle acceptera sådana villkor, om man i dessa länder avstått från att införa modellen.

### Elkonsumenternas situation

Ett huvudargument för den alternativa elmarknaden tycks vara att samtliga elkonsumenter initialt skall handla el till spotpris för aktuell timme. Priset förutsätts därmed bli ett effektivt pris på effekt snarare än på energi, vilket lyfts fram som det tyngst vägande argumentet för modellen. Modellbeskrivningen uppehåller sig i stor utsträckning vid dessa möjligheter.

Utredningen ifrågasätter dock att detta skulle vara en önskvärd och efterfrågad situation. Modellen innebär att varje elkonsument, som inte vidtar särskilda åtgärder, erhåller sina elleveranser till spotpris. Att denna prissättning är utgångsläget innebär stora risker för den elkonsument utan specialkunskaper som inte förstår att prissäkra sig. Om konsumenterna skall kunna agera på denna marknad utan pridförsäkring (se nedan) krävs att de har timmätning av elförbrukningen och att de i princip kan läsa av sin förbrukning momentant. För att de skall kunna agera direkt på t.ex. ett högt pris måste de känna till både det aktuella elpriset och energibehovet hos sina förbrukningsenheter. Konsumentens roll på den föreslagna elmarknaden blir mycket krävande i fråga om både kunnande och tidsinsats. Tidsinsatsen kan minskas genom att konsumenten i stället ökar sitt användande av olika typer av styrutrustning för att reglera sin elanvändning. Detta kan dock vara en betydande kostnad för konsumenten.

På den alternativa marknaden överförs alltså prisriskerna från dagens elhandelsföretag till elkonsumenterna, som har relativt sett större kostnader för att bära risken. El är, till skillnad från många andra varor, svår att välja bort. En betydande och oförutsedd prisökning skulle därför kunna leda till stora problem för många elkonsumenter.

Den genomsnittliga svenska konsumenten är dock riskavert.<sup>15</sup> Också på dagens elmarknad, där samtliga nationellt aktiva elhandelsföretag erbjuder avtal med såväl fasta som rörliga priser, är det en låg andel privatkunder som väljer rörliga priser (4 % i Sverige, 8 % i Norge år 2002).<sup>16</sup> Den föreslagna nya marknadsorganisationen torde därför inte upplevas som positiv av flertalet elkonsumenter. Dagens situation demonstrerar att kunderna i gemen efterfrågar en stabil förutsägbar elprisnivå snarare än ett fluktuerande (om än i genomsnitt lägre) pris.

<sup>15</sup> Detta stöds av observationer från flera marknader. Exempelvis väljer lånekunder till stor del en bunden räntesats, även om erfarenheterna visar att det genomsnittligen över tiden är ekonomiskt mer fördelaktigt med rörlig ränta.

<sup>16</sup> Bergman och Amundsen, a.a., avsnitt 3.3.

Generellt behandlas kostnadssidan alltför enkelt i beskrivningen av alternativmodellen. Det enda som lyfts fram är de förmodade lägre kostnaderna för mätvärdeshantering, men i övrigt tycks modellmarknaden kunna genomföras till låga eller försumbara kostnader. Detta är emellertid en alltför lättvindig förenkling. Större obalanser kan förutses i systemet (se ovan) och kostnaderna för hanteringen av dessa måste på något sätt slås ut på elkunderna.

Det skall också framhållas att det även på dagens elmarknad tecknas elhandelsavtal som är relaterade till spotmarknadspriset. Större kunder, som elintensiv industri, har så gott som genomgående sådana avtal. Att endast en liten andel av de mindre konsumenterna är intresserade visar enligt vår mening att dessa kunder anser att de kan uppnå större vinster (exempelvis i form av en lägre genomsnittlig prisnivå) genom att teckna andra slag av kontrakt. De stora kunderna har lättare att hantera prisfluktuationer. För de mindre kunderna blir sådana avtalskonstruktioner relativt sett dyrare, bl.a. eftersom det krävs särskild mätutrustning.

Enligt modellen finns möjligheten för kunderna att pridförsäkra sig. Det ställer dock stora krav på elkonsumenterna att vara aktiva. Detta torde i själva verket vara en avgörande skillnad mellan dagens elmarknad och modellens – den senare förutsätter en mycket intensivare aktivitet från konsumenternas sida. Aktiviteten kan antingen bestå av att hålla reda på det aktuella timpriset och vara aktiv vid strömbrytaren, eller att pridförsäkra sig på ett sätt som är avpassat för den egna situationen. Men också här leder den alternativa modellen troligen till avsevärt högre kostnader. För elkunder med mindre förbrukning, såsom vanliga hushållskunder, blir kostnaderna för att pridförsäkra sig sannolikt mycket höga. Här krävs ju timmätning för att koppla prissäkring till förbrukningen.

På dagens elmarknad erbjuds privatkunderna avtal med fasta priser vid sidan om avtal med rörliga priser och tillsvidarepris. Det är alltså elhandelsföretagen som hanterar prisfluktuationerna på marknaden, och erbjuder kunderna elkontrakt med viss eller total prissäkring. Elhandelsföretagen är specialister på att hantera pris- och volymriskerna på elmarknaden, och de har relativt sett lägre kostnader än de enskilda elkonsumenterna för riskhanteringen. Det finns ett brett utbud med avtalstyper för de konsumenter som anser det vara mödan värt att agera på elmarknaden.

Detta utbud av olika avtalstyper bör ses som mycket tillfredsställande då det innefattar många olika slag av avtal, inklusive avtal

med rörligt pris. På den alternativa elmarknaden skulle konsumenterna i stället erbjudas ett mer begränsat utbud av kontrakt.

De redovisade aspekterna leder dessutom till slutsatsen att det också finns anledning att ifrågasätta om den föreslagna alternativa elmarknaden verkligen skulle medföra den flexibilitet i elanvändningen som utlovas. Under förutsättning att elkunderna är lika riskaverta som i dag torde de flesta vilja prissäkra huvuddelen av sina elinköp. Därmed skulle också fördelarna i form av kundernas lyhörddhet för prisvariationer tas bort.

Modellens spotmarknadsprissättning kan vidare förutsättas att leda till ett mer begränsat utbud av el- och energirelaterade produkter. Med dagens marknadsorganisation kan konkurrerande elhandelsföretag bjuda ut el i kombination med exempelvis energi-effektiviserings- eller andra energitjänster. Ett sådant produktutbud torde försvinna om elen förmedlas från Nord Pool till spotpris. Också intresset för att köpa "märkt el" (som Bra miljöval, Grön el, etc.) kan antas minska av samma skäl.

Utredningen tvivlar starkt på vad som framhålls som den alternativa modellens kanske största fördel jämfört med dagens marknad, nämligen en förenklad mätvärdeshantering till lägre kostnader. Det finns goda skäl att ifrågasätta en sådan slutledning eftersom den alternativa elmarknaden kräver att samtliga elanvändare har timmätning och att pridförsäkrings- och nätförretagen har IT-stöd för att kunna göra beräkningar utifrån timförbrukning. En marknadsorganisation enligt modellen skulle alltså, jämfört med dagens situation, medföra starkt ökade kostnader för mätning.

Genom modellresonemanget lyfts ett synsätt fram på prisbildningen av el som är väl värt att reflekteras över. Om kunden skulle möta ett marginalpris på elen för sin elförbrukning och toppbelastning skulle detta sannolikt resultera i en ökad flexibilitet mellan elpris och kundens kostnader t.ex. vid effekttoppar. Denna ökade flexibilitet skulle dock också kunna åstadkommas på dagens elmarknaden genom användande av olika typer av kontraktsformer mellan elförsäljare och kund. Sannolikt skulle dock en tilltagande effektbrist, med introduktion av allt dyrare elproduktion, öka intresset hos både leverantörer och kunder för elavtal med rörligt pris.

Avslutningsvis vill utredningen peka på en ytterligare osäkerhet i anknytning till mätningen på den alternativa elmarknaden. Enligt modellbeskrivningen skall nätförretagen inte tillåtas att sända mätvärden till andra än konsumenter. Motivet till denna begränsning är troligen att elproducenterna inte skall ges information som kan

underlätta prisstrategiska bud på spotmarknaden. Hur denna bostillnad skall kunna efterlevas och övervakas framgår emellertid inte. I praktiken torde det bli omöjligt eftersom alla anställda i kraftföretagen samtidigt är elkonsumenter. I tillägg skulle ett sådant förbud dessutom försvåra marknadens funktion eftersom också prisförsäkringsföretagen behöver mätdata för att kunna hantera sina verksamheter. Utredningen delar således de farhågor som givit skäl för förslaget att begränsa mätvärdesinformationen, men anser inte att ett sådant förbud är lämpligt och inte heller att det skulle avhjälpa situationen.

#### 11.4 Avslutande överväganden

Inledningsvis måste det slås fast att en tillämpning av modellen skulle strida mot det gällande elmarknadsdirektivet på ett flertal punkter, liksom mot EU:s generella regler för den inre marknaden och konkurrensen på denna. Att införa modellen skulle således långt ifrån bli en enbart svensk angelägenhet, utan skulle kräva genomgripande omarbetningar av den europeiska lagstiftningen.

Redan på denna punkt kan modellförslaget således avföras som orealistiskt. Vi har ändå bortsett från denna aspekt och diskuterat förslaget närmare. Den korta genomgången ovan av några aspekter på modellförslaget visar enligt utredningen att den föreslagna alternativa elmarknadsmodellen är behäftad med svåra funktionsproblem.

I sammanfattning pekar det mesta på att den alternativa modellen, om den i praktiken skulle införas i Sverige, påtagligt skulle skada konkurrensen på elmarknaden. Det ovan återgivna resonemanget pekar i själva verket på ett behov av ytterligare reglering och övervakning för att den omorganiserade elmarknaden skulle kunna fungera. Detta skulle t.ex. kunna gälla en förstärkt och mer detaljerad konkurrensövervakning. Denna skulle sannolikt behöva kompletteras med en särskild reglering av säljbuden på spotmarknaden, som skulle tillses att avspegla marginalkostnaderna i produktionen (eller genomsnittskostnaderna?). Detta torde i praktiken innebära reglering av såväl producenternas produktionsvolym som turordning i utnyttjandet av deras produktionsanläggningar.

Vidare skulle det, åtminstone initialt, ställas betydligt starkare krav på elkonsumenten att vara aktiv på marknaden och tillägna sig

större kunskaper om elmarknadens funktionssätt än vad som är nödvändigt i dag. Att vara aktiv på elmarknaden upplevs i dag som krångligt av gemene man. Det förefaller att bli ännu krångligare med den föreslagna omorganisationen. På sikt torde elkonsumentens nya situation leda till att de flesta söker prisförsäkra sig. Detta skulle dock bli mycket dyrt för särskilt de mindre kunderna och skulle dessutom ta bort de starkaste skäl som anförts för omorganiseringen.

Utredningens sammanfattande slutsats är att det inte finns anledning att tillråda en övergång till den föreslagna alternativa elmarknaden, inte ens om detta vore möjligt utan formella hinder (såsom förenlighet med den nordiska marknaden och EG-direktiv). Tvärtom vill utredningen starkt avråda från varje transformering av elmarknaden som är så omfattande och som skulle innebära ett faktiskt principskifte. Det finns därför inte heller någon anledning att utreda förslaget vidare.

Utredningens genomgång har endast berört ett fåtal problem på den föreslagna elmarknaden. Den har ändå demonstrerat att det inte krävs någon djupare granskning för att möta djupgående problem. Detta borde inte innebära någon överraskning. 1996 års elmarknadsreform var som påpekats ovan inte någon större principiell förändring av elmarknadens funktion, vilket var ett medvetet val. Ändå kan vi i dag, nio år efter reformens ikraftträdande, konstatera att det varit nödvändigt att ändra och utvidga regelverket på ett mycket stort antal punkter för att kunna bibehålla en fungerande marknad. Ett stort antal funktionsproblem, som vart och ett kan tyckas ringa och som inte förutsågs vid reformens utarbetande, har med tiden krävt åtgärder. Många har lösts men flera kvarstår, vilket bland annat framgår av denna utrednings direktiv.

En övergång till den föreslagna alternativa elmarknaden skulle innebära en betydligt större principiell förändring än 1996 års elmarknadsreform. Det finns anledning att varna för att en sådan omorganisation, som med säkerhet skulle leda till ett stort antal oförutsedda problem. En sådan reform skulle också med nödvändighet medföra betydande omställningskostnader för alla aktörer. En positiv och i praktiken mer framåtsyftande väg torde i stället vara att där så behövs genomföra partiella reformer. Därvid bör det existerande regelverket anpassas till en elhandel med ökad konkurrens och på sikt också så att en ökad andel elköp till rörligt elpris möjliggörs.



## 12 Introduktion till naturgasmarknaden

EU har satt som mål att skapa en gemensam europeisk marknad för naturgas med reell konkurrens. Detta har i Sverige inneburit att marknaden gradvis har öppnats för konkurrens. Kundernas förbrukning har varit styrande för om de har haft rätt att välja gasleverantör. I Sverige togs det första steget mot ett markandsöppnande i augusti 2000 då naturgaslagen (2000:599) trädde i kraft. Då berättigades kunder med en förbrukning på minst 25 miljoner normal-kubikmeter per år att välja leverantör. Gränsen sänktes år 2003 till 15 miljoner normalkubikmeter.

I juni 2003 antogs ett nytt naturgasmarknadsdirektiv som innebär en rad justeringar och kompletteringar av det svenska regelverket.<sup>1</sup> I utredningens uppdrag har ingått att följa det pågående arbetet inom EU med att utforma gemensamma regler för den inre marknaden för naturgas och lämna förslag till lagstiftning och regelverk i övrigt som krävs för att genomföra Europeiska gemenskapens reviderade gasmarknadsdirektiv. I utredningens delbetänkande lämnades förslag till lagändringar som direktivet kräver.<sup>2</sup> Den nya lagen väntas träda i kraft under år 2005.

Utöver detta framgår av utredningens direktiv att naturgasmarknadens funktionssätt skall utvärderas. Utredningen skall analysera om det finns tänkbara förbättringar att göra och om så är fallet föreslå åtgärder för detta.

---

<sup>1</sup> Europaparlamentets och rådets direktiv 2003/55/EG av den 26 juni 2003 om gemensamma regler för den inre marknaden för naturgas och om upphävande av direktiv 98/30/EG (EUT L 176, 15.7.2003, s. 57).

<sup>2</sup> "El- och gasmarknaderna – europeisk harmonisering", SOU 2003:113.

## 12.1 Allmänt om naturgas

Naturgas används i en rad olika industriprocesser som energiråvara för att rosta, torka, svetsa, värma, koka, indunsta, härda, smälta och bränna. Den används även som råvara exempelvis för att tillverka vätgas och syntesgas i raffinaderier och petrokemiska anläggningar. Naturgas har blivit allt viktigare som råvara i raffinaderier för att minska utsläpp av miljö- och klimatstörningar vid tillverkning av renare oljeprodukter. Internationellt dominerar naturgas som råvara för syntes av metanol som industriråvara och tillsats i motorbränslen. Gasen är mer lättreglerad och är en renare energikälla och har därför klara fördelar framför t.ex. olja. Exempel på detta finns i livsmedels- och läkemedelsindustrin där föroreningar kan vålla skador i produktionen. I förhållande till andra bränslen leder användningen av naturgas till mindre slitage på brännare och annan utrustning. Det innebär att naturgasanvändning ger lägre driftskostnader än oljeanvändning. Dessutom behövs inga driftstopp för t.ex. sotning på samma sätt som för andra bränslen.<sup>3</sup>

Industrier har ofta ett jämnt behov av naturgas under året, med endast korta avbrott för underhåll eller revisioner. För de flesta industrier är olja eller gasol de främsta alternativen till naturgas. Eftersom utsläppen av koldioxid från förbränning av naturgas är 30 till 50 procent lägre än för olja och kol, kommer handeln med utsläppsrätter att förbättra konkurrenskraften för naturgas gentemot övriga fossila bränslen inom delar av industrisektorn. För den del av industrisektorn som kan använda biobränslen försämrar handeln med utsläppsrätter naturgasens konkurrenskraft.

