

Prisbildning och konkurrens på elmarknaden

ER 2006:13

Böcker och rapporter utgivna av Statens
energimyndighet kan beställas från
Energimyndighetens förlag.
Orderfax: 016-544 22 59
e-post: forlaget@stem.se

© Statens energimyndighet
Upplaga: 200 ex

ER 2006:13

ISSN 1403-1892

Förord

På uppdrag av regeringen har Energimarknadsinspektionen vid Statens energimyndighet analyserat den svenska och nordiska elmarknadens funktionssätt med tonvikt på konkurrensen och prisbildningen.

Den 1 januari 1996 reformerades den svenska elmarknaden. Konkurrens infördes i handel med och produktion av el medan nätverksamhet är ett reglerat monopol. Prisutvecklingen på den svenska och nordiska elmarknaden under de senaste åren har föranlett en diskussion om hur väl elmarknaden fungerar. Bland annat har lönsamheten bland elmarknadens aktörer och effektiviteten i prisbildningen på råkraftsmarknaden ifrågasatts.

Rapporten belyser utvecklingen på den nordiska råkraftsmarknaden och söker förklara det senaste decenniets elprisökningar. Vidare behandlas konsekvenserna för slutkunderna på den nordiska slutkundsmarknaden. Därefter analyseras konkurrensen på den nordiska elmarknaden. Inspektionen föreslår även ett antal åtgärder för att förbättra förutsättningarna för en väl fungerande konkurrens på elmarknaden. Även konkurrenssituationen på den svenska slutkundsmarknaden behandlas. I det nordiska elsystemet är det viktigt att begränsningar i överföringskapacitet hanteras på ett rationellt sätt. I rapporten analyseras några konsekvenser av att införa en delning av Sverige i så kallade elspotområden.

Energimarknadsinspektionen har i arbetet med rapporten, och för att inhämta synpunkter, samarbetat med en referensgrupp bestående av företrädare från näringslivet samt representanter från andra berörda myndigheter och organisationer.

Sammanfattning och slutsatser

Den 1 januari 1996 reformerades den svenska elmarknaden. Konkurrens infördes i handel med och produktion av el medan nätverksamhet är ett reglerat monopol. Prisutvecklingen på den svenska och nordiska elmarknaden under de senaste åren har föranlett en diskussion om hur väl elmarknaden fungerar. Bland annat har lönsamheten bland elmarknadens aktörer och effektiviteten i prisbildningen på råkraftsmarknaden ifrågasatts.

Energimarknadsinspektionens uppdrag

Regeringen har gett Energimarknadsinspektionen i uppdrag att analysera den svenska och nordiska elmarknadens funktion med tonvikt på konkurrens och prisbildning. Uppdraget omfattar att:

- övergripande analysera utvecklingen av elpriset sedan 1996. Analysen skall omfatta prisbildningen på såväl spotmarknaden som den finansiella marknaden. I uppdraget ingår att identifiera vilka bakomliggande faktorer som påverkar dagens prisbildning samt att kartlägga de viktigaste konsekvenserna för marknadens aktörer. EMI bör även belysa prisbildningen på slutkundmarknaden.
- analysera om konkurrensen på elspotmarknaden och den finansiella marknaden fungerar väl samt bedöma effektiviteten av prisbildningen på de båda marknaderna.
- analysera hur en eventuell indelning av Sverige i elspotområden skulle påverka konkurrensförutsättningarna i Norden och i Sverige. Effekterna för den svenska slutkundmarknaden bör belysas.
- överväga behovet av eventuella åtgärder för att säkerställa en väl fungerande konkurrens och en effektiv prisbildning på elmarknaden

I det följande sammanfattas Energimarknadsinspektionens analys och överväganden beträffande elmarknadens funktion. Underlaget för genomgången och de ställningstaganden som görs redovisas i de efterföljande kapitlen samt i bilagor.

Den nordiska elmarknaden kan sägas bestå dels av en nordisk råkraftsmarknad – producentmarknad, dels nationella – detaljhandelsmarknader.

På Nord Pool organiseras en dygnsmarknad för fysisk handel med el, spotmarknaden. Nord Pool har också en marknadsplats för så kallad finansiell handel, på vilken aktörer bland annat kan försäkra sig mot prisrisker. Handeln på Nord Pools marknader utgör därför basen för handeln med el på hela den nordiska marknaden. Utöver handeln på Nord Pools marknader förekommer bilateral handel mellan köpare och säljare.

Denna sammanfattning är disponerad på följande sätt, inledningsvis avhandlas råkraftsmarknadens funktionssätt, de frågor som belyses är prisbildningen på spotmarknaden, den finansiella marknadens funktionssätt, prisutvecklingen på spotmarknaden. Detta avsnitt avslutas med en analys av konkurrenssituationen på den nordiska råkraftsmarknaden med fokus på Sverige. Därefter följer ett avsnitt om hur en eventuell indelning av Sverige i elspotområden skulle påverka konkurrensförutsättningarna. I ett tredje avsnitt behandlas vissa förhållanden på den svenska slutkundsmarknaden och vissa konsekvenser för hushåll och elintensiv industri av de prisuppgångar som skett under senare år. Sammanfattningen avslutas med Energimarknadsinspektionens överväganden om behovet av åtgärder för den svenska och nordiska elmarknaden.

Så fungerar råkraftsmarknaden

Prisbildningen på spotmarknaden

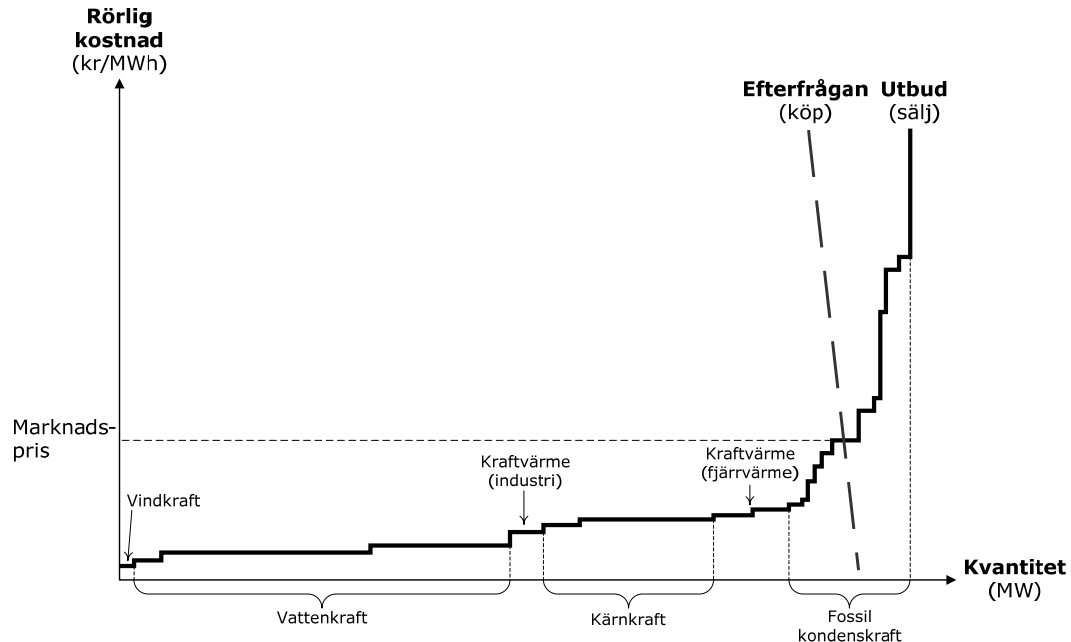
Sedan elmarknadsreformen styrs priset av utbud och efterfrågan. På Nord Pools spotmarknad (Elspot) fastställs elpriset timme för timme för nästkommande dygn genom att respektive aktör i ett auktionsförfarande lämnar bud till Nord Pool om köp och försäljning av el. Det finns fysiska överföringsbegränsningar bland annat mellan länderna. För att hantera situationer där marknadens efterfrågan på överföring överstiger tillgänglig överföringskapacitet är den nordiska elmarknaden indelad i anmälningsområden (elspotområden).