I fjärr- och kraftvärmeproduktionen används naturgas för att värma vatten i pannor för uppvärmning av byggnader som är anslutna till fjärrvärmesystemet samt för elproduktion. I denna sektor används naturgas i kombination med andra bränslen, dels som utfyllnad vid höglast, men också för att höja verkningsgraden vid eldning med fasta bränslen såsom trädbränsle, torv eller avfall. Här ställs inte samma krav på reglerbarhet och renhet som i industrin vilket innebär att olja kan användas som alternativ. Det skall noteras att naturgas har bättre miljöegenskaper än olja.

Värmeproduktionen styrs av utomhustemperaturen, vilket gör att uttagsmönstren inom fjärrvärmesektorn ser annorlunda ut än inom industrin. Naturgasens roll som baslast i fjärrvärmesystem utan elproduktion har minskat kraftigt under de år som gasen an-

<sup>3</sup> Svenska Gasföreningen: "Naturgasen – en månsidig energikälla", [www.gasforeningen.se](http://www.gasforeningen.se).

vänts i Sverige och är i dag nästan försumbar. Istället används ofta olika former av biobränslen och avfall, och även värmepumpar används. Vid högre lastfaktor kan naturgas ha ett visst utrymme. För att producera den värmen har gasen svårt att konkurrera mot olja som lämpar sig mycket bra för detta syfte. Eftersom avgifterna för naturgasöverföringar till stor del påverkas av kapacitetsutnyttjande samt att kostnaden för lagring av gas är högre än kostnaden för lagring av olja så lämpar sig gas för användning vid hög lastfaktor och olja vid låg lastfaktor. Naturgasen saknar möjlighet att konkurrera med helt obeskattade förnybara bränslen.

Naturgasen är framför allt konkurrenskraftig i kraftvärmeverk med samtidig el- och värmeproduktion och i industriella mottrycksanläggningar. Ett kraftvärmeverk utnyttjas under den kalla delen av året, oktober till april, och samtidigt som el produceras försörjs ett fjärrvärmesystem med värme.

Omkring 20 procent av naturgasen används i bostäder och fastigheter, för uppvärmning, matlagning och andra ändamål samt inom servicesektorn. Naturgasen kan användas som bränsle i pannor, både i småhus och i större fastigheter. I växthus kan naturgasen användas för temperering, men restprodukten, koldioxid, används också som gödning i växtodlingen. Detta kräver dock ytterligare investeringar.

Naturgas kan ersätta bensin och diesel som fordonsbränsle. Det har blivit allt vanligare med gasdrivna bussar, sopbilar och taxibilar i framförallt Göteborg och Malmö. Gasdrivna fordon kan köras på metangas som antingen kan vara naturgas eller biogas. Övervägande delen av dessa bilar i Sverige är tvåbränslefordon som kan drivas både på gas och bensin. Ungefär 1 % av naturgasen i Sverige används som fordonsbränsle.

Handeln med naturgas är beroende av en egen infrastruktur. Denna infrastruktur kan antingen vara överföring av naturgas i gasform genom ledningar eller, efter kylning och kondensering till vätskeform (LNG) och hantering i isolerad utrustning vid minus 162° C, med t.ex. tåg eller fartyg.

Naturgasen som överförs i rörledningar kan, till skillnad från andra ledningsbundna energiformer, överföras långa sträckor med små energiförluster. Det ledningsbundna naturgassystemet börjar vid gasfälten och leder gasen fram till slutförbrukaren. För ledningsbunden gas används begreppet ledning som samlingsbeteckning för rörsystem och andra anläggningar som behövs för över-

föring av naturgas, såsom stationer för linjeventiler, mätning och reglering.

Naturgasledningar kan inte byggas i alla miljöer och vid besvärliga geografiska förutsättningar blir de kostsamma. Överföringarnas längd har lägre kostnadspåverkan. LNG-transporter är således lämpliga vid besvärliga geografiska förhållanden och långa avstånd. I länder runt om i världen med långa avstånd från gasfyndigheter sker transporten med hjälp av fartyg där naturgasen hålls flytande genom nerkyllning. I Sverige finns än så länge endast rörbunden överföring av naturgas, frånsett två små anläggningar i Linköping och Uppsala som uppbackning för biogas till bussar. För Sveriges och även Nordens del är LNG-transporter något nytt, även om sådana diskuterats under lång tid.

LNG-tekniken har utvecklats och i dag övervägs även LNG-transporter med mindre fartyg och kortare överföringssträckor, bland annat i Norden. LNG-transporter har en hög initial kostnad. Flera företag i Sverige undersöker möjligheterna att importera flytande naturgas. LNG har på grund av sina höga kostnader historiskt sett inte kunnat konkurrera med rörbunden naturgas i någon större omfattning i Norden. Den senaste tidens kostnadsänkning vid produktion och transport av LNG har i viss mån förändrat detta.

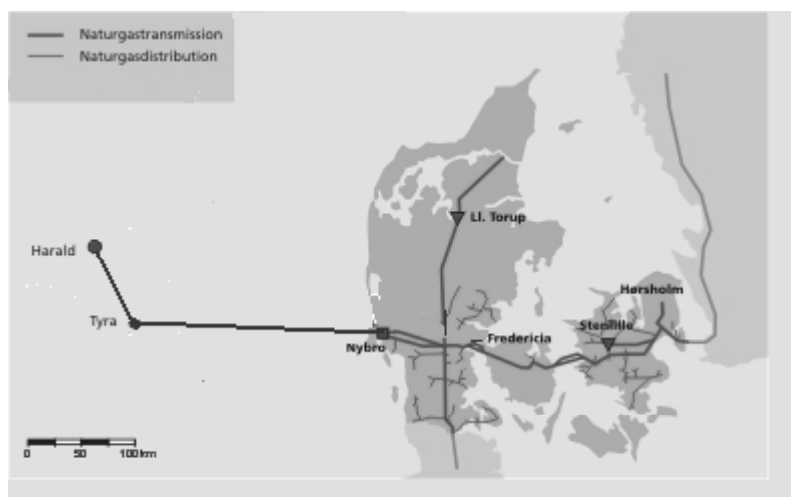
På den svenska naturgasmarknaden finns ingen inhemsk produktion av naturgas. Det finns dock en tillförselledning till Sverige som möjliggör import. Ledningen sträcker sig mellan Danmark och Sverige. All naturgas till Sverige måste således överföras genom den. Gasen kan köpas i Danmark eller från ett annat land om den transiteras via det danska naturgassystemet. År 2003 importerades 1,25 miljarder kubikmeter naturgas till Sverige, varav 1,05 från Danmark och 0,2 från Tyskland<sup>4</sup>.

Naturgasen som används i Sverige kommer i huvudsak från de danska fälten Tyra och Harald i Nordsjön. Figuren visar överföringsledningarna från produktionsfälten i Danmark till det svenska naturgassystemet. Från Danmark går ledningar till kontinenten, vilket innebär att Sverige är sammankopplat med de kontinentala systemen. Flera mer direkta anslutningsledningar kan, som senare kommenteras, bli aktuella.

---

<sup>4</sup> BP statistical Review of World Energy 2003, "Natural gas trade movements", [www.bp.com](http://www.bp.com). Värt att notera är att denna siffra är något högre än den siffran som företagen Nova naturgas och Göteborg Energi uppger för utredningen.

Figur 12.1. Transport från naturgasfälten till Sverige



Källa: DONG / Egna bearbetningar.

Transmissionssystemets ”överskottskapacitet” kallas linepack och kan jämföras med ett mindre gaslager. Line pack innebär att trycket i transmissionssystemet kan tillåtas variera. När trycket är lågt finns möjlighet att tillföra systemet ett överskott av naturgas och tvärtom.

Naturgasmarknaden kan delas upp i handel med naturgas och överföringsverksamhet<sup>5</sup>. De företag som äger överföringssystemet har hittills även varit handelsföretag som säljer naturgas till slutanvändare. Överföring kan delas in i transmission och distribution. Transmission är överföring genom överliggande ledningsnät. I följande avsnitt beskrivs de aktiva företagen på naturgasmarknaden i Sverige.

## 12.2 Naturgasföretagen

Den svenska naturgasmarknaden karakteriseras av att det finns ett fåtal företag. I följande avsnitt ges en kortfattad beskrivning av dessa.

<sup>5</sup> Fortsättningsvis används båda benämningarna överföring och transport.

### 12.2.1 Ett fåtal företag

*Nova naturgas* importerade och sålde 928 miljoner normalkubikmeter ( $\text{Nm}^3$ ) år 2003. Detta motsvarar ungefär 10 TWh. Fram till i slutet av 2003 har *Nova naturgas* haft en unik ställning som ensam importör av naturgas till Sverige. För att få tillgång till naturgas har samtliga naturgasföretag i Sverige köpt sin naturgas av *Nova naturgas*, antingen direkt eller via grossisten *Sydkraft*. *Nova naturgas* har i och med detta haft en mycket god inblick i vad de övriga företagen betalar för sin naturgas. Eftersom *Nova naturgas* även agerat som detaljhandlare och grossist på marknaden har detta inneburit informationsasymmetrier som givit företaget fördelar. *Nova naturgas* äger stora delar av transmissionsnätet. Under 2004 sålde *Nova naturgas* sin handelsverksamhet till *DONG Naturgas A/S* (se nedan) och är numera ett renodlat överföringsföretag. *Nova naturgas* ägs av Statoil, Ruhrgas, Dong och Fortum.

Det danska företaget *DONG Naturgas A/S* (*DONG*) levererar naturgas till Danmark, Tyskland, Nederländerna och Sverige samt har egen utvinning av naturgas. *DONG* har tillgång till i stort sett all gas som produceras i Danmark och har därför fungerat som ett naturligt monopolföretag i Danmark. *DONG*-koncernen äger stora delar av den strategiska infrastrukturen i Danmark, exempelvis de sjöledningarna som förser Danmark med naturgas från Nordsjön och all lagerkapacitet i Danmark. *DONG* är delägare i *Nova Naturgas*. Genom de avtal som ingicks under 1980-talet i samband med naturgasintroduktionen i Sverige har *DONG* haft en särställning som den huvudsakliga leverantören av naturgas till Sverige. *DONG* har således en unik ställning som naturgasleverantör både i Danmark och i Sverige. Under 2003 gjorde *DONG* entré på detaljistmarknaden genom direktleveranser till Göteborg Energi. Den 1 november 2004 övergick *Nova Naturgas* dotterbolag för handel med naturgas till *DONG*. I försäljningen ingick *Nova Naturgas* kundavtal och distributionsledningarna till flera stora kunder. Förvärvet har godkänts av Konkurrensverket<sup>6</sup>. *DONG* är ett helägt dotterbolag till *DONG A/S* som i sin tur ägs i sin helhet av den danska staten.

*Sydkraft* har handelsverksamhet i Skåne, Halland upp till och med Falkenberg samt till Gnosjö och Gislaved i Småland. *Sydkraft* levererar i huvudsak naturgas till slutkunder och till detaljhandlare. Dessutom används en del av naturgasen för egen förbrukning. För-

---

<sup>6</sup> I avsnitt 14.3 ges en närmare beskrivning av förvärvet.

retaget levererar naturgas till ungefär 25 000 privatkunder. Sydkraft levererade cirka 650 Nm<sup>3</sup> naturgas år 2003, vilket motsvarar 70 % av grossistmarknaden. Sydkraft har även omfattande överföringsverksamhet och har ansökt om koncession för utbyggnad från Gislaved till Jönköping. Sydkraft planerar även att, tillsammans med andra svenska, danska, tyska och norska energibolag, bygga en ny överföringsförbindelse från Tyskland, kallad Baltic Gas Interconnector. Sydkraft ägs till 55 % av det tyska energibolaget E.ON och till knappt 45 % av norska energibolaget Statkraft.

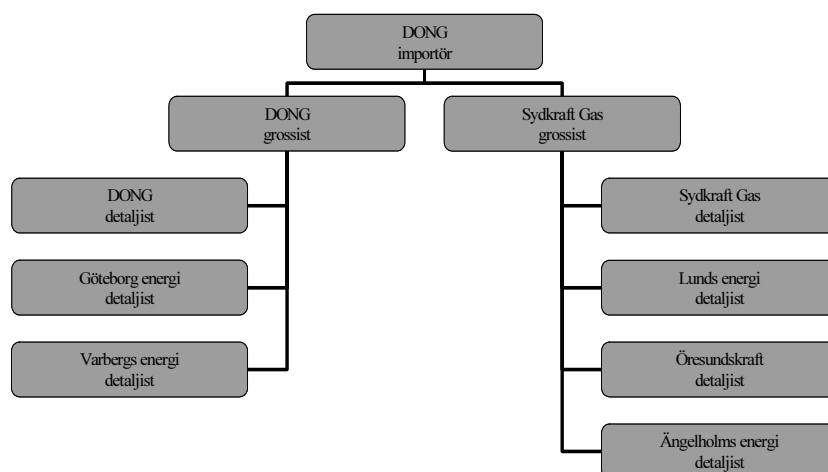
Övriga företag som är aktiva på den svenska marknaden för överföring och handel med naturgas är *Öresundskraft*, *Göteborg Energi*, *Lunds Energi*, *Ängelholms Energi* och *Varberg Energi*. Företagen har flera gemensamma nämnare. Samtliga är t.ex. kommunala bolag som köper in naturgas dels för egen förbrukning, dels för vidareförsäljning till andra slutkunder. Dessutom äger samtliga företag distributionsnät för naturgas. Inget av dem äger transmissionsledningar.

Fortumkoncernen är indirekt involverade i naturgasmarknaden både via *Fortum värme* och via *Svensk Naturgas*. Båda företagen är lokaliserade i Stockholm. Fortum värme undersöker för närvarande möjligheterna att ersätta stadsgasen i Stockholm med naturgas. Verksamheten ligger inte i anslutning till övriga naturgassystemet och är så begränsad att företaget får anses som en eventuell framtida aktör på den svenska marknaden. Svensk Naturgas undersöker allmänt möjligheterna att introducera naturgas i mellansverige antingen rörbundet via Ryssland eller med LNG. Fortum har sitt huvudsäte i Finland och ägs till 60 % av finska staten.

Samtliga naturgasföretag, förutom Nova Naturgas och DONG, har även andra verksamheter inom el- och fjärrvärmemarknaden i Sverige. I Sverige finns tre försäljningsled – import, grossisthandel och detaljhandel. Grossisthandel innebär försäljning till företag med avsikt att sälja gasen vidare. Import kan således ses som en form av grossistverksamhet. Med detaljhandel avses handel till kunder som förbrukar gasen.

Två av företagen är verksamma i flera försäljningsled. Figur 12.2 visar vilka aktörer som fanns i försäljningsleden, import, grossisthandel och detaljhandel i slutet av år 2004.