Aktörerna på spotmarknaden specificerar hur mycket el de önskar köpa respektive sälja beroende på pris. För varje timme under kommande dygn aggregeras aktörernas bud till utbuds- och efterfrågekurvor. Utbudskurvan består av aktörernas sammanlagda säljbud med avseende på pris och kvantitet. På motsvarande sätt består efterfrågekurvan av aktörernas sammanlagda köpbud med avseende på pris och kvantitet. Den kombination av pris och kvantitet där utbudet och efterfrågan exakt motsvarar varandra fastställer jämviktspris och kvantitet, så kallat marknadsklarerande pris, se figur S1.

Förenklat motsvaras jämviktspriset av den rörliga produktionskostnaden för den dyraste produktionsanläggning som behövs för att möta efterfrågan. Den rörliga produktionskostnaden för denna anläggning är den aktuella marginalkostnaden, vilket är kostnaden för att öka den totala produktionen med en ytterligare enhet. När elproduktionen utnyttjas i kostnadsordning, från den produktionsenhet som har lägst marginalkostnad upp till marginalkostnaden för den sista produktionsenhet som behövs, möts efterfrågan och utbud vid varje givet tillfälle till lägsta möjliga kostnad. Resultatet blir en kostnadseffektiv allokering av produktionsresurserna på elmarknaden.

Samtliga aktörer som lämnat säljbud till ett pris som är lägre än jämviktspriset får sälja den inbjudna mängden el till det marknadsklarerande priset. De som har lämnat ett säljbud som överstiger det marknadsklarerande priset får å andra sidan inte sälja någon el. Detta medför att all tillgänglig elproduktion konkurrerar på

samma villkor och värderas lika, oavsett produktionsteknik. På motsvarande sätt får alla aktörer som lämnat köpbud till priser överstigande jämviktspriset köpa den mängden el till jämviktspriset medan de som lämnat köpbud understigande jämviktspriset inte får någon el.



Figur S1 Princip för prisbildningen på spotmarknaden

På en marknad präglad av fullständig konkurrens finns det inga incitament för någon aktör att lämna säljbud som inte motsvarar aktörens marginalkostnader. Aktörens bud påverkar i stort sett inte jämviktspriset och lämnar denne ett bud överstigande marginalkostnaden riskerar aktören att inte få sälja något alls. Alla aktörer uppträder då som pristagare på marknaden. Problem uppstår om någon aktör tror att han har tillräcklig marknadsmakt för att flytta priset och söker öka sin totala intäkt genom att minska sitt utbud eller bjuda in sin produktion till ett högre pris än marginalkostnaden. Energimarknadsinspektionens analys beträffande konkurrenssituationen redovisas i ett särskilt avsnitt i det följande.

All försäljning och köp på spotmarknaden sker till det marknadsklarerande priset. Detta pris är också vägledande för bilateral handel med el. Det finns ju ingen anledning för någon köpare eller säljare att handla bilateralt till ett sämre pris. Jämviktspriset på spotmarknaden uttrycker därför råkraftsmarknadens marknadspris.

Det har förekommit förslag om att såld produktion på spotmarknaden ska betalas med ett pris motsvarande producentens bud. Det vill säga en diskriminerande prisbestämning. En sådan princip skulle dock helt förändra effektiviteten i prisbildningen. Alla producenter skulle sluta uppträda som pristagare och i stället söka gissa det högsta pris som ger acceptans. Ett bud lägre än detta högsta pris ger

en intäktsförlust för producenten när dennes betalning bestäms av det egna budpriset. Alla producenter kommer vid sin budgivning därför att väga risken för en intäktsförlust till följd av ett för lågt bud mot risken för att inte få sälja till följd av ett för högt pris. Slutresultatet kan mycket väl bli att en princip om att betalningen till producenterna ska motsvara deras bud leder till ett högre pris än spotmarknadens jämviktspris. Detta gäller särskilt eftersom spotmarknaden har karaktären av "repeated game" eftersom den upprepas varje dag. Det finns då många möjligheter för producenterna att dra slutsatser om andras budbeteende och nå ett tyst samförstånd inför budgivningen. Energimarknadsinspektionen finner därför att den nordiska spotmarknadens funktion är väl ägnad att ge en effektiv prisbildning förutsatt att det är en tillfredsställande konkurrenssituation.

Den finansiella marknaden

Handelsprincipen på den finansiella marknaden skiljer från den fysiska marknadens auktion genom att det sker kontinuerlig handel på den finansiella marknaden. Den finansiella elmarknadens huvudsyfte är att möjliggöra riskhantering för elköpare och elsäljare.

Systempriset på spotmarknaden är referenspriset för de finansiella kontrakten på marknaden och visar jämviktspriset för buden i spotmarknaden utan hänsyn tagen till fysiska överföringsbegränsningar (flaskhalsar) inom Norden.

För att kunna skapa sig en förväntan om framtiden är tillgången på relevant information central. I grunden är det förväntningar om framtida elpriser som påverkar prisutvecklingen på den finansiella marknaden. Kopplingen till utvecklingen på spotmarknaden blir därmed central.

Det finns en mycket stark koppling mellan prisutvecklingen för kommande år och prisutvecklingen på utsläppsrätter. Kopplingen tyder på att marknaden förväntar sig fortsatt höga spotpriser till följd av utsläppsrätternas påverkan på kostnader för elproduktion och därmed elpriserna.

Priserna på spotmarknaden kan variera mycket mellan olika tidsperioder. En elkund som inte vill riskera en försämrad ekonomi till följd av ett högt elpris kan låsa sitt pris i ett fastprisavtal som gäller under en viss tidsperiod. En elleverantör som utan egna produktionsresurser säljer el till fast pris löper därmed en risk för stora kostnadsökningar och till och med konkurs om den inte på ett eller annat sätt har säkrat sin kostnad för anskaffning av elen. På motsvarande sätt kan en elproducent som inte har säkrat sin intäkt från elproduktionen riskera att inte klara sitt resultatkrav under år med låga råkraftspriser. Prissäkringar av detta slag görs antingen direkt med en annan aktör eller på Nord Pools finansiella marknad. Förväntningar om framtiden skiljer sig vid olika tidpunkter vilket har påverkan på priserna på den finansiella marknaden och därigenom de priser elleverantören erbjuder en slutkund för ett fastprisavtal. Denna koppling mellan slutkundspriset och priserna på den finansiella marknaden understryker vikten av en väl fungerande finansiell marknad.

I de intervjuer som Energimarknadsinspektionen låtit göra framkom att de tillfrågade aktörerna generellt hade stort förtroende för prisbildningen på terminsmarknaden. Det gäller särskilt i de mer kortsiktiga produkterna (ett till två år). Det anses visserligen finnas aktörer (främst några stora fonder) som kortsiktigt kan styra priset, men det anses inte vara något stort problem eftersom marknaden är så stor. Någon av de tillfrågade aktörerna anser dock att marknaden fortfarande är omogen och att det behövs fler riskvilliga aktörer som kan "agera mot strömmen". Den stora prisvolatiliteten anses vara ett tecken på att dessa aktörer är för få.

Likviditeten på Nord Pool

De jämförelser som gjorts av omsättningen mellan Nord Pool och andra europeiska elbörser, se kapitel 5, visar att likviditeten på spotmarknaden är avsevärt högre än på andra börser. Omsättningen har under de senaste åren ökat på såväl spotmarknaden som den finansiella marknaden.

I november 2005 fanns det på Nord Pool totalt cirka 425 medlemmar sett till samtliga marknader. På spotmarknaden var antalet medlemmar vid samma tidpunkt 318. Av dessa var 105 så kallade direkta aktörer. De svenska medlemmarna på spotmarknaden var i november 2005 101 stycken, varav 16 direkta aktörer. I dagsläget är det ungefär 340 medlemmar på Nord Pools spotmarknad. Under 2004 och 2005 motsvarade omsättningen på spotmarknaden 40 till 45 procent av den nordiska förbrukningen. Omsättningen på den finansiella marknaden steg kraftigt mellan 1996 och 2002 uttryckt i TWh. Mellan 2002 och 2003 halverades emellertid den omsatta volymen. Omsättningen 2005 (exklusive bilateral clearing) på Nord Pools finansiella marknad var den hittills högsta uttryckt i norska kronor.

Prisutvecklingen

Under perioden 1996 till 2005 har förbrukningen av el ökat 3 procent i Sverige och 8 procent i Norden. Faktorer som påverkar efterfrågan på el är exempelvis temperatur och konjunkturutveckling. Bakomliggande förhållanden till prisutvecklingen på spotmarknaden står bland annat att finna i de förutsättningar och faktorer som påverkar produktionskostnaden för el. De viktigaste av dessa faktorer är (se kapitel 4):

- hydrologisk utveckling,
- kapacitetsutvecklingen,
- interaktionen i den nordiska elmarknaden,
- interaktionen med kontinentala Europa,
- bränslepriser,
- konkurrenssituationen samt
- handeln med utsläppsrätter (från och med 2005).

Utbudet på råkraftsmarknaden i Norden utgörs till stor del av vattenkraft, vilket medför att produktionen varierar beroende på nederbörden. Under ett normalt år

kan den nordiska vattenkraften producera cirka 200 TWh medan produktionen under ett torrår kan gå ner mot 150 TWh och under ett våtår upp till så mycket som 250 TWh. Råkraftspriset är relativt lågt under år med god tillgång på vatten, exempelvis 2000, och relativt högt vid torrår som 1996 och 2002/2003. Under ett torrår minskar tillgången på vattenkraft vilket ökar behovet av produktion med högre marginalkostnad, som exempelvis kolkondens. Detta medför ökade kostnader för den produktion som krävs för att möta efterfrågan och verkar därmed prishöjande. Allt annat lika medför detta att en given efterfrågenivå, under ett torrår, uppnås till en högre kostnad (med dyrare produktionsalternativ) jämfört med ett normalår. Det omvända inträffar under ett våtår med god tillgång på vattenkraft.

Sedan elmarknadsreformen har den totala produktionskapaciteten i Sverige minskat samtidigt som den totala nordiska produktionskapaciteten ökat med 5 procent. Minskningen i Sverige gäller dels nedlagda topplastanläggningar, dels stängningen av de två kärnkraftreaktorerna i Barsebäck. En följd av att produktionsanläggningar stängts i Sverige samtidigt som förbrukningen har ökat är minskade marginaler vid effekttoppar. Effektbalansen är nu knapp såväl i Sverige som i Norden. Effektbalansen klaras dock vid såväl normal som tioårsvinter om normal tillgänglighet i produktion och överföring råder.

Under perioden nytilkommen produktionskapacitet är främst anläggningar som ingår i elcertifikatsystemet som infördes 2003. Totalt omfattar elcertifikatsystemet cirka 13 procent av Sveriges installerade produktionskapacitet och har vuxit med drygt 300 MW sedan utgången av 2003.

Interaktionen mellan de nordiska ländernas helt olika produktionsstrukturer är betydelsefull för de priser som etableras i de nordiska områdena. Effekten av våtår/torrår i Norge och Sverige dämpas av minskning/ökning av värmekraftproduktionen i Finland och Danmark. Den begränsade tillgången på handelskapacitet mellan länderna resulterar ibland i flaskhalsar vilka leder till prisdifferenser mellan prisområden.

Interaktionen med kontinentala Europa gör att priser utjämnas mellan Norden och i synnerhet Tyskland. Spotpriserna i kontinentala Europa ökade kraftigt under 2005. Detta medför stor efterfrågan på billigare kraft från Norden. För att möta den ökade efterfrågan behövs relativt sett dyrare kraftproduktion i Norden. Handeln medför att prisbildningen och konkurrensförhållanden i Norden kopplas närmare de fundamentala faktorer och konkurrensförhållanden som råder på kontinenten, i synnerhet i Tyskland. Nordens nettoexport till Tyskland var 2005 10 TWh högre än under 2004. Under största delen av årets timmar var handelskapaciteten till Tyskland otillräcklig. Om handelskapaciteten varit tillräcklig för att tillgodose Tysklands importvilja skulle Tyskland och Norden ha haft samma råkraftspris.

Priset på insatsbränslen för att producera värmekraft har generellt sett ökat sedan elmarknadsreformen. Priserna på olja och naturgas sjönk mellan 1996 och 1999, men har därefter ökat, särskilt under 2004 och 2005. Oljepriset har mer än tredubblats. Priset på naturgas har även det närmast tredubblats. Kolpriset var fram till 2003 lägre än 1996 men ökade kraftigt under 2004. I nuläget är dock kolpriset endast något högre än 1996. En följd av stigande bränslepriser är att de rörliga kostnaderna för kraftproduktion i anläggningar som använder dessa insatsbränslen stiger.

Spotmarknadens systempris (det nordiska pris som skulle ha gällt om det inte fanns några kapacitetsbegränsningar i det nordiska överföringsnätet) sjönk under de första åren efter 1996. Det genomsnittliga systempriset var som lägst år 2000 (108 kr per MWh). Under perioden efter 2000 steg systempriset för att nå det hittills högsta årsmedelpriset på 335 kr per MWh under torråret 2003. Trots att den relativt billiga nordiska vattenkraftsproduktionen ökade med drygt 35 TWh mellan 2004 och 2005 var systempriset 2005 (272 kr per MWh) högre än priset 2004 (264 kr per MWh). Det finns dock fundamentala faktorer som förklarar denna prisutveckling. Den främsta orsaken är handeln med utsläppsrätter som introducerades 2005. Detta i kombination med historiskt sett höga priser på fossila insatsbränslen har påverkat prisnivån kraftigt. Vidare lades Barsebäcks andra reaktor ned i maj 2005.