Figur 12.2. Naturgaskedjan



Det finns således sju verksamma detaljhandelsföretag i Sverige. Marknadsandelarna för detaljhandeln i Sverige innan DONG förvärvade Nova Supply är ojämnt fördelade. I figuren nedan redovisas marknadsandelarna för detaljhandeln för år 2003. De redovisade siffrorna är summan av företagets vidareförsäljning och den egna förbrukningen. Grovt räknat används ungefär hälften av företagens marknadsandelar till egen förbrukning och andra hälften till vidareförsäljning. Detta gäller dock inte för Sydkraft som har mer omfattande vidareförsäljning till slutkunder.

Tabell 12.1 Andel naturgas för detaljhandlarna år 2003

Detaljhandel	Göteborg Energi*	Nova Naturgas	Varberg Energi	Lunds Energi	Ängelholms Energi	Öresunds-kraft	Sydkraft Gas
Volym, MNm <sup>3</sup>	171	99	8	69	22	91	464
Markn..andel, %	18	11	1	7	2	10	50

\* Anm: DONG:s försäljning till Göteborg Energi (ca 30 MNm<sup>3</sup>) ingår i siffran och redovisas därför inte separat.

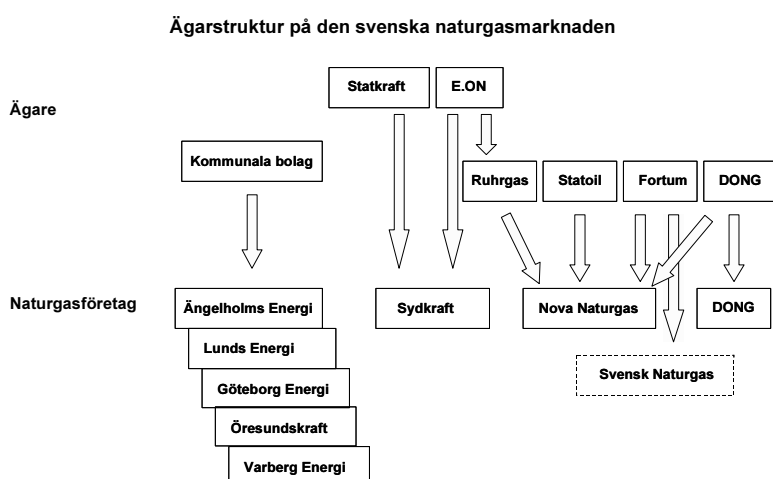
Källa: ÅF: "Naturgasmarknad i förändring", Rapport 6a.



## 12.2.2 Ägarförhållanden

Företagen på den svenska naturgasmarknaden kan delas upp i två kategorier utifrån ägarstrukturen. Sydkraft, Nova Naturgas och Svensk Naturgas ägs av utländska privata eller statliga bolag, medan Göteborg Energi, Varberg Energi, Lunds Energi, Ängelholms Energi och Öresundskraft ägs av svenska kommuner. Det svenska transmissionssystemet ägs helt av utländska företag. Det tyska energibolaget E.ON är majoritetsägare i Sydkraft och har genom sitt ägande av Ruhrgas även en andel av Nova Naturgas. I figur 12.3 illustreras ägarstrukturen på den svenska naturgasmarknaden.

Figur 12.3 Ägarstruktur på den svenska naturgasmarknaden



Källa: ÄF: "Naturgasmarknad i förändring", Rapport 6a.

Horisontell integration, dvs. ägande i två konkurrerande företag, är problematisk ur konkurrenssynpunkt. Ägandet kan t.ex. leda till en dominans på marknaden som skapar utrymme för att höja priserna eller minska utbudet till följd av minskad konkurrens.

Herfindahl-Hirschman Index (HHI) är en indikator på konkurrenssituationen på marknaden om produkterna är relativt homogena. Den ger en uppfattning om storleksfördelningen mellan företagen på en marknad.<sup>7</sup> Med beaktande av att DONG förvär-

<sup>7</sup> En marknad med ett HHI under 1000 är en okoncentrerad marknad. Ett HHI mellan 1000 och 1800 innebär att marknaden är koncentrerad och ett HHI över 1800 innebär att marknaden är mycket koncentrerad. För en närmare beskrivning hänvisas till avsnitt 2.8.

vade Nova Supply under detta år kunde ett HHI på 7100 beräknas för den dansk-svenska grossistmarknaden. Marknaden måste därför ses som mycket koncentrerad. Värt att notera är att förvärvet innebär en indexförändring från 6200 till 7100 vilket indikerar att koncentrationen kan leda till negativa effekter för konkurrensen.<sup>8</sup>

De investeringar som krävs för att bygga infrastruktur för naturgas är stora och irreversibla. Infrastrukturen har dessutom en mycket lång livslängd. Investeringarna är därför förenade med en betydande ekonomisk risk. Hur stor denna risk är beror bl.a. på kapacitetsutnyttjandet och nätanvändarnas betalningsförmåga under infrastrukturens livslängd.

Den traditionella metoden att minska nätägarnas ekonomiska risker har varit vertikal integration av överföring och handel. Kostnaderna för nätet har således subventionerats genom intäkter från handel med naturgas. När den svenska marknaden öppnades för konkurrens år 2000 innebär möjligheterna till sådan korssubventionering att vertikalt integrerade företag fick konkurrensfördelar.

---

<sup>8</sup> Konkurrensverkets beslut 556/2004

## 13 Infrastruktur

Utvinning, produktion, överföring och försäljning av naturgas utgör en s.k. nätverksindustri. Kännetecknande för dessa är nätverk som binder samman produktionen av branschens basprodukter med de slutliga konsumenterna av dessa produkter. Detta innebär ett starkt beroende av infrastruktur. Förutsättningarna för konkurrens och marknadsbestämd prisbildning och kapacitetsutbyggnad skiljer sig från andra branscher. Det finns ofta betydande skalfördelar i utbyggnad och drift av nätverksindustriernas infrastruktur. Skalfördelarna innebär att kostnaden för att hålla en viss transportkapacitet är lägre i ett storskaligt överföringsnät än i två eller flera parallella överföringsnät som tillsammans har samma kapacitet.

### 13.1 Naturgassystemets uppbyggnad

#### 13.1.1 Transmission och distribution

Överföringsverksamhet motsvaras av nätverksamhet på elmarknaden. Verksamheten karaktäriseras av lokala monopol. Överföringsystemet kan uppdelas i transmission, distribution och lager. Huvuddelen av systemet utgörs dock av rörledningar som kan delas in i transmissionsledningar och distributionsledningar.

Transmissionsledningar används för att överföra naturgas över längre sträckor med ett betydligt högre tryck än i distributionsledningarna. En enhetlig definition av vilka ledningar som ingår i ett transmissionssystem saknas, men delas här in i stamledning och grenledningar. De senare fördelar naturgasen in i de områden där den skall distribueras.

Distributionsledningarna överför naturgasen från grenledningarna till kunder. Distributionssystemet har olika trycknivåer för att anpassa leveransvolymerna mot olika kundgrupper. Därutöver finns direktledning från stamledningen till de största kunderna.

Variationer i förbrukning uppstår naturligt under året som en följd av uppvärmningsbehov, säsongsvariationer i processindustrier samt i konkurrensen med andra energiråvaror. Mindre variationer går att reglera genom tryckändringar i gasledningen, dvs. genom s.k. linepack, medan större ändringar kräver tillgång till ett gaslager<sup>1</sup> eller genom lägre tillförsel till ledningen. Tillgång till linepack beror på den aktuella driftsituationen. Det är oftast mycket kort tidsperspektiv för att kunna förutsäga storleken på tillgänglig linepack. Det finns olika principer att fördela linepack. Generellt kan sägas att en del av tillgänglig linepack bör systemansvarig förfoga över för att minska behovet av att köpa eller sälja obalansgas, och en del behövs för att kunna hantera drift och underhåll av systemet. När dessa behov är tillgodosedda kan kvarvarande linepack komma marknaden tillgodo.

### 13.1.2 Det svenska naturgassystemet

Naturgasen till den svenska marknaden importeras via Dragör utanför Köpenhamn till Klagshamn utanför Malmö. Från Klagshamn, som i dag har Sveriges enda mottagningsstation, distribueras gasen vidare ut via det svenska naturgassystemet. Figuren visar hur naturgassystemet är begränsat till sydvästra Sverige, från Trelleborg till Stenungsund. Från Halland sträcker sig en förgrening till Gnosjö i Småland.

---

<sup>1</sup> I Sverige finns inga kända naturliga förutsättningar för naturgaslager. I Sverige är därför linepack den enda form av lagring som funnits fram till år 2003 då Sydkraft Gas försöksanläggning Skallen i Halland invigdes. Lagret bygger på LRC-teknik (Line Rock Cavern) vilket innebär en svetsad gasbehållare placerad i ett bergrum med rundgjuten cement.

Figur 13.1 Det svenska naturgassystemet



Källa: Nova Naturgas.

Det svenska naturgassystemet består av endast en stamledning med grenledningar till distributionsnäten. Den europeiska naturgasmarknadens transmissionsledningar är däremot sammankopplade nät och skiljer sig därför i det avseendet från det svenska systemet.

## 13.2 Marknaden expanderar

Vid tiden för naturgasens introduktion i Sverige bedömdes naturgasen som ett intressant alternativ i svensk energiförsörjning.<sup>2</sup> Mot bakgrund av oljeberoendet och krisen under 1970-talet lyftes kraven på försörjningstrygghet och miljöhänsyn fram som argument för naturgasens introduktion. Naturgas började användas i Sverige 1985, då nätet byggdes ut i södra och västra Sverige. Stamledningen från Malmö till Göteborg stod klar år 1988. Sedan naturgasen introducerades i Sverige år 1985 expanderade naturgasen snabbt fram till år 1992 för att därefter växa i mer måttlig takt.

<sup>2</sup> Prop. 1987/88:90, bet. 1987/88:NU40, rskr. 1987/88:34.

### 13.2.1 Utbyggnadsplaner

Den befintliga transmissionsledningen mellan Malmö och Göteborg har för närvarande en kapacitet på 2 miljarder normalkubikmeter (Nm<sup>3</sup>) gas per år, vilket motsvarar ca 22 TWh. Med kompressorer kan kapaciteten utökas till ca 30 TWh. Siffrorna är ungefärliga och baseras på jämn belastning över året. Vid tidpunkter med hög lastfaktor begränsas den möjliga kapaciteten till ungefär 15 TWh utan kompressorer och drygt 20 TWh med kompressorer. I dag finns inga kompressorer i det svenska systemet. Även uttagspunkternas geografiska placering har betydelse vid beräkningar av den maximala transmissionskapaciteten. Med stor förbrukning tidigt i systemet är den totala transmissionskapaciteten högre än om motsvarande uttag sker längre norrut.

Historiskt har det största flödet mellan Danmark och Sverige varit cirka 5 miljoner m<sup>3</sup> per dygn. En grov uppskattning är att detta kan ökas med cirka 3 miljoner m<sup>3</sup> per dygn utan förstärkningar i Danmark.

Inför naturgasmarknadens konkurrensutsättning och avvecklingen av kärnkraften har utbyggnad av naturgasset återigen aktualiserats. För närvarande pågår det utbyggnad av det befintliga naturgasset på flera håll i landet. Följande planer för utbyggnad är aktuella:

- Sydkraft Gas har beviljats tillstånd för en ny tillförselledning mellan Tyskland och Sverige (via Danmark). Projektet går under namnet Baltic Gas Interconnector.
- Danska Gastra och norska Statnett undersöker möjligheterna för att tillsammans bygga ut transmissionsnätet för gas i Skandinavien. Ett sådant nät är tänkt att öka konkurrensen mellan energiföretagen och förbättra den samlade försörjningssäkerheten. Nova naturgas har tidigare deltagit i projektet men meddelat att företaget inte anser sig ha möjlighet att delta i den inledande undersökningen. Förtaget har därför tillsvidare avslutat samarbetet men ser dock positivt på projektet och kan komma att engagera sig igen.
- I Norge har regeringen föreslagit utökade forskningsinsatser för miljö- och klimatmässigt förvarbar användning av naturgas för elenergiproduktion och annan användning, bl.a. som

motorbränsle.<sup>3</sup> Regeringen väntas fatta beslut under våren 2005. Ett prioriterat område är användning av naturgas som industriråvara och bränsle i norsk industri. Av särskilt intresse för den svenska marknadens försörjning med naturgas är planer på en rörledning från Norges exportsystem till industriregionen inom "Greenland-regionen" i Sydnorge. Om detta projekt realiseras, öppnas möjligheter för en anslutningsledning till det svenska naturgassystemet på västkusten.

- Sydkraft Gas har projekterat en förlängning av befintlig ledning upp till Jönköping för att sedan fortsätta en utbyggnad mot Mellansverige. För tillfället pågår förprojektering av sträckningar från Jönköping via Boxholm och Norrköping mot Oxelösund respektive Örebro. En ungefärlig tidplan för utbyggnaderna är följande:

Jönköping	2006
Boxholm	2007
Norrköping	2008
Örebro/Oxelösund	2009

Kartan visar schematiskt Sydkraft Gas planer för utbyggnad i Mellansverige.

Figur 13.2. Utbyggnadsplaner i Mellansverige



Källa: Sydkraft Gas.

<sup>3</sup> St.Meld. nr 47, 2003-2004.

Sydkraft Gas uppger att det finns en betydande potential i Mellansverige. I området norr om Jönköping finns 10–15 större potentiella kunder i form av kraftvärmeverk, massa- och pappersindustri och stålindustrier.

- Svensk Naturgas AB är ett helägt dotterbolag till Fortum och bildades år 1999 i syfte att undersöka förutsättningarna för utbyggnad av naturgassystemet i Stockholm, Mälardalen och Bergslagen. Vid ett positivt utbyggnadsbeslut har bolaget som målsättning att kunna börja leverera naturgas till kunder i området från år 2008.

Utöver utbyggnaden av naturgassystemet finns långt gångna planer på en utökad användning av det befintliga systemet.

Ett nytt kraftvärmeverk med naturgas som bränsle kommer att uppföras i Ryahamnen i Göteborg. Driftstarten är planerad till hösten 2006. Kraftvärmeverket kommer att bli en så kallad gas-kombianläggning med en eleffekt på 260 MW och en värmeeffekt på 290 MW. Bränsleförbrukningen beräknas uppgå till cirka 300 miljoner normalkubikmeter naturgas per år, vilket motsvarar cirka 3 000 GWh. Naturgasen köps direkt från det danska företaget DONG och enligt avtal skall de leverera 370 miljoner kubikmeter naturgas per år för användning främst i Rya kraftvärmeverk.

Ett kraftvärmeverk planeras även i Malmö. Beslut om investering väntas under 2005. Sydkraft Gas har ansökt om att få använda 5 600 GWh naturgas per år i anläggningen. Anläggningen är planerad för värmeeffekten 250 MW och eleffekten 400 MW. Förutsatt att investeringsbeslut kan tas under våren 2005 skulle anläggningen enligt företaget kunna vara i kommersiell drift 2009.

Längs Stenungsundsledningen kommer naturgasen främst att användas som en råvara i industrin. En kortsiktig uppskattning för regionen är att marknaden ökar med 1,2–1,5 TWh.<sup>4</sup> Öresundsverket och Ryaverket bedöms enligt företagen själva sammanlagt komma att använda naturgas motsvarande storleksordningen 8,5 TWh vid full drift. I ett kort perspektiv skattar Sydkraft Gas att marknaden upp till Jönköping har en tillkommande potential på cirka 1,5 TWh. I ett femtonårsperspektiv bedöms en marknadspotential på 12–14 TWh föreligga i området.