Energimarknadsinspektionen ser ingen orsak till att, under de närmaste åren, förvänta sig en långsiktig återgång till de prisnivåer som rådde fram till sekelskiftet. Även om det skulle bli ett snabbt fall i bränslepriserna kvarstår utsläppshandelns effekter på elpriset. Till detta kommer också effekterna av den minskade reservkapaciteten i såväl Norden som på kontinenten. Omfattande utbyggnader av ny produktionskapacitet kan förbättra situationen men det är samtidigt långa ledtider för tillkomsten av nya produktionsanläggningar.

Konkurrensen på den nordiska råkraftsmarknaden

Ägarkoncentrationen bland Sveriges elproducenter uttryckt i producerad energi har ökat sedan elmarknadsreformen 1996. Sveriges fyra största producenter, Vattenfall, Sydkraft, Stockholm Energi och Gullspång Kraft stod under 1996 för 85 procent av Sveriges produktion. Under 2004 var Sveriges fyra största producenters andel 88 procent, vilket innebär en ökad marknadskoncentration med ungefär 3 procentenheter sedan 1996, se kapitel 3.

Den nordiska produktionsmarknaden domineras av statligt ägda energikoncerner, vilka alla är dominerande på respektive nationell marknad. Vattenfall, Fortum och Statkraft (inklusive andel i E.ON-Sverige) stod tillsammans för cirka 45 procent av produktionen under 2004. Energimarknadsinspektionen har genomfört en omfattande kartläggning av koncentrationen på råkraftsmarknaden i Norden. Effekterna av samägande i kärnkraftverk och samverkan i vattenkraften har inte medräknats men de är enligt de nordiska konkurrensmyndigheterna försvårande för konkurrensen.

När de nationella marknaderna är integrerade till en gemensam nordisk elmarknad höjs konkurrenstrycket på råkraftsmarknaden i alla delar av Norden. Begränsningar i överföringsnätet och den därigenom förekommande marknadsuppdelningen påverkar olika delar av den nordiska marknaden i varierande grad. För att studera hur koncentrationen inom förekommande prisområdeskonstellationer påverkar konkurrenstrycket i Nordens elspotområden har samtliga nordiska prisområdeskonstellationer beräknats under 2004 och 2005. För varje konstellation har Energimarknadsinspektionen beräknat producenternas marknadsandelar och baserat på detta koncentrationen, uttryckt i Herfindhal-Hirschman Index (HHI), inom respektive prisområdeskonstellation, se tabell S1.

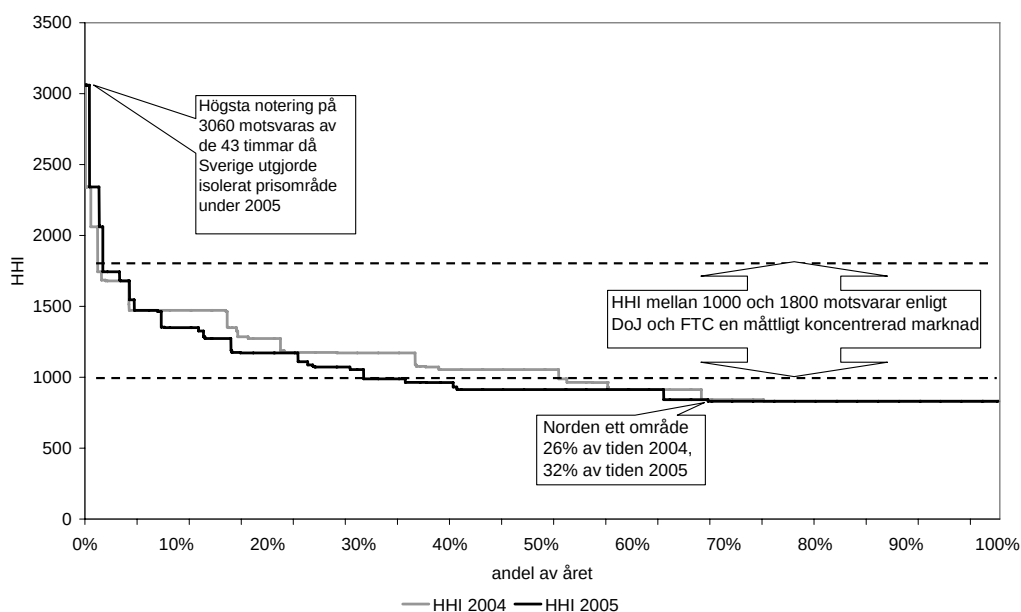
Tabell S1 HHI för de tio vanligaste marknadskonstellationerna 2005

Marknadskonstellation	Sverige	Jylland	Själland	Finland	Södra Norge	Norra Norge
Norden ett gemensamt prisområde	830	830	830	830	830	830
Jylland isolerat medan övriga områden hade gemensamt pris	913	3 566	913	913	913	913
Norra Norge isolerat medan övriga områden hade gemensamt pris	842	842	842	842	842	2 677
Sverige-Själland-Finland-Södra Norge ett pris med Norra Norge, Jylland isolerade	989	3 566	989	989	989	2 677
Sverige-Själland-Finland-Norra Norge ett pris med Jylland, Södra Norge isolerade	1 171	3 566	1 171	1 171	2 808	1 171
Sverige-Norge-Finland ett pris med Jylland, Själland isolerade	1 072	3 566	7 399	1 072	1 072	1 072
Själland isolerat medan övriga områden hade gemensamt pris	963	963	7 399	963	963	963
Sverige-Norge-Själland ett pris med Jylland, Finland isolerade	1 273	3 566	1 273	1 546	1 273	1 273
Sverige-Själland-Finland ett pris med Jylland, Södra Norge, Norra Norge isolerade	1 472	3 566	1 472	1 472	2 808	2 677
Södra Norge isolerat medan övriga områden hade gemensamt pris	964	964	964	964	2 808	964
Isolerat område	3 060	3 566	7 399	1 546	2 808	2 677

Den amerikanska handelkommissionen stipulerar i *Horizontal Merger Guidelines* att ett HHI under 1 000 motsvarar en marknad med låg koncentration, ett HHI mellan 1 000 och 1 800 motsvarar en marknad med måttlig koncentration, medan ett HHI över 1 800 motsvarar en marknad med hög koncentration.

Den vanligaste prisområdeskonstellationen 2005 var ett gemensamt pris i Norden. Detta var fallet under 32 procent av tiden vilket kan jämföras med 26 procent av tiden 2004. De därefter vanligaste konstellationerna innebär att ett eller två områden är isolerade medan Sverige ingår i ett prisområde med övriga.

I figur S2 redovisas marknadskoncentrationen på den råkraftsmarknad Sverige tillhört under 2004 och 2005. Figuren är konstruerad som ett så kallat varaktighetsdiagram där årets timmar sorterats efter fallande marknadskoncentration. Längst till vänster i figur S2 återfinns således de fåtal timmar under året när Sverige utgör ett eget prisområde. I bilaga 3 redovisas motsvarande uppgifter för övriga elspotområden.



Figur S2 HHI för Sveriges råkraftsmarknad 2004 och 2005

Används de generella marknadskoncentrationsgränserna bedöms den svenska råkraftsmarknaden (när den betraktas ur nordiskt perspektiv) haft en hög koncentration omkring 2 procent av tiden under 2005. På motsatt sida var Sveriges råkraftsmarknad definierad som svagt koncentrerad under drygt hälften av årets timmar. Det är emellertid viktigt att poängtera att även när Norden bildar ett prisområde har den konstellationen ett HHI som ligger förhållandevis nära den generella gränsen för *måttligt koncentrerad marknad*.