Även Fortums planer bör betraktas från en längre tidshorisont och överlappar delvis Sydkraft Gas marknadspotential för utbygg-

---

<sup>4</sup> Källa: Nova naturgas.



nadsplanerna till Mellansverige. Förprojektering har påbörjats och följande marknadsbild har presenterats för utredningen:

Tabell 13.1. Marknadspotential i Mellansverige

<i>Gaspotential</i>	TWh
Kraft- och fjärrvärme	11–17
Massa- och pappersindustri	3–5
Järn- och stålindustri	3–4
Övrig marknad	3–5
<i>Totalt</i>	<i>20–30</i>

Källa: Svensk Naturgas/Fortum.

Den redovisade marknadsbilden inkluderar delar av Södermanland och Östergötland.

### 13.2.2 Prognos för framtida användning

Energimyndigheten och Naturvårdsverket har gemensamt uppskattat den framtida användningen av naturgas i en rapport till regeringen juni 2004.<sup>5</sup> Myndigheterna har valt att begränsa sig till att beskriva utvecklingen av energisystemet utifrån antaganden om den ekonomiska utvecklingen. I myndigheternas huvudalternativ antas tillförseln av bränslen öka, vilket bl.a. beror på ett ökat transportarbete och att en minskad elproduktion i kärnkraftverken medför en ökad förbränningsbaserad elproduktion. De största förändringarna som förväntas ske är bortfallet av kärnkraftproduktion samt en ökad användning av naturgas.

Naturgastillförseln väntas öka till 15 TWh/år den första perioden mellan basåret 2000 och år 2010. Den andra perioden mellan år 2010 och år 2020 förväntas naturgastillförseln öka till 50 TWh/år. Myndigheterna gör därför bedömningen att stamledningen för naturgas kan komma att behöva byggas ut. Det kan också bli aktuellt med import av LNG.

<sup>5</sup> "Prognoser över utsläpp av växthusgaser", Delrapport 1 i Energimyndighetens och Naturvårdsverkets underlag till Kontrollstation 2004.

### 13.3 Kapacitetsbokning i överliggande nät

För att säkerställa att tillträde till naturgassystemet sker på objektiva och icke-diskriminerande grunder har utredningen i sitt delbetänkande föreslagit att en juridisk person som bedriver överföringsverksamhet eller innehar naturgaslager inte får bedriva handel med naturgas.<sup>6</sup> För närvarande bedrivs dessa verksamheter i integrerade bolag.

Enligt naturgaslagen skall transporttariffer utformas så att den avgift ett naturgasföretag eller en berättigad kund betalar för transporten till sin anslutningspunkt innefattar avgift för transporten i samtliga rörledningar, genom vilka transporten sker.<sup>7</sup> Uppdelningen mellan handels- och transportverksamhet kommer att leda till att en naturgasförbrukare som köper naturgas samtidigt kommer att behöva teckna ett avtal om överföring av naturgasen. Gällande lagstiftning innebär att avtalet om överföring måste inkludera avgift för överföring i såväl distributionsnät som överliggande nät.

Under år 2004 har de aktiva naturgasföretagen i Sverige diskuterat om det överliggande nätet skulle utnyttjas effektivare om även andra aktörer än distributörerna tillåts teckna avtal om överföring i överliggande nät. I sådana fall skulle ovan nämnda paragraf i naturgaslagen behöva ändras. Utredningen har kontaktats av företagen som informerat om sina synpunkter i frågan. Avsnittet bygger på uppgifter från dessa kontakter.

Om en kund inte använder all kapacitet som han avtalat om kan den aktör som bokar kapaciteten sammanlagra överskottet. Att sammanlagra kapacitet innebär att den som bokar kapaciteten får inkomster trots att kapaciteten förblir outnyttjad. Eftersom den som bokar kapacitet sannolikt har flera kunder kan denne tillgodogöra sig stordriftsfördelar genom sammanlagring av kapacitet från samtliga kunder.

En andrahandsmarknad för transmission innebär att den kapacitet som är bokad och betald, men som av olika skäl inte används, bjuds ut på marknaden igen. En förutsättning för att en andrahandsmarknad skall uppkomma är att efterfrågan är större än utbudet av kapacitet. En andrahandsmarknad kan vara en väg till effektivare utnyttjande av transmissions- och lagersystem eftersom det flödar mer gas genom naturgasnätet än om den inte hade funnits.

---

<sup>6</sup> SOU 2003:113.

<sup>7</sup> SFS 2000:599, 3 kap 6 §.

En andrahandsmarknad kan ge nätägaren marknadsbaserade signaler om kapacitetsinvesteringar. Detta sker genom att nätägaren kan identifiera vilka delar av systemet som återkommande drabbas av kapacitetsbrist (flaskhalsar) och som därför är i behov investeringar.

### 13.3.1 Kapacitetsbokning med nuvarande lagstiftning

Den nuvarande lagstiftningen bygger på att det är nätägaren till vilken kunden är ansluten, vanligtvis distributionsnätägaren, som bokar kapacitet i överliggande nät. Motsvarande princip tillämpas på elmarknaden.

Ett problem med rådande system som lyfts fram är att det inte finns några incitament för distributionsnätägaren att konkurrensutsätta överföringsverksamhet genom att tillåta en andrahandsmarknad för utnyttjad kapacitet. Kapaciteten är redan betald och säljaren har en garanterad intäkt. I dessa fall blockeras kapacitet i överliggande nät utan möjligheter att utnyttjas av kunder i närliggande områden.

Om nätverksamheten vore konkurrensutsatt torde ökade intäkter leda till sänkta transmissionstariffer. Eftersom nätverksamheten i stället är monopol står tariffsättningen under tillsyn av Energimyndigheten. Myndighetens uppgift är att säkerställa att tarifferna är skäliga. Det betyder att företaget riskerar att myndigheten inleder tillsyn om stordriftsfördelar av sammanlagingsvinsterna leder till en alltför hög intäktsnivå för nätägaren.

### 13.3.2 Alternativ modell för kapacitetsbokning i överliggande nät

För att uppnå ett effektivt utnyttjande av naturgasnätet, och i och med detta en bättre fungerande marknad, finns det aktörer på den svenska naturgasmarknaden som menar att överföringstariffer inte med nödvändighet skall innefatta avgift för överföringen i samtliga rörledningar, genom vilka överföring sker. Liksom med nuvarande lagstiftning tecknar slutkunden ett kapacitetsavtal om överföring genom distributionsnätet med den nätägare till vilken han är ansluten. Med en förändrad lagstiftning skulle dock även aktörer

som handlar med gas ha möjlighet att boka kapacitet för överföring genom överliggande nät.

En andrahandsmarknad för handel med kapacitet torde uppkomma naturligt om aktörerna som bokar kapacitet konkurrensutsattes. Eftersom gashandeln är konkurrensutsatt är det troligt att ökade intäkter, antingen på grund av sammanlagringsvinster eller återförsäljning av oanvänd kapacitet, skulle användas till att subventionera sänkning av gaspriserna. Handel med kapacitet skulle således bli ett konkurrensmedel genom korssubventionering.

### 13.3.3 Utredningens bedömning

En gashandlare med stora volymer i sin kundportfölj kan sammanlagra större kapaciteter än en gashandlare med mindre kundportfölj, vilket ger stordriftsfördelar. Med svenska förhållanden, där marknaden är koncentrerad till få aktörer, har de stora gashandlarna så stora konkurrensfördelar att mindre aktörer riskerar att slås ut från marknaden. Dessutom innebär korssubventioneringen mellan kapacitet och handel i det här fallet ett inträdeshinder på marknaden eftersom den kan omöjliggöra för nya aktörer att slå sig in på marknaden genom att erbjuda konkurrenskraftiga priser.

Nuvarande lagstiftning innebär att det inte uppkommer korssubventionering mellan överföringstarifferna i överliggande nät och gaspriset. Dessutom känner de flesta kunderna igen principerna från elmarknaden, vilket underlättar förståelsen för marknadens uppbyggnad. Detta är positivt för konkurrensen. En nackdel med den nuvarande lagstiftningen är att det inte finns några incitament för monopolföretagen att bjuda ut oanvänd kapacitet på en andrahandsmarknad. Konsekvenserna kan därför bli ett ineffektivt utnyttjande av naturgassystemet.

I kontakter med naturgasföretag kan konstateras att det råder delade meningar huruvida det med nuvarande lagstiftning är möjligt att hantera flera tillförselledningar till Sverige. Eftersom flera tillförselledningar planeras bör frågan utredas innan de nya ledningarna integreras med naturgassystemet. Utredningen har dock inte tillgång till underlag för att bedöma frågan.

Värt att notera är att andrahandsmarknader för kapacitet i överliggande nät tillåts i många andra länder. Bland annat tillåter numera det danska systemansvariga företaget Gastra sina kunder att inbördes handla kapacitet i överliggande nät. I de övriga euro-

peiska länderna, undantaget Österrike, finns möjligheter även för andra aktörer än distributionsnätägarna att boka kapacitet i överföringsnätet.

För att skapa förutsättningar för den svenska naturgasmarknaden att ingå i EUs inre marknad bör en ändring av naturgaslagen utredas. Naturgasföretagen har för avsikt att internt analysera konsekvenserna av lagstiftningen med början i augusti 2005. Vidare kommer frågan att behandlas inom ramen för arbetet med "Europaparlamentets och rådets förordning om villkor för tillträde till gasnäten" där Sverige deltar. Utredningen har därför valt att endast redogöra för frågeställningen i syfte att beskriva marknadens funktion och avstår således från att lämna förslag.

## **13.4 Koncession för distributionsledningar**

### **13.4.1 Inledning**

Enligt direktivet skall utredaren ta ställning till de bedömningar som Statens energimyndighet redovisat i rapporten "Översyn av naturgaslagen". Därvid skall särskilt beaktas behovet av koncession för distributionsledningar samt frågan om systemansvar.

I utredningens delbetänkande "El- och naturgasmarknaderna - europeisk harmonisering" (SOU 2003:113) har samtliga frågor som tas upp i den nämnda rapporten behandlats utom behovet av koncession för distributionsledningar.

### **13.4.2 Den nuvarande lagstiftningen**

Enligt 2 kap. 1 § naturgaslagen (2000:599) krävs koncession för att bygga och använda naturgasledningar och naturgaslager. Frågan om koncession prövas av regeringen.

Skälen för att införa koncessionsplikt framgår av prop. 1999/2000:72. Där sägs att framdragande av en naturgasledning och uppförande av ett naturgaslager kan komma i konflikt med andra intressen t.ex. natur- och miljövård. En naturgasledning och ett naturgaslager kan även ha betydelse på andra områden t.ex. för Försvarsmakten. Det är därför viktigt att uppnå en ur samhällssynpunkt ändamålsenlig infrastruktur. Det bör exempelvis inte vara tillåtet att dra fram en naturgasledning där det redan finns en sådan och denna har tillräcklig kapacitet. Inte heller bör naturgasled-

ningar få dras fram eller naturgaslager byggas på ett sådant sätt att tredje man tillfogas onödigt stor skada.

Innehav och drift av en naturgasledning medför förpliktelser av olika slag. Det är därför viktigt att ägaren har de resurser som krävs för att bl.a. kunna garantera en kontinuerlig drift.

Naturgaslagen innehåller dock undantag från koncessionsplikten. Dels ett för naturgasledning som är belägen efter mät- och reglerstation och dels ett för naturgasledning som uteslutande skall användas inom hamn- eller industriområde.

Regeringen får vidare föreskriva undantag från kravet på koncession när det gäller vissa slag av naturgasledningar eller vissa slag av åtgärder med naturgasledningar. Koncession krävs inte heller för naturgaslager anslutna till sådana ledningar.

Motiven till undantagen från koncessionsplikt anges i samma proposition vara att enligt lag (1978:160) om vissa rörledningar i sin dåvarande lydelse var naturgasledningar som huvudsakligen användes för att tillgodose enskilda hushålls behov inte koncessionspliktiga. Av prop. 1977/78:86 s. 86 framgår att undantaget inte utslöt att ledningen även kunde förse t.ex. företag med naturgas. I praktiken innebar undantaget att naturgasledningar efter en mät- och reglerstation inte var koncessionspliktiga. Såvitt regeringen kände till fungerade detta system bra.

Ett annat skäl för att inte kräva koncession för denna typ av naturgasledningar anges vara att dessa dras fram och används efter hand som distributionsbolag träffar överenskommelse med enskilda fastighetsägare om att leverera naturgas till dessas respektive fastigheter. Regeringen ansåg därför att naturgasledningar som huvudsakligen skall användas för att tillgodose enskilda hushålls och företags behov tills vidare borde undantas från koncessionsplikt. Då naturgasledningar inom hamn- eller industriområde inte har någon påtaglig betydelse från allmän synpunkt, ansåg regeringen att även naturgasledningar inom sådana områden tills vidare skulle undantas från koncessionsplikt. I konsekvens med detta borde inte heller koncession krävas för naturgaslager anslutet till icke koncessionspliktiga naturgasledning.

I propositionen konstateras vidare att den omständighet att koncession inte krävs för vissa naturgasledningar innebär att samhället inte kan vidta de sanktioner som gäller för koncessionspliktiga naturgasledningar. Man skulle därför kunna tänka sig någon annan form av koncession för dessa ledningar inom ett visst område. Mot bakgrund av att den nuvarande ordningen fungerade bra ansåg

regeringen dock inte att det behövdes några regler motsvarande ellagens om koncession för område.

### 13.4.3 Energimyndighetens förslag

Energimyndigheten föreslår i rapporten "Översyn av naturgaslagen" att en koncession för distributionsledning införs. Koncessionen skall avse ledningar och ledningsnät som ligger efter mät- och reglerstation, dvs. sådana ledningar som till ett lägre tryck än i transmissionsledningarna överför naturgas regionalt eller lokalt. Koncessionen skall avse ett visst geografiskt område och vara avgränsad i förhållande till en viss mät- och reglerstation. Nya distributionsledningar som byggs inom området skall omfattas av koncessionen.

Energimyndigheten anger flera skäl till sitt förslag. Den nuvarande regleringen innebär att förhållandevis långa naturgasledningar med relativt hög kapacitet kan byggas utan koncession. Det är därvid en brist att det saknas en central instans som kan avväga samhällsintresset av energiförsörjning mot samhällsintresset av natur- och miljövård eller mot enskildas rätt.

Med nuvarande regler finns inget som hindrar byggande av parallella ledningar och därmed uppkomsten av en från samhällsynpunkt icke ändamålsenlig infrastruktur. Samhället saknar också kontroll över vem som bedriver överföring av naturgas.

Det nuvarande undantaget från koncessionsplikten medför också att det företag som investerar i distributionsledningar och bedriver överföringsverksamhet löper risk att konkurrerande företag bygger egna ledningar till särskilt attraktiva kunder. Därigenom skulle distributionsföretagets möjligheter att investera i överföring till mindre attraktiva kunder hotas.

Slutligen skulle en koncessionsplikt för distributionsledningar göra det möjligt att fastställa tydliga villkor för anslutningsplikt och utbyggnad av gasnätet inom området.

#### 13.4.4 Överväganden avseende koncession för distributionsledningar

**Utredningens förslag:** Undantaget från koncessionsplikt för naturgasledningar belägna efter en mät- och reglerstation avskaffas och en områdeskoncession för naturgasnät införs. Områdeskoncessionen bör medföra en rätt för innehavaren att inom ett lämpligt geografiskt område anlägga och driva naturgasledningar inom området. Områdeskoncessionen bör gälla i 25 år.

Den föreslagna koncessionen är i flera avseenden välmotiverad. Skälen till att ha en koncessionsprövning för naturgasledningar är i stort sett desamma vid byggande av transmissionsledningar som vid anläggande av längre distributionsledningar. Detta gäller också behovet av kontroll över lämpligheten hos den som bedriver distributionsverksamhet. Den föreslagna områdeskoncessionen möjliggör för företagen att planera en utbyggnad av naturgasnäten på ett rationellt sätt. Samtidigt kan den koncessionsgivande myndigheten genom att vid beviljande av koncession dels ställa villkor och dels bestämma vad som är ett lämpligt område för distribution av naturgas säkerställa att också det allmännas och konsumenternas intressen beaktas i tillräcklig utsträckning vid en utbyggnad.

Att distribution av naturgas inom ett visst område skall bedrivas som legalt monopol framstår dock inte som odiskutabelt. Det svenska naturgasnätet är endast i begränsad utsträckning utbyggt och att utestänga konkurrens om en eventuell utbyggnad av nätet kan medföra nackdelar. Konkurrens i denna sektor torde, liksom i andra sektorer, såväl kunna stimulera till som effektivisera en utbyggnad av naturgasnätet. Samtidigt är dock de ekonomiska villkoren för att investera i distributionsnät distributionsledningar som går parallellt med befintliga nät med reglerat tredjepartstillträde och reglerade tariffer sådana att risken för en samhällsekonomiskt olämplig uppbyggnad av möjligheten att konkurrera får anses vara distributionsnät får anses vara liten.

Den nuvarande regleringen av distributionsnät tycks inte i praktiken ha givit upphov till några allvarliga problem annat än i enstaka fall. De problem som identifierats kan också lösas på andra sätt än genom en ändrad koncessionsplikt.

Mot denna bakgrund förefaller behovet av att nu införa områdeskoncession för distributionsledningar inte vara stort. Däremot



finns det anledning att införa krav på en sammanhållen prövning av de frågor som anläggandet av distributionsledningar med en viss längd medför. Att ha en gräns för vilka ledningar som är koncessionspliktiga är inte utan problem men samtidigt är det inte rimligt att pröva varje distributionsledning som anläggs oavsett deras betydelse. Som gräns för koncessionsplikten är det naturligt att använda samma gräns som gäller för andra gasledningar enligt 1 § rörledningslagen, dvs. 20 kilometer.

Vidare bör det övervägas om tillstånd skall krävas för att bedriva verksamhet bestående av distribution av naturgas. Genom ett sådant krav på tillstånd för verksamheten, och inte ledningarna, kan samhället utöva kontroll över att de som bedriver distribution av naturgas är lämpliga och också ställa de krav på verksamhetens utövande som anses nödvändiga. Dessutom får myndigheterna genom ett sådant tillståndsförfarande kunskap om vilka som faktiskt distribuerar naturgas samt var detta sker utan att förfarandet medför ett geografiskt begränsat monopol på verksamheten.

## Förslag

Mot ovanstående bakgrund bör undantaget från koncessionsplikt för naturgasledningar belägna efter en mät- och reglerstation avskaffas och en områdeskoncession för naturgasnät införas. Områdeskoncessionen bör medföra en rätt för innehavaren att inom ett lämpligt geografiskt område anlägga och driva naturgasledningar och en skyldighet att på skäligena villkor ansluta naturgasanläggningar belägna inom området. Områdeskoncessionen bör gälla i 25 år.

Den koncessionsgivande myndigheten bör kunna förena områdeskoncessionen med villkor, exempelvis om att en i koncessionsansökan angiven utbyggnad av nätet genomförs inom viss tid. Myndigheten bör också kunna återkalla områdeskoncessionen om koncessionshavaren bryter mot naturgaslagen eller föreskrifter eller villkor utfärdade med stöd av lagen.

Förslaget medför att i princip alla naturgasledningar, med undantag för ledningar som uteslutande skall användas inom hamn- eller industriområde, blir koncessionspliktiga. Antingen skall koncession för naturgasledning eller koncession för område ha meddelats för att en ledning skall kunna anläggas och drivas. Regeringen bör dock även fortsatt ha möjlighet att föreskriva om undantag från koncessionsplikten.

Koncession för område skall inte kunna beviljas om området helt eller delvis avser ett annat koncessionsområde. Koncession för naturgasledning bör endast om det finns särskilda skäl kunna meddelas för sträckor inom koncessionsområden. Sådana särskilda skäl kan vara att innehavaren av områdeskoncession medger att en större kund ansluter sig till en närliggande transmissionsledning, att ledningen skall försörja en berättigad kund som på grund av kapacitetsbrist nekats anslutning till det naturgasnät som omfattas av områdeskoncessionen eller att ledningen har en sträckning som överskrider gränsen för en områdeskoncession. I situationer där det för den enskilde kunden kan vara ekonomiskt motiverat att direkt ansluta sig till ett överliggande nät men där detta skulle medföra att inkomstunderlaget för områdeskoncessionären undergrävdas på ett från samhällsynpunkt olämpligt sätt bör inte koncession för naturgasledning meddelas inom ett område.

Då det svenska naturgasnätet i dag inte är utbyggt i större omfattning bör de områden för vilka koncession beviljas omfångsmässigt vara relativt begränsade. Vid beviljande av områdeskoncession för naturgasnät bör det geografiska området bestämmas bland annat med hänsyn till utsträckningen av det befintliga naturgasnätet och planerad utbyggnad av detsamma samt potentiella kunder inom området. Gränserna för området bör under vissa omständigheter kunna ändras. Sådana omständigheter kan exempelvis vara tillkommande nya kunder strax utanför området.

De befintliga reglerna om koncession för naturgasledning har utformats med ellagens bestämmelser om nätkoncession som förebild. Det förefaller lämpligt att också de nya bestämmelser som behöver införas i naturgaslagen med anledning av att detta förslag i huvudsak utformas i enlighet med motsvarande reglering i ellagstiftningen. I motsats till vad som gäller elnätsverksamhet bör dock tariffsättning och redovisning avseende överföringsverksamhet i enlighet med naturgaslagen även fortsatt sakna formell knytning till koncessionerna. I likhet med vad som gäller enligt ellagen bör regeringen kunna bemyndiga tillsynsmyndigheten att pröva frågor om koncession för naturgasledning som inte utgör en förbindelse till utlandet och koncession för område.

Särskilda övergångsbestämmelser för de befintliga naturgasledningarna som i dag inte är koncessionspliktiga behöver också införas. För dessa befintliga ledningar bör det vid en ansökan om koncession kunna antas att den som i dag bedriver överföringsverksamheten är lämplig att också fortsättningsvis göra detta.

## 14 Marknadsstruktur

### 14.1 Handel

#### 14.1.1 Tillförsel

För att få tillgång till naturgas i Sverige måste den importeras från annat land. I dagsläget produceras nästan all gas till den svenska marknaden i Danmark, men det förekommer även i viss import från Tyskland. Oavsett ursprungsland måste naturgasen överföras genom det danska naturgassystemet. Överföring av naturgas från Tyskland till Danmark medför stora transportkostnader på grund av separata transportavgifter i varje nät där gasen transporteras (s.k. pancaking).

Ett alternativ till att transportera gasen hela vägen från produktionsstället kan vara att byta till sig naturgas genom s.k. swap. En swap är ett finansiellt avtal som innebär att två aktörer på olika platser kan byta gas med varandra för att slippa transportera den. Detta kräver ofta att det är fråga om volymer av viss storlek och är förenat med ekonomiska risker. Swapavtal är än så länge relativt ovanliga i Sverige.

Naturgasens introduktion i Sverige var en direkt följd av en politisk vilja att minska oljeberoendet. I februari 1980 undertecknades ett ramavtal mellan regeringarna i Sverige och Danmark i syfte att introducera en svensk naturgasmarknad. Detta ramavtal ligger till grund för importavtalen som funnits mellan DONG och Nova naturgas.<sup>1</sup> Avtalen reglerar dels import av naturgas från Danmark genom ett leveransavtal, dels import av naturgas från annat land genom det danska naturgassystemet enligt ett överföringsavtal.

*Överföringsavtalet* gäller rättigheten för Nova naturgas att transportera 2 miljarder kubikmeter naturgas per år genom Danmark,

---

<sup>1</sup> Det statliga bolaget Swedegas AB tecknade avtalet. Bolaget ändrade senare ägarstruktur och namn till Vattenfall Naturgas AB. År 2001 sålde staten av sitt ägande helt. Numera heter bolaget Nova naturgas och har fyra utländska ägare (se ovan i avsnitt 12.2.2).

dock högst 6 miljoner kubikmeter naturgas per dygn. I början av 1980-talet investerade Nova naturgas 220 miljoner DK i en kapacitetsökning av det danska naturgassystemet. Investeringen har till övervägande del fått betraktas som i förväg betalad avgift för framtida överföring av naturgas. Överföringsvillkoren har inneburit att Nova naturgas haft en rörlig kostnad för transitering genom Danmark som är lägre än den tariff som erbjuds andra naturgasföretag i Sverige.

Nova naturgas menar i ett yttrande till Energimyndigheten år 2001 att investeringen motsvarar mellanskillnaden mellan nätavgiften som erbjuds Nova naturgas i förhållande till andra naturgasleverantörer.<sup>2</sup> Huruvida Nova naturgas har konkurrensfördelar i förhållande till andra företag på den svenska marknaden som önskar transitera naturgas genom det danska naturgassystemet är därför svårt att avgöra, menar Nova naturgas.

*Leveransavtalet* innebar att Nova naturgas importerade 200 miljoner kubikmeter naturgas om året från den 1 oktober 1990 till den 1 oktober 2003. Avtalet innehöll en första förhandlingsrätt avseende naturgas från Danmark och innebar att DONG förpliktade sig att inte teckna kontrakt om försäljning av naturgas till annan part innan förhandlingar med Nova naturgas avslutats utan resultat. Enligt Nova naturgas upphörde denna förpliktelse år 1997. Ingen annan aktör i Sverige har således kunnat köpa naturgas från Danmark innan dess. Svenska naturgasföretag har uppgett att Nova naturgas fördelaktiga överföringstariffer genom Danmark, även efter år 1997, har förhindrat import till konkurrenskraftiga villkor.

I takt med att marknadsöppningen får genomslag på marknaden, kan en ökad handel mellan medlemsländerna och eventuellt även tredje land bli aktuell. Från och med år 2005 kommer t.ex. Ruhrgas att leverera naturgas till sitt svenska systerbolag Sydkraft. Ruhrgas ingår i en helintegrerad naturgaskoncern som äger överföringsnät i Tyskland och del av överföringsförbindelsen mellan Tyskland och Danmark. Det finns även andra exempel på utländska leverantörer som har lämnat anbud till svenska kunder. Andra europeiska leverantörer anser dock att det visserligen är praktiskt möjligt att exportera till Sverige men att det inte inom en femårsperiod kommer att vara lönsamt. På grund av att det är komplicerat och dyrt att transportera gas från Tyskland till Sverige krävs mycket förmånliga

---

<sup>2</sup> Energimyndighetens Dnr 780-01-4223.

inköpspriser på naturgasen för att tysk gas skall vara lönsam för en svensk köpare.<sup>3</sup>

#### 14.1.2 Leveransvillkor för handel med naturgas

Leveransavtalen på naturgasmarknaden skiljer sig från leveransavtal på andra energimarknader. Avtalsvillkoren innehåller delvis vertikala begränsningar. Trots att avtalens utformning och längd varierar finns det gemensamma nämnare för de flesta. I följande avsnitt redovisas egenskaper som är säregna för avtal om naturgasleveranser på den svenska marknaden.

Informationen om kontraktsvillkoren på den svenska naturgasmarknaden är ofullständig eftersom villkoren utgör företagsinterna affärshandlingar, och innehållet normalt inte är offentligt. Utredningens information är därför begränsad till vad som finns att tillgängligt på företagens webbplatser och de till offentliga beslut gällande avtal som inkommit till Konkurrensverket i samband med ansökningar om icke-ingripandebesked och undantag.

#### Långa avtalstider

Eftersom byggnation av infrastruktur för naturgas är kapitalintensiv har västeuropeisk naturgasförsörjning varit baserad på långsiktiga kontrakt för att garantera avkastning på de stora investeringarna i produktionen. Långa kontrakt har också tryggt utnyttjandet av de nationella gasföretagens och de lokala naturgasdistributörernas transportnät och deras möjligheter att garantera försörjningen. Långa kontrakt har varit ett önskemål från både producenter och grossister. Kontrakten för handel mellan länder löper i allmänhet på 20 år, men det är inte ovanligt med kontrakt som sträcker sig både 25 och 30 år fram i tiden. Importavtalen mellan det danska företaget DONG och Nova naturgas har avtalsperioder om både 10 och 20 år.

På slutkundmarknaden i Sverige förekommer både långa och korta avtalstider. I kontakt mellan naturgasföretag och slutkunder har utredningen t.ex. konstaterat att industrikunder inledningsvis kan teckna femåriga avtal för att sedan kunna förlänga dessa med

---

<sup>3</sup> Konkurrensverket, beslut 556/2004.

ett år i taget. För kraftvärmekunder har det inte varit ovanligt med avtal upp till 20 år.

Många leveransavtal på den svenska marknaden har precis löpt ut eller är på väg att löpa ut, och därför är nya avtal på väg att tecknas. Enligt pressmeddelanden från företagens hemsidor har t.ex. Göteborg Energi tecknat två avtal med det danska företaget DONG om leveranser dels fram till 2005, dels åren 2006–2011. Även Öresundskraft har tecknat avtal med DONG som sträcker sig mellan åren 2005 och 2008.

I naturgasmarknadsdirektivets ingress konstaterar Europeiska kommissionen att medlemsstaterna också i fortsättningen kommer att behöva långsiktiga avtal för sin gasförsörjning.<sup>4</sup> Vidare menar man att gashandlarna bör kunna fortsätta att använda sådana avtal så länge de inte strider mot målen för direktivet och så länge de är förenliga med fördraget och dess konkurrensregler. Naturgasföretag måste därför ta hänsyn till sådana avtal vid planering av leverans- och överföringskapacitet.

### Mottagningsplikt

I många former av avtal förbinder sig köpare att köpa sin vara från en leverantör under en viss period. Under denna period kan han inte teckna avtal med annan leverantör för att tillgodose samma behov. Det är inte heller ovanligt att köparen förbinder sig att köpa en bestämd kvantitet under avtalsperioden. Finns volymsåtaganden i avtalen kan inte köpare fritt välja att avstå från leveransen eller i vilket fall inte avstå från att betala den.

De långvariga leveransavtalen på naturgasmarknaden är i allmänhet uppbyggda som s.k. take or pay-avtal. Benämningen är en sammandragning av ”take and pay or pay”. Take or pay är en mottagningsplikt som innebär att köparen måste betala för en avtalad volym naturgas oavsett om denne kan ta emot volymen eller inte. Säljaren förbinder sig att sälja upp till en viss volym.

Bakgrunden till take or pay-klauserna är krav som kommer från naturgasproducenterna runt om i världen. De stora investeringar som krävs på naturgasfälten förutsätter en viss garanterad efterfrågan på naturgasen som produceras. Importavtalet mellan

---

<sup>4</sup> Europaparlamentets och rådets direktiv 2003/55/EG av den 26 juni 2003 om gemensamma regler för den inre marknaden för naturgas och om upphävande av direktiv 98/30/EG, skäl nr 25 till antagandet av direktivet.