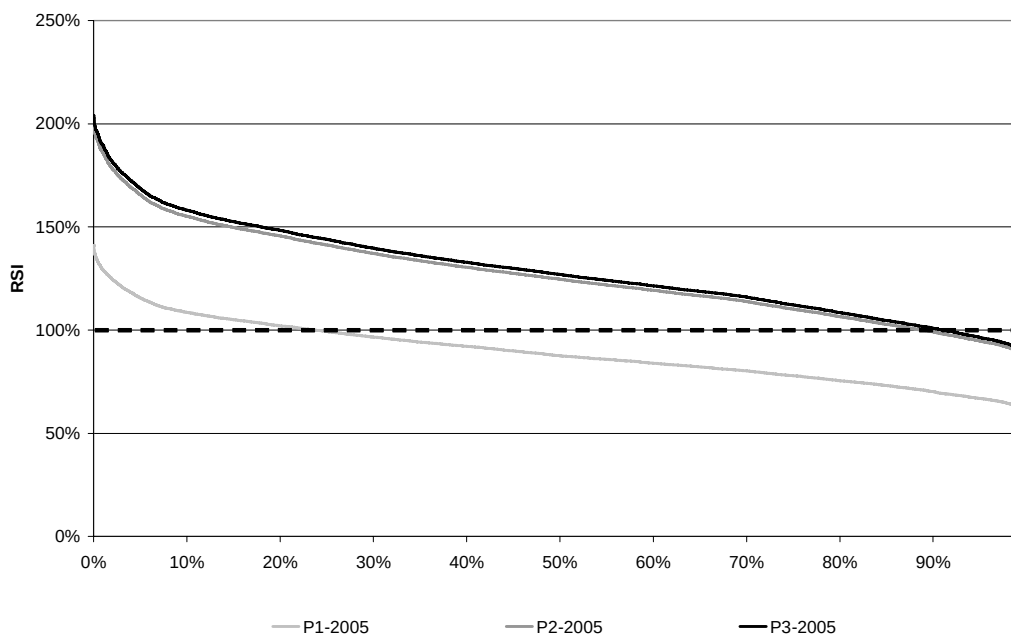
I förvärvssammanhang tillåter den amerikanska handelskommissionen endast små ökningar av HHI om det är över 1 000. Elmarknaden har dock specifika förutsättningar jämfört med marknader som HHI vanligen tillämpas på. Det gäller bland annat svårigheten att lagra el, relativt låg flexibilitet på efterfrågesidan och karaktären av "repeated game" som minskar osäkerheten kring andra aktörers beteende. Detta talar för att dessa gränser bör sättas lägre vid en bedömning av den nordiska elmarknadens funktion.

Den nordiska marknadsintegrationen har tidigare ofta bedömts innebära en så stor marknad – och därmed låg marknadskoncentration – att den säkerställer en god konkurrens på elmarknaden. Energimarknadsinspektionen vill lyfta fram att mycket talar för att den ökade koncentrationen på den nordiska marknaden genom fusioner och uppköp nu har nått en sådan nivå att den inte längre är oproblematisk. Förändringar i konkurrensförhållanden på såväl den svenska som den nordiska elmarknaden bör därför följas noga för att identifiera behövliga åtgärder. Även konkurrensförhållandena på en tysk-nordisk elmarknad bör bevakas. Två av de tre största producenterna i Tyskland (E.ON och Vattenfall) är också två av de fyra största producenterna i Norden. EU:s konkurrenskommissionär har nu

deklarerat att konkurrensförhållandena på den europeiska elmarknaden ska granskas särskilt.

Till den ökande koncentrationen kommer faktorer som ytterligare kan försämra konkurrensen och minska tilltron till elmarknaden. Samägandet i den svenska kärnkraften är en sådan faktor. Kraftföretagens samarbete inom vattenreglering är ytterligare en sådan faktor. Det är angeläget med en ökad forskning kring de speciella konkurrensförhållandena på elmarknaden för att ge en rättvisande bild av marknadskoncentrationen på en elmarknad.

Energimarknadsinspektionen har också beräknat ett så kallat residual supply index (RSI) för Sveriges tre största producenter (se kapitel 5). RSI visar för varje timme under 2005 när en viss producent hade en så betydande marknadsställning att dennes medverkan var nödvändig för att marknaden skulle klarera, givet resulterande handelsutbyte (se figur S3). De berörda timmarna har ett RSI under 100 och återfinns nedanför den streckade 100-procentslinjen i figur S3.



Figur S3 Beräknat RSI för Sveriges tre största producenter under 2005

Produktion från den störste elproducenten var nödvändig för att balans ska kunna erhållas, under uppskattningsvis 80 procent av tiden 2005 och omkring 70 procent av tiden 2004. Den näst största producenten i Sverige hade samma position under omkring 11 procent tiden 2005. I jämförelse kan noteras att danska *Konkurrencestyrelsen* uppskattat att den dominerande producenten på Jylland, Elsam, har motsvarande position under 78 till 91 procent av tiden.

Det dock är viktigt att poängtera skillnaden mellan innehav av marknadsmakt och missbruk av marknadsmakt. Beräknat RSI för Sveriges råkraftsmarknad ger en

översiktlig bild av hur stort beroendet av elmarknadens dominerande producenter är. De redovisade beräkningarna visar således inte huruvida marknads-makt har utövats eller ej.

Energimarknadsinspektionen har noterat danska myndigheters undersökningar av den danska konkurrenssituationen och Nord Pools rapporter från sin marknads-övervakning. Energimarknadsinspektionen har inte funnit några rapporter om utnyttjad marknads-makt efter år 2000 som påverkat det svenska råkraftspriset. Förutsättningarna för marknads-makt på råkraftsmarknaden för elektricitet kan dock anses vara stora jämfört med de flesta andra marknader och starkt kopplade till elmarknadens speciella förutsättningar. Det är därför angeläget med en fortsatt marknadsövervakning i allmänhet och övervakning av konkurrenssituationen i synnerhet.

Effekterna av en hög koncentration på utbudssidan av elmarknaden reduceras om en ökad flexibilitet i efterfrågan kan komma till uttryck i prisbildningen. För detta krävs bland annat avtalskonstruktioner som innebär att förbrukarna kan påverka sina kostnader om de tillfälligt ändrar sin efterfrågan.

Trots de för närvarande relativt höga spotpriserna görs det relativt få investeringar i ny elproduktionskapacitet. Inträdeshindren för presumtiva aktörer är emellertid höga. Även för befintliga aktörer finns det investeringshämmande omständigheter. Nyinvesteringar i elproduktionskapacitet är kapitalkrävande och karaktäriseras av långa planeringshorisonter. Det kan vara problematiskt att få acceptans för nya anläggningar, bland annat genom kommuners vetorätt. En annan faktor är den politiska osäkerhet som många aktörer säger sig uppleva. Exempelvis har det skett många förändringar i energiskattesystemet genom åren. Skatter har införts, tagits bort, och ändrats vid flera tillfällen. En snabb, effektiv och tydlig tillståndsprocess för investeringar i produktionsresurser är därmed önskvärd för marknadens konkurrens och effektivitet.