DONG och Nova naturgas har en take or pay-klausul, liksom avtalen mellan Nova naturgas och leverantörerna. Avtalen med slutkunder har dock sällan en klausul om take or pay. Trenden är att take or pay-nivåerna i avtalen har blivit lägre än tidigare. Mot att tidigare ofta ha legat på nivån 90 procent blir nivåer på omkring 80 procent vanligare. Att mottagningsplikten sänks påverkar oftast andra villkor i avtalen mellan parterna.

I avtalen är take or pay-villkoren utformade så att den naturgas som inte förbrukas av köpare inte går helt förlorad. Håller sig köparen inom de kapacitetsgränser som finns avtalade, kan han normalt ta ut naturgasen vid andra tillfällen. Här finns dock oftast en tidsbegränsning på möjligheten att ta ut denna volym och dessutom måste man först ta ut innevarande års avtalade volym. Efter kontakter med naturgasleverantörer kan utredningen dock konstatera att det förekommer problem med att hantera befintliga take or pay-avtal. Om en slutkund byter leverantör måste den ursprungliga leverantören ändå betala för inköpt gas trots att den inte används. I takt med att de befintliga avtalen löper ut kan det vara stora problem med att kunna ta ut ej utnyttjade volymer.

I länder där infrastrukturen är uppbyggd går utvecklingen mot kortare avtal och marknadsplatser där naturgas kan köpas och säljas på andra villkor. Marknadsplatserna underlättar för den som av olika skäl inte kan leva upp till sin mottagningsplikt. Risken minskar att någon aktör måste betala för naturgas som inte kan användas eller säljas vidare. Även om naturgasen måste säljas till sämre villkor än vid inköpstillfället så finns en möjlighet att avyttra den. Detta minskar den eventuella ekonomiska skadan.

### Marknadsdelning genom ensamrätt

En form av marknadsinflytande är möjligheten att påverka priserna över eller under marginalkostnaderna på kort sikt, och på lång sikt de genomsnittliga totala kostnaderna. Om priserna höjs över marginalkostnaderna betyder det att företaget med marknadsinflytande kan få högre vinster. Om priserna i stället sänks kan konkurrerande företag i extremfallet tvingas att lämna marknaden. Ett sätt att få marknadsinflytande är att ingå vertikalt begränsande avtal.

De negativa effekter som vertikala avtal kan ha för marknads utveckling är utestängning av andra leverantörer eller andra köpare, försämring av priser och andra villkor för kunderna samt samver-

kan mellan leverantörer och köpare som underlättas av vertikala begränsningar.

Som exempel på avtal med vertikala begränsningar kan nämnas avtal där tillverkaren endast får sälja till en eller ett begränsat antal köpare och begränsningar av det område där köparna får vara verksamma. Ytterligare exempel på avtal med vertikala begränsningar gäller begränsningar av köparens möjligheter att välja var han köper in eller säljer en viss vara och begränsningar av geografiskt säljområde. De vertikala begränsningarna kan leda till dels att andra köpare utestängs, dels en uppdelning av marknaden. Stora exklusiva områden eller exklusiv tilldelning av kunder kan leda till att konkurrensen på marknaden helt sätts ur spel.

De eventuella negativa effekterna av vertikala begränsningar förstärks av att de inte används av endast en leverantör och dess köpare, utan att även andra leverantörer och deras köpare organiserar sin verksamhet på ett liknande sätt.

I kontakter med naturgasföretag kan utredningen konstatera att återförsäljare enligt gällande avtal har ett avgränsat område för vidareförsäljning. Ytterligare en tolkning är att de svenska företagen i praktiken har ensamrätt att leverera naturgas inom sitt verksamhetsområde.

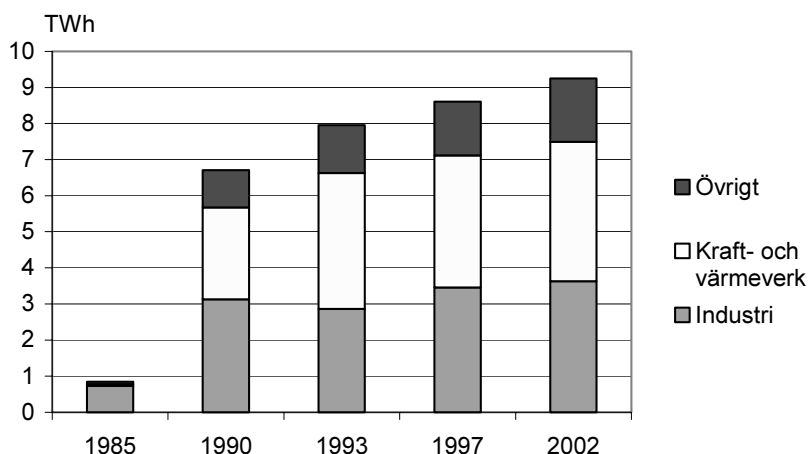
Ett motiv till att införa en sådan klausul i avtalen har varit att minska de risker som leverantörerna möter i och med take or pay-åtaganden mot tidigare försäljningsled. Utan klausulen kan en situation uppstå att en leverantör går in på underleverantörens marknad och säljer direkt till slutkund. Om underleverantören redan förbundet sig att köpa naturgas av leverantören för att möta slutkundens förväntade efterfrågan innebär detta att leverantören tar betalt för slutkundens naturgas två gånger.

## 14.2 Slutkunder

Vid introduktionen 1985 användes naturgas främst inom industrin, där den ersatte olja och till viss del kol. Sedan dess har kraft- och värmeverk ökat sin användning, vilket visas i figur 14.1. Även inom sektorn övrigt har användningen av naturgas ökat markant. Flerbostadshus och småindustrier står för merparten av den sektorns användning. Naturgasens användning som fordonsbränsle ökar, men volymmässigt och i relation till övrig användning är den liten.



Figur 14.1 Utvecklingstrenden för användningen av naturgas i Sverige 1985 till 2003, fördelat på användarsektorer, TWh



Källa: Nova naturgas, Energimyndigheten och SCB.

I de områden i Sverige där naturgas distribueras i dag är marknadsandelen cirka 20 %, vilket är samma nivå som i övriga Europa. Kategorier av naturgasanvändare fördelas enligt följande:

- Industriella processer ~ 40 %
- Kraft- och värmeverk ~ 40 %
- Bostäder, service mm ~ 20 %
- Transporter ~ 1 %

Totalt är cirka 55 000 slutkunder anslutna till det svenska naturgas-systemet. Naturgas distribueras i 32 kommuner och fördelningen på olika kundkategorier är följande. Hushållskunderna dominerar till antalet och är totalt drygt 50 000 stycken. Cirka 16 000 av hushållskunderna använder gas enbart för matlagning, så kallade spiskunder. Naturgasen används för uppvärmning i cirka 30 000 småhus och cirka 4 000 flerbostadshus. Därutöver finns det cirka 3 500 företagskunder. Företagskunderna står för ungefär 95 procent av den totala konsumtionen.

### 14.3 Marknadskoncentration under 2004

Konkurrenslagen innehåller regler om kontroll av företagskoncentrationer. Koncentrationer skall i vissa fall anmälas till Konkurrensverket. Verket kan ingripa mot en koncentration som antas leda till påtagligt skadliga effekter på konkurrensen. Stockholms tingsrätt kan förbjuda en koncentration efter att Konkurrensverket väckt talan.

Det är ovanligt att Konkurrensverket ingriper mot företagskoncentrationer. Ett ingripande får bara ske mot företagskoncentrationer som leder till väsentligt minskat konkurrenstryck. Koncentrationens eventuella negativa effekter på konkurrensen bedöms genom ett så kallat konkurrenstest. Det är en sammanvägd bedömning av hur koncentrationen påverkar konkurrensen på marknaden. Faktorer som prövas är exempelvis de berörda företagens marknadsställning och ekonomiska styrka, potentiell konkurrens samt om andra företag hindras att komma in på marknaden. Även mindre ingripande åtgärder kan bli aktuella, till exempel att endast vissa delar av koncentrationen får genomföras. I samband med Konkurrensverkets prövning av kan företag göra frivilliga åtaganden. På talan av Konkurrensverket vid Stockholms tingsrätt kan dessa åtaganden förenas med ett vite som kan dömas ut om företaget inte fullföljer dem.<sup>5</sup>

DONG Naturgas A/S förvärvade under 2004 aktierna i Nova Supply AB från Nova Naturgas AB. Konkurrensverket har granskat ärendet. Följande avsnitt bygger på utdrag ur beslutet.<sup>6</sup>

Enligt Konkurrensverkets sammanfattande bedömning leder förvärvet till en ökad koncentration, att en konkurrent försvinner och till en ökad vertikal integration, vilket i betydande omfattning hämmar konkurrensen på marknaderna. Dessutom präglas naturgasmarknaden av långa avtalstider vilket medför att förvärvet bevarar rådande marknadsstruktur och minskar möjligheten för potentiella konkurrenter att etablera sig i Sverige. Härmed minskar avsevärt de förutsättningar för konkurrens på marknaderna som regelreformereringen är tänkt att skapa. Detta hämmar enligt Konkurrensverket utvecklingen av en effektiv konkurrens.

Under handläggningen av ärendet åtog sig DONG frivilligt att erbjuda samtliga av Nova Supplys kunder en möjlighet att säga upp sina avtal i förtid.<sup>7</sup>

---

<sup>5</sup> Se vidare på [www.kkv.se](http://www.kkv.se).

<sup>6</sup> Beslut 556/2004, konkurrensverket.

Enlig Konkurrensverkets bedömning leder åtagandena till att en betydande del av den svenska naturgasförbrukningen konkurrensutsätts i samband med att regelreformen träder i kraft. För att en potentiell konkurrent i praktiken skall träda in på marknaderna krävs att denne får tillgång till stora volymer. Åtagandena medför att det vid ett och samma tillfälle finns tillgång till stora naturgasvolymer som är utsatta för konkurrens. Detta ökar betydligt förutsättningarna för potentiella konkurrenter att träda in på marknaderna.

Konkurrensverket har varit i kontakt med företrädare för naturgaskunderna i Sverige som har ställt sig positiva till åtagandena. I och med de frivilliga åtagandena menar Konkurrensverket att koncentrationen inte längre kan anses skapa eller förstärka en dominerande ställning som väsentligen hämmar utvecklingen eller förekomsten av en effektiv konkurrens på de relevanta marknaderna.

Konkurrensverket beslutade i oktober 2004 att inte väcka talan i frågan.

---

<sup>7</sup> Avtalen kan sägas upp antingen den 31 december 2006 eller den 31 december 2009.

# 15 Prisbildning

## 15.1 Inledning

Liksom på elmarknaden kan den som vill handla naturgas köpa den antingen via marknadsplatser eller genom bilaterala avtal. Det finns sju mer eller mindre utvecklade marknadsplatser för gas i norra Europa, vilket visas i figuren.<sup>1</sup>

*Figur 15.1.* Befintliga marknadsplatser för naturgas i Europa och den planerade i Danmark



*Källa:* ÅF; "Naturgasmarknad i förändring", Rapport 6a.

<sup>1</sup> NBP (National Balancing Point) i Storbritannien, Zeebrugge i Belgien, TTF vid den holländska kusten samt Emden-Bunde-Oude vid den tysk-holländska gränsen och Baumgarten där Österrike möter Slovakien.

Storbritannien har den mest utvecklade marknaden för naturgas i Europa. I Storbritannien finns det sedan 1994 inhemska spotprismarknader. På en spotprismarknad köps och säljs en vara för omgående leverans. Spotmarknaden påverkar även prisbildningen i bilaterala avtal. Mellan 15 och 30 procent av den brittiska handeln med naturgas sker på spotmarknaden. På bilaterala marknaden sker prissättningen inte mot alternativ-kostnaden utan i stället mot andra leverantörers gaspris. På så sätt speglas utbud och efterfrågan av naturgas bättre i prissättningen. I Storbritannien har detta även slagit igenom på marknaden för privatkunder.

Genom att ledningen mellan England och Belgien, The Interconnector, togs i drift 1998, har även marknadsplatsen i Zeebrugge utvecklats. I Zeebrugge möts gas från England, Norge och även LNG från till exempel Algeriet. Genom "The Interconnector" sker en prisföljning mellan NBP i Storbritannien och Zeebrugge. På de övriga marknaderna sätts gaspriset fortfarande i huvudsak mot olja.

Den svenska och delvis även den danska marknaden ligger lite vid sidan om de etablerade marknadsplatserna och påverkas ännu inte speciellt mycket av prisutvecklingen på dessa. Nya förbindelser mellan Danmark och kontinenten planeras, och om de byggs påverkar de utvecklingen av gemensamma marknadsplatser. Nord Pool och Gastra har utrett förutsättningarna för att skapa en marknadsplats och i förlängningen en spotmarknad för naturgas i Danmark. För närvarande bedöms inte villkoren vara uppfyllda för att en sådan skall kunna fungera.

Utbud och efterfrågan på de marknader som ligger nära Sverige har betydelse för den generella prisnivån och prisutvecklingen. En förutsättning för prispåverkan mellan olika marknader är att det finns en infrastruktur som möjliggör utbyte av varor mellan marknaderna. För Sveriges del är det främst Danmark som är den alternativa marknaden för naturgas, men till viss del även Tyskland genom den förbindelse som finns via Danmark. Den dansk-svenska naturgasmarknaden är till följd av bl.a. de höga transportkostnaderna isolerad och prispåverkan från europeiska handelsplatser är mycket begränsad. I Sverige sker handel med naturgas genom bilaterala avtal.

Priset på naturgas *mellan leverantörer och underleverantörer* samt mot *stora slutkunder* förhandlas enskilt och består förutom av ett fast utgångspris även av en rörlig andel som följer prisutvecklingen på annat bränsle. Det fasta priset utgår från slutkundens kostnader för att använda alternativa bränsleslag, dvs kundens alternativkost-

nad. Det slutliga priset är ett resultat av en förhandling och behöver inte spegla faktiska kostnader.

För slutkunder som förbrukar mindre mängder naturgas, t.ex. *hushåll*, förhandlas inte priserna enskilt. Istället använder återförsäljarna fastställda priser för samtliga kunder inom samma kundgrupp. Dessa priser ändras en till två gånger om året och ligger en bit under alternativa uppvärmningsformer, normalt oljeuppvärmning.

Även *gasleverantörens inköpspris* i Sverige utgår från slutkundens alternativkostnad. Leverantören gör emellertid avdrag för sina egna kostnader innan priset fastställs. Principen att utgå från alternativkostnaden och dra av för de egna kostnaderna tillämpas i samtliga led från lokal distributör till gasutvinning och kallas net-back-principen. Detta är en vanlig metod i Europa.

## 15.2 Prisutvecklingen

I följande avsnitt presenteras statistik över prisutvecklingen. De naturgaspriser för slutkunder i Sverige som redovisas utgår från Statistiska centralbyråns (SCB) prisstatistik. Den baseras på Eurostats anvisningar för insamling av prisstatistik i EU:s medlemsländer. Enligt dessa anvisningar samlar SCB in hypotetiska priser från ett urval av försäljare av naturgas i Sverige. Företagen tillfrågas om vilket pris de skulle sätta för en kund med en viss förbrukning. Statistiken ger således inte information om de faktiska priserna. Fram till januari 2004 fanns inga andra statistiskt säkerställda uppgifter att tillgå och statistiken bedöms vara relevant för att visa prisutvecklingen under de senaste åren. Dock bör de redovisade prisnivåerna tolkas med försiktighet. Priserna redovisas i nominella termer exklusive skatt och moms.

Eftersom överföringsverksamhet hittills varit integrerad med handelsverksamhet finns inga säkra fakta om kostnadsfördelningen mellan försäljning av naturgas och överföringstarifferna, bara uppskattningar utifrån företagens egna uppgifter. De totala priserna på naturgas inkluderar överföringstariffer. Enligt Nova naturgas och Sydkraft Gas utgör dock transmissionstariffen i dag ungefär 15 % av slutkundernas totala gaspris, exklusive skatt och avgift.<sup>2</sup> Kostnaden för överföringen genom företagets distributionssystem är lika

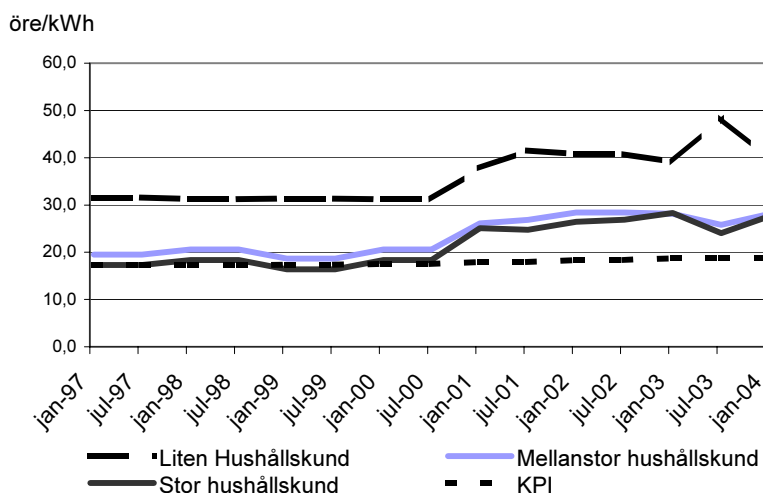
---

<sup>2</sup> Nova naturgas: "En effektiv gasmarknad i Sverige", Stockholm 2004-04-15.

stor eller något högre, vilket innebär att kundernas totala kostnad för överföring är ungefär 30 % av det totala priset för naturgas.

Utvecklingen av naturgaspriserna för hushållskunder redovisas i figur 15.2.

Figur 15.2. Beräknade naturgaspriser för hushållskunder i Sverige 1997–januari 2004, exklusive skatt, öre per kWh



Anm: Liten Hushållskund motsvarar en årlig konsumtion av 2 326 kWh, mellanstor hushållskund 23 260 kWh och stor hushållskund 290 750 kWh<sup>3</sup>.

Källa: Statistiska centralbyrån.

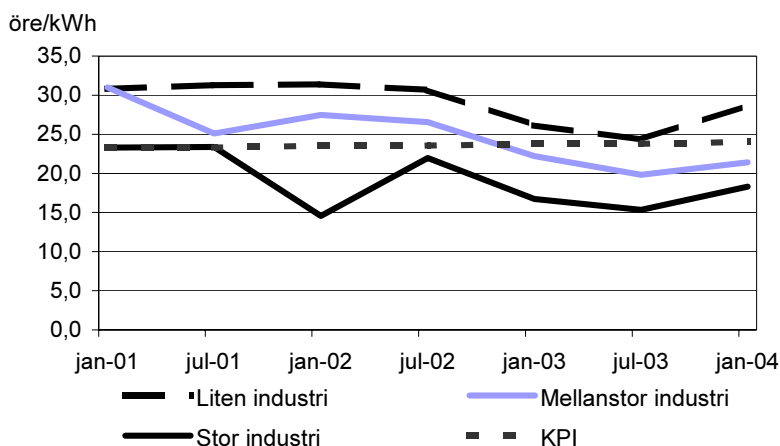
Naturgaspriserna för samtliga hushåll steg kraftigt 2001 och följde därmed utvecklingen av importpriserna. Därefter har priserna fortsatt att stiga och ligger i dag på cirka 42 öre per kWh exklusive skatt för kunder med liten förbrukning (till gasspis) och cirka 36 öre per kWh för kunder med större förbrukning (uppvärmning flerbostadshus).

Efter den kraftiga prisökningen för hushållskunder 2001 har prisnivån varit fortsatt hög i förhållande till industrikunder i Sverige. I januari 2003 hade Sverige ett naturgaspris för stora hushållskunder som var nästan 20 procent högre än Danmark, vilket var det medlemsland i EU som hade näst högst naturgaspris.

<sup>3</sup> Stora hushåll enligt definitionen ovan finns inte i Sverige utan är en hypotetisk kategori.

Fem stora industrikunder i Syd- och Västsverige har gått samman i Swedish Industrial Gas Consortium, SIGC.<sup>4</sup> Företagen har i kontakter med utredningen presenterat statistik över hur mycket de betalat för sin inköpta naturgas. Priserna är jämförbara med de priser som SCB redovisar för kategorin stora industrier från och med januari 2002. För industrikunder redovisar SCB prisstatistik från 2001 och framåt.

Figur 15.3. Naturgaspriser för industrikunder 2001–januari 2004, exklusive skatt, öre/kWh



Anm: Liten industri motsvarar en årliga konsumtion av 0,1163 GWh, mellanstor industri 11,63 GWh och stor industri 116,3 GWh.

Källa: Statistiska centralbyrån.

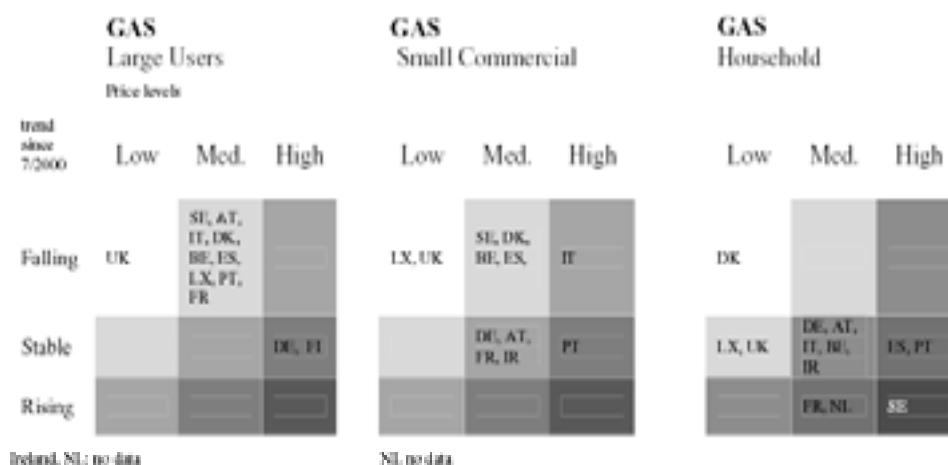
Figur 15.3 visar att prisnivåerna för industrikunderna är lägre än för hushållskunderna, mellan 18 och 29 öre per kWh. Sedan 2001 har priserna sjunkit något för samtliga kundkategorier, för att åter börja stiga i januari 2004.

Den svenska prisnivån (SE) för olika kundgrupper i förhållande till prisnivån i övriga EU-länder visas i figur 15.4.

<sup>4</sup> SIGC-gruppen består av slutkunderna Kemira, Pilkington, StoraEnso, Trelleborg och Öresundskraft.



Figur 15.4. Prisnivåer för naturgas i olika EU-länder



Källa: "Third benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market", Brussels, 01.03.2004.

Internationellt sett har priserna för stora industrier sjunkit i nästan alla länder sedan år 2000. Detta beror dels på sjunkande råoljepriser under de inledande åren, därefter på ökad konkurrens mellan leverantörer, dvs. prissättning gas-till-gas istället för mot olja. Danmark och Storbritannien har fortsatt låga prisnivåer för hushåll.

### Förväntad utveckling

Importpriserna till EU påverkar den svenska marknaden i begränsad omfattning, eftersom huvuddelen av den gas som används är producerad i Danmark. En ny ledning från danska naturgasfälten till Nederländerna som är under uppbyggnad ökar möjligheten för producenterna i danska delen av Nordsjön att avsätta naturgas på andra marknader. Detta kommer sannolikt att påverka prisbilden i Danmark, och i sådana fall troligen även i Sverige.

I Energimyndighetens och Naturvårdsverkets underlag till Kontrollstation 2004<sup>5</sup> presenteras IEA:s prognoser av världens framtida energianvändning. I de europeiska OECD-länderna bedöms natur-

<sup>5</sup> "Prognoser över utsläpp av växthusgaser", Delrapport 1 i Energimyndighetens och Naturvårdsverkets underlag till Kontrollstation 2004.

gasanvändningen att fortsätta öka. Detta innebär en ökad import bl.a. från områden där den långsiktiga marginalkostnaden för att utvinna gas överstiger dagens naturgaspris på marginalen. Trots detta förväntas de europeiska importpriserna av naturgas minska något fram till 2010 jämfört med den gällande prisnivån år 2000. Detta beror på att naturgasen i större omfattning än hittills kommer att konkurrera med andra naturgasmarknader i stället för mot olja. Detta blir framförallt aktuellt när en spothandel för naturgas utvecklas i Europa. Ökad konkurrens på den europeiska naturgasmarknaden reducerar marginalerna nedströms. Denna tendens förstärks ytterligare av att de nationella tillsynsmyndigheternas arbete med att övervaka avgifterna på naturgasnäten ökar med ny lagstiftning.

Under perioden 2010 till 2020 väntas importpriserna för naturgas stiga på grund av att den ökande europeiska efterfrågan måste mötas av import från nya gasfält. Kostnaden att utveckla dessa fält, primärt i Ryssland och Mellanöstern, överstiger kostnaden för dagens naturgasimport.

Det är i detta sammanhang värt att påpeka att det finns omfattande naturgasreserver i Sveriges geografiska närhet. Över en tredjedel av samtliga naturgasreserver återfinns i de f.d. Sovjetrepublikerna. Stora, men jämförelsevis mer begränsade reserver finns i Norge. Danmark, Tyskland och Holland har små återstående reserver jämfört med gällande exportåtaganden och egen användning av naturgas. EU-kommissionen lägger därför stor vikt vid att öka importmöjligheterna.<sup>6</sup> För att öka försörjningstryggheten inom EU undersöks möjligheter för ytterligare förbindelser mellan EU och Ryssland samt Norge.

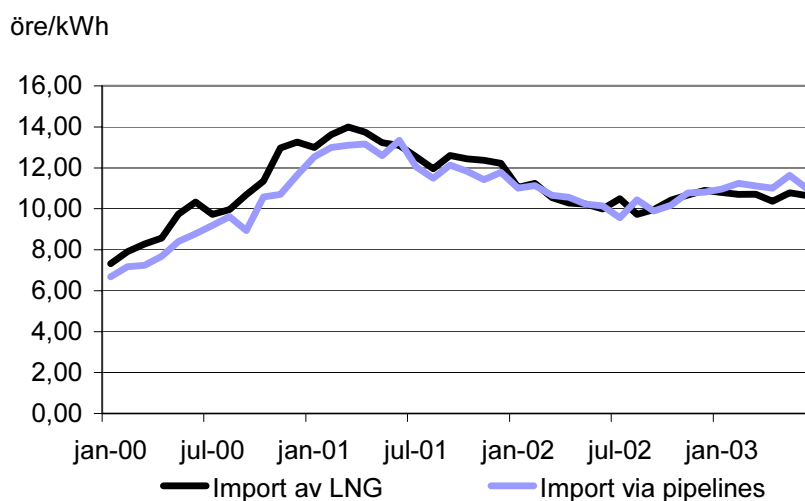
I England kan inhemsk gasproduktion inte längre möta efterfrågan. Omställningen till snabbt ökande importbehov väntas inträffa redan 2006–2007. Behovet av snabbt ökande import har lett till ett bilateralt avtal med Norge. Avtalet reglerar villkor vid ökande gasimport från Norsksokkel och har följts av beslut om utbyggnad av både ett stort nytt gasfynd för produktionen (Ormen Langeprojektet) och av delvis nya exportledningar till England.<sup>7</sup> Dessutom planeras LNG-terminaler i samma syfte. Även i USA planeras nya LNG-terminaler för att säkra gastillförseln till marknaden. I figur 15.5 redovisas den genomsnittliga prisutvecklingen för importpriserna till EU-området. Importpriserna nådde sin hittills högsta nivå under början av år 2001 som en följd av höjda oljepriser

<sup>6</sup> Enligt uppgifter från svenskt näringsliv.

<sup>7</sup> Hemsidor för Gassco, Norsk Hydro och Statoil.

under slutet av år 2000. Under år 2003 har importpriserna varit relativt oförändrade.

Figur 15.5. Genomsnittliga importpriser till EU-området



Källa: Energy Prices and Taxes, IEA, 1:st quarter 2004, IEA 2004.

Enligt IEA:s prognoser antas naturgaspriset internationellt sett utvecklas i enlighet med tabellen.

Tabell 15.1. Importpriser på råolja och naturgas samt växelkurser

	2000	2010	2020
Råolja, USD/fat	28	21	25
Naturgas, USD/Mbtu	3,0	2,8	3,3
Rel.pris Naturgas/Råolja	0,6	0,7	0,7
Växelkurs	9,17	8,2	8,2

Källa: Energimyndighetens bearbetning av "World Energy Outlook 2002", International Energy Agency (IEA).

Det är värt att påpekas att alla bränsleprisprognoser är förenade med stor osäkerhet. Detta visas inte minst av den senaste tidens prisutveckling för råolja och kol vilken avviker från IEA:s bränsleprisprognos.

### 15.3 Prispåverkande faktorer

Avgörande för prisutvecklingen både i Sverige och internationellt är de faktorer som påverkar prisbildningen. Priset på naturgas på den svenska marknaden regleras i leveransavtalen mellan leverantör och kund. Avtalen har egenskaper som är specifika för naturgasmarknaden. När naturgaspriset fastställts är alternativkostnaden för kunden styrande. Naturgas utgör en av flera energikällor som kan ingå i kundens val av energiform. Naturgasen konkurrerar således med andra bränslen och gaspriset följer i stort priserna på dessa alternativ. Principen har varit att naturgasen skall vara billigare än kundens alternativ. Det pris som kunden betalar har således inte speglat produktions- eller distributionskostnaderna utan kostnaderna för alternativet till naturgas.

Avtalen på marknaden utgör företagsinterna affärshandlingar och är därmed inte tillgängliga för andra än avtalsparterna. Beskrivningen av innehållet i dem bör följaktligen tolkas med viss försiktighet. Underlaget till detta avsnitt bygger på kontakter med återförsäljare av naturgas, slutkunder, en konsultrapport som Ångpanneföreningen (ÅF) genomfört på uppdrag av utredningen<sup>8</sup> samt Energimyndighetens och Naturvårdsverkets prognoser för den framtida användningen av naturgas.<sup>9</sup>

Historiskt sett har naturgasföretagen i Sverige bedrivit handels- och överföringsverksamheterna inom samma bolag. Priserna till kunderna för respektive verksamhet har följaktligen inte redovisats var för sig.

I kundens ställningstagande vid val av bränsleslag ingår en uppskattning av totalkostnaden för att använda naturgas, vilket innebär att kostnaderna för överföring medräknas. Om kunden erbjuds höga överföringsavgifter för sin leverans kan en säljare av naturgas som inte har överföringsverksamhet endast påverka sin egen konkurrenssituation i förhållande till andra bränsleslag genom att anpassa naturgaspriset. Förhållandet mellan kundernas kostnader för naturgasen respektive överföring är som framgått oklart men påverkas dock av varandra. Oavsett inbördes relation finns faktorer som påverkar prisbildningen dels på överföringstarifferna, dels på naturgaspriset. I följande avsnitt presenteras dessa faktorer.