Elspotindelning

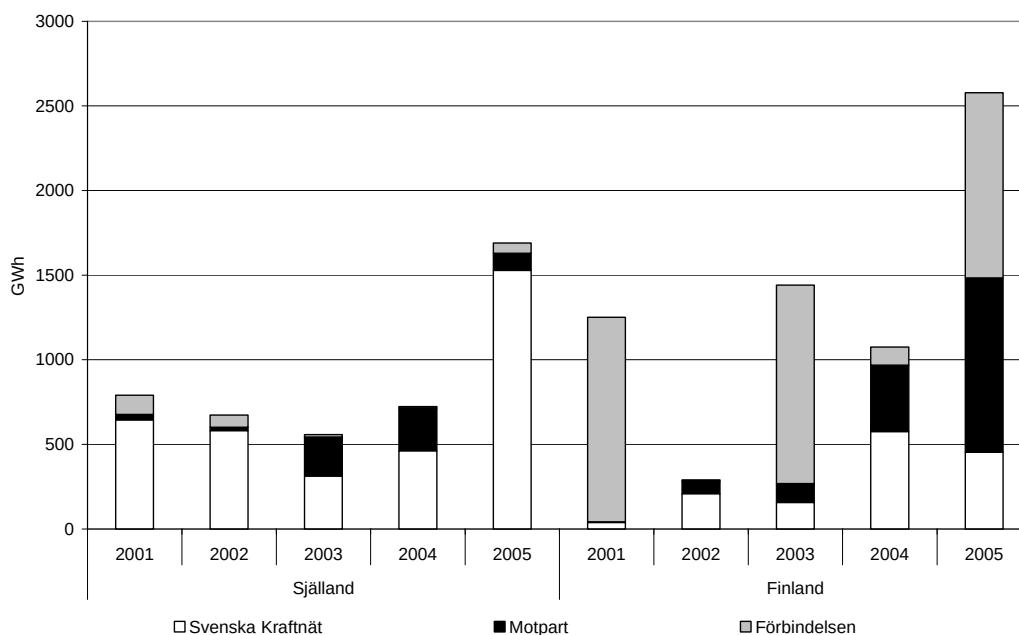
I Energimarknadsinspektionens uppdrag ingår som en särskild punkt att analysera hur en eventuell indelning av Sverige i elspotområden skulle påverka konkurrens-förutsättningarna i Norden och i Sverige. Effekterna för den svenska slutkunds-marknaden bör i detta sammanhang belysas. Redogörelsen återfinns i kapitel 6.

I det svenska stamnätet finns trånga sektorer, så kallade snitt, i vilka det kan uppstå överföringsbegränsningar (flaskhalsar). Flaskhalsar uppstår när aktörernas önskemål om överföringskapacitet är större än tillgänglig kapacitet. Förenklat förknippas överföringsbegränsningar i snitt 1, 2 och 4 med stor vattenkraftproduk-tion och export söderut medan begränsningar i det så kallade västkustsnittet är förknippat med stor transitering till södra Norge från Danmark och kontinenten, se figur 42 i kapitel 6.

Hantering av flaskhalsar är en av de mer komplexa frågorna vid design av en elmarknad i konkurrens. Hanteringen påverkar elmarknadens effektivitet och funktionssätt. Varken EU:s elmarknadsdirektiv eller EU:s förordning om gränsöverskridande handel föreskriver att en viss metod för hantering av flaskhalsar ska tillämpas. Däremot anger de ett antal riktlinjer och krav som kan sammanfattas med att flaskhalshanteringen ska främja såväl försörjningssäkerhet som en väl fungerande marknad.

I nuvarande ordning utgör Sverige ett enda elspotområde på spotmarknaden. Eventuella begränsningar inom det svenska överföringsnätet för el hanteras med en kombination av reduktioner av handelskapaciteter till angränsande länder och mothandel. Följden av detta är att spotpriset alltid är detsamma för alla aktörer som handlar på spotmarknaden i elspotområde Sverige.

Energimarknadsinspektionen har i en rapport 2005 om överföringsbegränsningar konstaterat att Svenska kraftnät och andra nordiska systemansvariga i omfattande utsträckning hanterar interna snittbegränsningar genom reduktioner av handelskapaciteter till angränsande länder. Omfattningen av begränsningarna har därefter ökat ytterligare under 2005. Figur S4 visar för åren 2001 till 2005 i vilken omfattning de separata handelskapaciteterna för export till Finland och Själland har begränsats till följd av interna begränsningar i Sverige eller i grannlandet.



Figur S4 Reduktion av handelskapacitet för export från Sverige

I tillägg till de nu redovisade begränsningarna per överföringsförbindelse finns det sedan 15 mars 2004 en ordning som innebär att Svenska kraftnät också anger till spotpriserberäkningen en begränsning för den totala exporten på förbindelserna söder om snitt 2 till Danmark och södra Norge. Denna samordnade hantering gör

att den tillgängliga kapaciteten i snitt 2 nyttjas bättre jämfört med tidigare hantering som innebar att varje förbindelse söder om snitt 2 reducerades med samma procentandel. Detta beskrivs närmare i avsnitt 6.2.2. Den totala högsta exportkapaciteten om 6 000 till 8 000 MW har varit begränsad till 0 MW under 5,5 procent av tiden och till högst 1 000 MW under 13,6 procent av tiden.

Svenska kraftnäts dagliga beräkning av behovet av exportbegränsningar syftar till att med bibehållen driftsäkerhet exportera så mycket som möjligt. När exportbegränsningar inte är tillräckligt för att bibehålla driftsäkerheten används mothandel. En begränsning av handelskapaciteter behöver inte nödvändigtvis leda till att det faktiskt uppstår en flaskhals men den ökar sannolikheten att den efterfrågade handelskapaciteten ska vara större än den tilldelade. För svenska konsumenter bidrar den nuvarande ordningen, med relativt måttliga kostnader för mothandel, till att hålla stamnätstariffen på en låg nivå. Vidare innebär en minskad export att elpriset på kort sikt blir lägre i Sverige.

Däremot innebär den nuvarande nordiska ordningen med begränsningar av handelskapaciteter att de nordiska områdena inte är så integrerade som de skulle kunna vara med hänsyn till kapaciteten på överföringsförbindelserna mellan områdena. Detta minskar effektiviteten i prisbildningen på den nordiska marknaden. I vissa situationer kan det vara höga priser i ett land samtidigt som det finns outnyttjad produktion i grannlandet till följd av att priset där är lägre. En sådan situation gällde under vecka 9 2005. Två situationer med mycket höga spotpriser inträffade den 28 november 2005 (Själland) respektive den 8 december 2005 (Finland).

Om de nordiska länderna bestämmer sig för en mer integrerad nordisk marknad finns det två huvudvägar att gå. Det ena alternativet är att hantera överföringsbegränsningar med mothandel i planeringsfasen i stället för neddragningar av handelskapaciteter. Det andra alternativet är att införa ytterligare elspotområden, till exempel genom att låta en intern flaskhals bli en gräns mellan två elspotområden. De två vägarna kan givetvis också kombineras på så sätt att en elspotindelning görs i en intern överföringsbegränsning medan övriga interna flaskhalsar mothandlas i planeringsskedet.