---

<sup>8</sup> Se rapporterna 6a och 6b.

<sup>9</sup> "Prognoser över utsläpp av växthusgaser", Delrapport 1 i Energimyndighetens och Naturvårdsverkets underlag till kontrollstation 2004.

### 15.3.1 Överföringstariffer

Överföringstariffer omfattar tariffer för både transmission och distribution. Följande faktorer kan antas ha betydelse för överföringstarifferna:

- Effektuttag
- Uttagsprofil
- Effektivt utnyttjande av nätet
- Tariffstrukturen

I det här avsnittet redogörs mer ingående för dessa faktorer.

#### Effektuttag

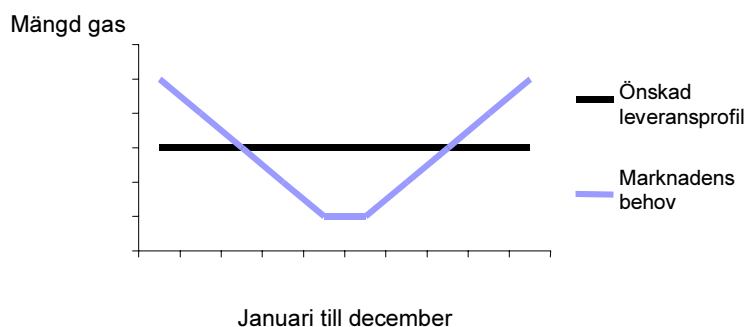
Effekten räknas normalt som maxuttag på timme eller dygn och är en viktig faktor. För att underlätta för företag som har sin maxeffekt under sommaren har vissa distributörer gjort skillnad i sin tariff på vinter och sommareffekt.

#### Uttagsprofil

Nätägare eftersträvar en jämn nivå på leveranserna över året för ett optimalt utnyttjande av produktionsanläggningarna och överföringsnäten. Tarifferna för det svenska stamnätet har en hög kapacitetsandel, vilket innebär att den effekt som kunden behöver vid höglast får stor påverkan på överföringstariffen, även om denna kapacitet behövs under mycket kort tid. Ett stort inslag av temperaturberoende användning leder till högre kostnader för lastutjämnning och ger även sämre kapacitetsutnyttjande. En marknad med ökade industrilaster kan höja den totala marknadslastfaktorn för leveranser till Sverige samtidigt som en ökande andel kraftvärme kan resultera i en lägre total marknadslastfaktor.

I figuren visas schematiskt vad som är mest fördelaktigt för kapacitetsutnyttjandet i nätet och de temperaturberoende behov som är typiska på en marknad som den svenska.

Figur 15.6. Schematisk bild över skillnaden i önskad leveransprofil och marknadens behov



Källa: ÄF: "Naturgasmarknad i förändring", Rapport 6a.

Överföringskostnaden för en kund som utnyttjar maximikapacitet under en kort tid av året får nästan lika stora överföringskostnader som den som tar ut samma effekt under hela året. Relationen mellan fasta och rörliga avgifter för överföringen beror på vilket mönster man har i sitt uttag. I Sverige kan, med nuvarande utformning av tarifferna, den fasta delen i vissa fall utgöra 85–90 procent av den totala överföringsavgiften.

I Danmark har man observerat detta problem. Med tidigare tariffutformning kunde den fasta kostnaden för kapacitetsutnyttjandet utgöra 95 procent av den totala överföringskostnaden. Tarifferna har numera omarbetats och bland annat har månads-tariffer införts. Det betyder att den kund som utnyttjar hög kapacitet under månader då det normalt finns gott om kapacitet betalar en lägre avgift för kapacitetsutnyttjandet än den som behöver kapacitet under tider med hög belastning på nätet. I Danmark bedömer man att kapacitetsdelen kan sänkas till 50 procent med den nya tariffutformningen med månadstariffer. Med för hög kapacitetsavgift kan initialkostnaderna bli så höga att kunder med kortvarigt behov av hög kapacitet väljer att avstå från naturgas.

Naturgasföretagen har valt att inte fördela kostnaderna för överföringarna jämnt till varje kundkategori. Vissa större slutkunder har således bekostat överföringarna även för andra slutkunder.

### Effektivt utnyttjande av nätet

Kostnaden för överföring i överföringssystemet reduceras i takt med att marknaden utvecklas och mer gas överförs genom systemet. Jämfört med flertalet av länderna i Europa är de svenska överföringspriserna ofta dubbelt så höga. En jämförelse med de tätbefolkade länderna i Europa som har en utbyggd infrastruktur visar att överföringskostnaderna i dessa länder är mindre än en fjärdedel av de svenska. Det är enbart Irland som har överföringspriser i nivå med de svenska. Det finns förklaringar till skillnaderna som att avstånden är långa, energitätheten lägre och att kapacitetsutnyttjandet är lågt i det svenska naturgassystemet vilket leder till höga specifika kostnader per överförd energienhet.

En fördubbling av gasförbrukningen torde enligt Nova naturgas halvera transmissionstariffen, eftersom kostnaderna i transmissionssystemet i huvudsak är fasta. Överföringspriset till slutkunder påverkas således av marknads utbredning. Byggs naturgassystemet ut i ett tätbefolkat område med stor naturgasanvändning, blir överföringskostnaderna lägre per överförd energienhet än i områden med mindre naturgasanvändning.

### Tariffstrukturen

Nova naturgas nuvarande transmissionstariff är en s.k. frimärkstarriff, vilken är helt oberoende av avståndet som gasen överförs. Denna tariffutformning har både för- och nackdelar. De kunder som ligger nära leveranspunkten till Sverige kan med rätta hävda att de betalar delar av överföringen för kunder längre bort i systemet.

Sydskraft Gas använder en kombination av avståndsberoende tariff och frimärkstarriff. Den avståndsberoende tariffen är enligt Sydkraft Gas införd för att tariffen skall upplevas mer skälig för de kunder som ligger nära stamledningen och motverka byggnation av parallella ledningar.

Sydskraft Gas anger att en avståndsberoende avgift införts för de största kunderna för att spegla investeringskostnader korrelerade till avståndet från stamledningen. Ledningar till dessa kunder går ofta i stort sett direkt från stamledningen till deras anläggning. De mindre kunderna är belägna efter ett förgrenat nät och betalar därför inte för avståndet till stamledningen. För dessa kunder tillämpas frimärkstarriffer. Systemet med att distributören har av-

ståndsberoende tariffer och inkluderar kostnaderna i överliggande nät i sina tariffer har av slutkunder kritiserats för att inte vara transparent.

Transmissionsledningarna i Sverige finns på västkusten och ägs av Nova naturgas i norr men av både Nova naturgas och Sydkraft Gas i söder. För att få tillgång till gas i södra Sverige måste den överföras genom båda nätägarnas system. Dagens tariffstruktur med separata transmissionstariffer i Novas och Sydkrafts nät gör att dessa kunder betalar tariff på tariff. Dagens tariffstruktur påverkar därför överföringstariffen negativt för kunder med flera grossistled då dessa drabbas av högre tariffer.

### 15.3.2 Prisbildning på naturgas

I huvudsak påverkar följande faktorer naturgaspriset och kan antas göra det även i framtiden:

- Alternativens prisutveckling
- Kapitalkostnader
- Tillgång
- Konkurrenssituationen
- Överföringskostnaden i andra länder
- Skatter

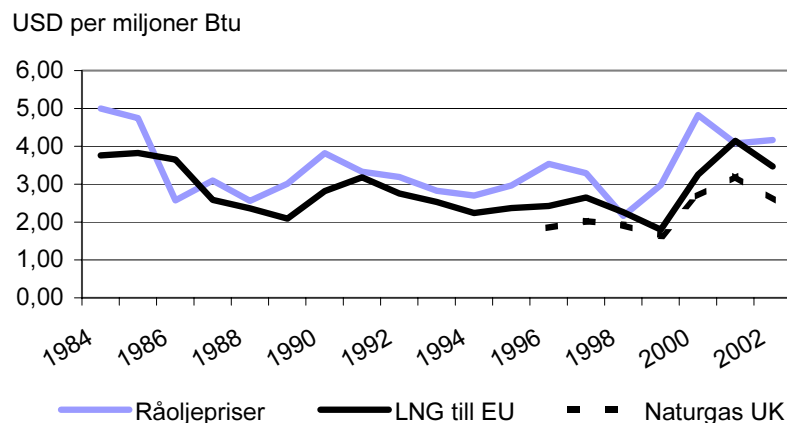
I följande avsnitt redovisas en genomgång av de prispåverkande faktorerna för handel med naturgas.

#### Alternativens prisutveckling

I de allra flesta fall har naturgaskundernas alternativa bränsle varit olja, men även gasol. Priset på naturgas har därför i majoriteten av alla avtal utgått från oljepriset, såväl i Sverige som internationellt. När oljepriset förändrats över tiden har det funnits ett behov att ändra naturgaspriserna i samma takt för att bibehålla konkurrenskraften. Den del av priset som är rörligt regleras därför mot ett oljeprisindex. Det är vanligt förekommande att avtalen innehåller prispåföljning till 90–95 procent mot olja. Detta gäller såväl i Sverige som internationellt. I figur 15.7 går att se att naturgasens prispåändring har en viss tidsfördröjning mot oljepriset.



Figur 15.7. Naturgasprisets utveckling i Storbritannien i förhållande till oljepris och importpriser för LNG till Europa



Källa: ÅF: "Naturgasmarknad i förändring", Rapport 6a.

Den starka kopplingen mellan priserna på naturgas och olja har fått till följd att faktorer som påverkar oljepriset även får återverkningar på naturgaspriset. Eftersom olja handlas i US-dollar blir den internationella prisutvecklingen för naturgasen t.ex. direkt kopplad till dollarkursens utveckling. Oljepriset och dollarkursens utveckling är de faktorer som har störst påverkan på naturgasprisets utveckling. Ett annat exempel är att många av avtalen på den svenska marknaden korrigerar priset på naturgas till följd av ändrad skattemässig skillnad mellan olja och naturgas. Höjda skatter på olja leder därför till högre naturgaspriser.

I Sverige har naturgaspriset indexerats mot råoljepriset mot bl.a. oljebörsen i Rotterdam. Prisutvecklingen i Sverige följer därför delvis utvecklingen av de internationella importpriserna för naturgas till EU.

Den strukturförändring som pågår i Sverige har fått till följd att villkoren i gaskontrakten ändrat karaktär. För att förvärva nya kunder är gasleverantörerna villiga att skraddarsy olika lösningar för sina kunder. Ett exempel är DONG:s leveransuppgörelse med Göteborg Energi. Enligt avtalet sker en prispåföljning mot el för den del av gasen som används för elproduktion och resterande del för värmeproduktion enligt en mer traditionell modell. Indexreglering mot el har förekommit i Sverige tidigare men inte i samma omfattning som i nämnda avtal.

## Kapitalkostnader

För de flesta lokala energibolag och industrier är det förenat med stora kostnader att byta bränsle. En industri med årlig förbrukning om 30–40 miljoner m<sup>3</sup> anger till exempel engångskostnaden att byta till oljeeldning till 10 miljoner kronor och två års omställningstid. En del lokala energibolag som har både olje- och gasbrännare kan dock byta till att elda med olja med endast mindre omställning. Investeringarna som görs i samband med byte av bränsleslag ingår i kundens alternativkostnad.

För att spegla detta indexeras en del av gaspriset mot ett kostnadsutvecklingsindex, som till exempel konsumentprisindex (KPI) eller nettoprisindex (NPI). I storleksordningen 5–10 procent av naturgaspriset justeras mot denna typ av index.

## Tillgång

En marknads prisutveckling styrs av tillgång till varan och kundernas efterfrågan. Tillgången till naturgas upplevs av naturgasföretagen generellt sett inte som ett problem för den svenska marknaden. Däremot kan det bli ett problem om man inte från början tecknat avtal på tillräckligt stora volymer, speciellt under vintern. Då kan det både vara ett rent tillgångsproblem vad gäller naturgasen men framförallt ett kapacitetsproblem vad gäller transmissionen. Hela rörets kapacitet kan vara fullbokat och då kan kunderna inte få tillgång till mer naturgas.

## Konkurrenssituation

Flera naturgasföretag som utredningen varit i kontakt med vittnar om att en viktig faktor för priserna på naturgas är förhandlingsmöjligheterna. Företagen anser inte att det råder konkurrens på marknaden och att det således inte finns alternativa leverantörer av naturgas. Bl.a. hänvisas till leveransavtalens utformning med grossisterna som innehåller ensamrätter genom marknadsdelning som beskrivits tidigare.

## Överföringskostnader i andra länder

Eftersom naturgastillförseln till Sverige är rörbunden är importpriset för gasen beroende av överföringskostnaden i andra länder. Inköpspriserna för grossisterna i Sverige inkluderar överföringen av naturgasen från den plats som den utvinns. Merparten av all naturgas som används i Sverige utvinns i Danmark. De svenska naturgaskunderna erbjuds därför högre naturgaspriser än t.ex. de danska till följd av att naturgasen måste överföras längre sträcka än om gasen förbrukas i Danmark. Om gasen köps från platser ännu längre bort exempelvis Tyskland höjs priset ytterligare då även transportkostnaden i Tyskland tillkommer. Transportkostnaderna i Tyskland är avsevärt högre än i andra medlemsstater. Transportkostnaderna från Tyskland till Danmark uppskattas allmänt till 20–25 procent av slutpriset. De höga överföringsavgifterna i Danmark och Tyskland bidrar till en högre prisbild på den svenska marknaden.

När en svensk grossist köper naturgas utomlands inkluderar priset på naturgasen överföringsavgiften i det landet. I överföringspriset ingår lastutjämning. Kostnader för lastutjämning påverkar därmed importpriset. Om kunden behöver leveranser med stor variation över året, blir lastutjämningskostnaden hög och även överföringskostnaden till Sverige till följd av att överföringsstariferna i regel har en hög kapacitetsandel. Enligt Nova naturgas gäller detta dock inte för kunder med hög förbrukning på sommaren.

En stor industrikund som utnyttjar kapacitet under lång tid, som exempelvis köper naturgasen för 15–17 öre/kWh, får betala i storleksordningen 1 öre per kWh för lastutjämning och 1 öre per kWh för överföring i Danmark. För en kund med en större temperaturberoende användning som utnyttjar kapacitet under kortare tid utgör kostnaderna för överföring och lastutjämning en större andel och kan uppgå till i storleksordningen 5–7 öre/kWh.

## Skatter

Den totala energibeskattningen för naturgas är cirka 3,8 öre/kWh för tillverkande industri, växthusnäringen och för kraftvärmeproduktion.<sup>10</sup> Naturgasen har en skattefördel gentemot olja med cirka 1,7 öre/kWh.<sup>11</sup> För övriga användare är skattefördelen för använd-

---

<sup>10</sup> Energiskatt + koldioxidskatt, för Eo 1, värmevärde 11, 1 kWh/Nm<sup>3</sup>.

<sup>11</sup> Dessa kundgrupper har reducerad energibeskattnings totalt sett.

ning av naturgas cirka 12,8 öre/kWh. Skattedifferensen mellan olja och naturgas ökar betal förmågan för naturgas till leverantören. För slutkunden är energibeskattningen avgörande för kostnaderna.