Nordel redovisade 2004 en analys av möjligheterna till utökad mothandel. Nordel konstaterade att alla flaskhalshanteringsmetoder innebär ett visst mått av risk för missbruk av marknadsmakt. En mer omfattande mothandel i planeringsfasen bedömdes ge möjlighet för mer missbruk av marknadsmakt än prisområdesindelning, om den skulle genomföras i reglerkraftsmarknaden. Även mothandel genom bilateral handel bedömdes vara förbunden med för stora möjligheter till utövande av marknadsmakt. Endast mothandel via elspot bedömdes vara ett realistiskt alternativ för en mer omfattande mothandel i planeringsfasen. Användning av elspot för mothandel förutsätter att buden är uppdelade i olika geografiska anmälningsområden som svarar mot de överföringsbegränsningar som ska mothandlas.

Nordenergi (de nordiska branschföreningarnas samarbetsorgan) har föreslagit att de nordiska systemansvariga ska garantera högsta möjliga tillgängliga handelskapacitet mellan elspotområden uppgående till åtminstone 70 procent av maximal handelskapacitet. Förslaget innebär ökad mothandel av såväl interna överföringsbegränsningar inom de nordiska länderna som för minskningar av förbindelsernas kapacitet på grund av störningar, revisioner med mera. Nordenergis förslag syftar till att minska osäkerheten om tillgänglig handelskapacitet. För de producenter som kan delta i mothandeln ger förslaget också möjlighet att få mer betalt för sin produktion.

Mothandel i planeringsfasen för minskningar av kapaciteten till grannländerna som beror på störningar, revisioner med mera på förbindelserna eller i deras omedelbara närhet innebär inte att outnyttjad kapacitet på överföringsförbindelsen utnyttjas på ett effektivare sätt. Spotpriset avspeglar vid sådan mothandel inte längre den verkliga resursknappheten utan en fiktiv situation innebärande att störningen eller revisionen inte ägt rum. Ett införande av sådan mothandel i planeringsfasen främjar inte en väl fungerande marknad eftersom den ger en försämrad effektivitet i prisbildningen. Baseras spotprisberäkningen alltid på full exportkapacitet blir konsekvensen ett högre genomsnittligt pris för all produktion i Sverige. Energimarknadsinspektionen konstaterar att det skulle innebära ett riskavlyft för marknadsaktörerna vars kostnad aktörerna själva bör finansiera. Det är inte rimligt att kostnaden för sådan mothandel betalas via stamnätstariffen.

Energimarknadsinspektionens analys i denna rapport visar att det skett en omfattande förmögenhetsomfördelning från elanvändare till producenter under senare år. Åtgärder som innebär en ytterligare förmögenhetsomfördelning bör endast kunna komma i fråga om de ökar effektiviteten i prisbildningen på elmarknaden.

Frågan om lämpligheten av mothandel av interna överföringsbegränsningar inom Sverige hör samman med konsekvenserna av den nuvarande ordningen med begränsningar av handelskapaciteter till grannländerna och konsekvenserna av alternativet med en indelning i elspotområden. De alternativ som diskuterats för en indelning av Sverige i elspotområden är en indelning i snitt 2 (genom Hälsingland och Norra Dalarna) och/eller en indelning i snitt 4 (söder om Oskarshamn-Ringhals).

Energimarknadsinspektionen finner att en områdesindelning i snitt 4 inte bör komma i fråga. Vid en flaskhals i snitt 4 kommer området söder om snitt 4 att antingen ha så högt HHI som 3 886 om det är isolerat eller 4 090 i HHI om det hänger ihop med Själland. De båda möjliga utfallen när det är flaskhals i snitt 4 innebär således synnerligen allvarliga konkurrensförutsättningar för det södra området.

Däremot finner Energimarknadsinspektionen att en områdesindelning i snitt 2 inte innebär någon försämring av den nuvarande konkurrenssituationen när Sverige är

ett enda område. Koncentrationen för det isolerade området norr om snitt 2 är högre än för Sverige som helhet, men lägre än för Sverige som helhet söder om snittet. Eftersom de två områdena runt snitt 2 ligger mellan flera andra elspotområden kommer de nästan alltid att bilda gemensamt prisområde med åtminstone ett annat område. Området norr om snitt 2 gränsar till Finland och norra Norge, området söder om snitt 2 gränsar till Finland, södra Norge, Själland och Jylland. Vid flaskhals i snitt 2 erhålls lägst HHI (1 062) för det norra området om det bildar gemensamt prisområde med Finland och norra Norge. Området söder om snitt 2 erhåller lägst HHI (733) om det är gemensamt med Finland, södra Norge, Jylland och Själland. Det kan noteras att detta till och med är en lägre marknads-koncentration än för Norden som ett enda område (830).

En indelning i snitt 2 ökar också möjligheterna att bedriva en effektiv marknadsövervakning avseende de svenska elproducenterna. I nuvarande ordning med ett svenskt elspotområde lämnar en producent ett bud som omfattar hela dennes svenska elproduktion. Vid en indelning i två elspotområden måste buden lämnas per elspotområde. Detta ökar möjligheterna för Nord Pools marknadsövervakning och myndigheterna att upptäcka om en svensk producent söker utnyttja marknads-makt.

Den nordiska marknaden som helhet blir mer integrerad än idag vid en delning av Sverige i snitt 2 eftersom behovet av export-/importbegränsningar till angränsande länder minskar. Ju större handelskapacitet som finns mellan områden, desto bättre blir konkurrensförutsättningarna och desto mindre blir möjligheterna att utnyttja marknads-makt.

För de svenska elhandelsbolagen skulle en elspotindelning kräva nya arbetssätt och rutiner avseende exempelvis prissäkring, prissättning, marknadsföring, avräkning och fakturering. Övergångsproblemen är beroende av hur lång övergångsperioden är innan en områdesindelning genomförs. Det blir en försämring av slutkundsmarknadens funktion om några elhandelsbolag väljer att bara var verksamma i ett enda område och inte i hela Sverige. Denna nackdel kan motverkas om utländska elhandlare finner det lättare att etablera sig i Sverige. Tillsyns-myndigheternas organisation NordREG kommer i en rapport den 1 mars att redovisa till de nordiska energiministrarna hur en integrerad nordisk slutkunds-marknad ska kunna uppnås.

Det bör i sammanhanget observeras att också alternativet med ökad mothandel förutsätter en indelning av Sverige i anmälningsområden för bud till elspot om mothandel av de interna svenska flaskhalsarna ska ske via elspot i stället för bilateralt eller via reglerkraftsmarknaden. Möjligheten att bedriva en effektiv marknadsövervakning blir alltså densamma som vid en indelning i elspotområden. Energimarknadsinspektionen delar Nordels bedömning att reglerkraftsmarknaden är olämplig för att hantera mer omfattande mothandel i planeringsfasen och att mothandel genom bilateral handel är förbunden med stora möjligheter till utövande av marknads-makt.

För de svenska elanvändarna söder om snitt 2 skulle en områdesindelning i snitt 2 innebära ett högre elpris när det är flaskhals i snitt 2. Storleken på prisökningen beror på vilken anpassning som sker i det södra området till följd av exempelvis ökad import från södra Norge och/eller Finland, utnyttjad kraftvärmekapacitet och kortsiktig övergång från elpannor till oljepannor. Den exakta konsekvensen är svår att simulera eftersom de svenska elspotbuden inte är indelade efter snittområde.

En mothandel av interna svenska överföringsbegränsningar innebär en ökad kostnad för alla svenska elkunder, såväl norr som söder om snitt 2. Elkunderna belastas dels med ett ökat spotpris till följd av högre exportkapaciteter, dels genom att de få bära den största delen av mothandelskostnaderna via stamnätstaxan. Energimarknadsinspektionen har inget underlag för att bedöma om kostnadsökningen för elkunder söder om snitt 2 är störst i mothandelsalternativet eller i alternativet områdesindelning i snitt 2.

För elkunderna i Norrland innebär däremot en områdesindelning i snitt 2 ett lägre elpris vid de tillfällen när det är flaskhals i snitt 2. Kostnaderna för elkunderna i Norrland blir lägst vid en områdesindelning i snitt 2, något högre om ett gemensamt elspotområde för Sverige ska kombineras med fortsatta neddragningar av handelskapaciteter och högst om neddragningarna av handelskapaciteterna i stället ersätts av en mothandel av de interna svenska snitten.

För elkunder i Finland och på Jylland försvinner neddragna importkapaciteter till följd av interna svenska snitt vid en områdesindelning i snitt 2. För elkunder på Själland försvinner neddragningar av importkapaciteter till följd av överföringsbegränsningar i snitt 1 och 2 men neddragningar till följd av överföringsbegränsningar i snitt 4 kvarstår.

En ytterligare konsekvens som bör medräknas i den slutliga bedömningen är påverkan på den svenska försörjningssäkerheten. För att främja försörjningssäkerheten bör de metoder som används för att hantera överföringsbegränsningar ge lokaliseringssignaler om var under- respektive överskottsområden är belägna. På kort sikt bör det finnas signaler som anpassar produktion och förbrukning så att effektproblem uppstår mer sällan och som bidrar till en marknadsmässig hantering när effektproblem uppstår. På längre sikt bör det ges signaler som leder till etablering av produktion i underskottsområden.

Det återstår två år till dess att den tidsbegränsade lagen om effektreserv upphör att gälla och en marknadsbaserad lösning på effektfrågan ska vara på plats. Huvudargumentet mot ett statligt ansvar för effektreserven är att konsekvensen blir att investeringar i topplastproduktion och system för frivillig lastreduktion endast kommer till stånd om de kan finansieras inom ramen för de regler som gäller för upphandling av effektreserven. Detta leder till ett behov av en successivt allt större upphandlad effektreserv. Ett statligt ansvar för effektreserven ger därför ingen långsiktigt stabil hantering av effektproblematiken.

Ett område där nuvarande regelverk inte ger tillräckliga incitament är situationer då det är svårt att uppnå balans mellan inmatning och uttag i ett visst område på grund av överföringsmöjligheterna till området inte är tillräckliga i den aktuella situationen. En områdesindelning av Sverige i snitt 2 möjliggör en marknadsbaserad hantering av sådana situationer. Vid ansträngda situationer ges prissignalen möjlighet att balansera utbud och efterfrågan redan i elspot. Om balans inom elspotområdet inte kan erhållas redan i elspot ges en tydlig signal till marknadens aktörer att vidta alla tänkbara åtgärder för att nå balans under de cirka 15 timmar som kvarstår till nästa morgons förbrukningstopp eller de cirka 25 timmar som återstår till nästa eftermiddags förbrukningstopp. Risker för en balansansvarig med negativ balans är annars att behöva betala maximalt uppregleringspris för sin obalans. De balansansvariga som inte är i balans och som inte införskaffat effektoptioner tvingas att till ett mycket högt pris köpa produktion eller lastneddragningar för att undvika det maximala uppregleringspriset för sin obalans. Troligen kommer flera industrier att vara beredda att sälja tillfälliga lastneddragningar om det är ett mycket högt pris.

Slutkundsmarknaden

Frågor kring slutkundsmarknaden och konsekvenser för slutkunder av utvecklingen på elmarknaden behandlas i kapitel 7.

Det totala antalet kunder på den svenska slutkundsmarknaden uppgick vid slutet av 2004 till cirka 5,2 miljoner. Koncentrationen bland elföretag verksamma på den svenska slutkundsmarknaden är lägre än på den svenska råkraftsmarknaden. Enligt Energimarknadsinspektionens beräkningar kan koncentrationen betraktas som medelhög till hög.

Slutkundsmarknaden är i dagsläget emellertid nationell till skillnad från råkraftsmarknaden som en stor del av tiden definieras som nordisk (jämför ovan). Om även slutkundsmarknaden i större utsträckning vore nordisk istället för nationell skulle konkurrenssituationen förbättras. Det pågår nu ett omfattande arbete för att främja utvecklingen mot en gemensam nordisk slutkundsmarknad bland annat inom tillsynsmyndigheternas samarbetsorganisation NordREG.

Hushållskunder

Sedan elmarknadsreformen innefattar en hushållskunds totala elkostnad fyra huvuddelar; elenergi, nät, elskatt, moms, samt från och med maj 2003 också kostnader för elcertifikat. Fram till 2000 sjönk konsumentpriserna. Efter vååret 2000 har konsumentens kostnad dock stigit. Bakom de stigande elkostnaderna ligger ett antal faktorer som prisuppgång på energin och introduktionen av elcertifikat. En orsak är att elskatten, som fastställs av riksdagen, ökat. Elskatten har sedan 1996 enskilt ökat med 16,4 öre per kWh, vilket är knappt 170 procent.

En indikator på hur väl slutkundsmarknaden fungerar är att studera utvecklingen av handelsmarginalerna. Energimarknadsinspektionen har låtit ECON göra skatt-

ningar av handelsmarginalernas utveckling i Sverige och Norge. Avsikten var att göra denna för hela Norden men avsaknaden av statistik för övriga nordiska länder medförde att jämförelsen avgränsades till Sverige och Norge. Handelsmarginal definieras som skillnaden mellan elhandelsföretagens försäljningspriser till slutkund och deras inköpspriser. Beräkningen har gjorts månadsvis genom att beräkna ett inköpspris för en angiven kontraktperiod, vilket jämförts med verkliga försäljningspriser för samma period. Denna metod visar trenden i elhandelsmarginalens utveckling, snarare än den verkliga handelsmarginalen.

Företagen antas i ECONs beräkningar göra sina inköp av kraft på sådant sätt att inköpspriserna avspeglar prisbildningen på Nord Pools. Det vill säga terminspriser för ettåriga avtal och månadsmedel på spotmarknaden för rörliga avtal. ECONs beräkningar avser hushållskunder motsvarande typkunderna 5 000 kWh per år och 20 000 kWh per år för perioden 1999 till november 2005. Eftersom den ofta förekommande fasta komponenten i fastprisavtalen i de flesta fall är lika stor oavsett kundens årliga förbrukning blir den skattade marginalen, per kWh, större för kunder med lägre förbrukningen. Utvecklingen av de fasta avgifterna bedöms ha haft stor betydelse för de skattade marginalernas utveckling. Trenden för hela perioden tyder på stigande handelsmarginaler.

Beträffande avtal om rörligt pris förefaller nya nivåer för elhandelsmarginaler ha etablerats. Även dessa kontrakt inkluderar en fast prisdelt som i beräkningarna fördelats över samtliga kilowattimmar. Marginalerna för båda typkunderna steg under den inledande perioden, fram till slutet av 2001. Efter en period med stabil nivå framgår att marginalerna mot slutet av 2003 återigen steg, för att därefter variera kring en ny högre nivå.

Den genomsnittliga fasta delen av priset har följt en stigande trend under i stort sett hela perioden. En uppgift för den fasta delen är enligt en underlagsrapport från ECON att täcka de fasta kostnader som finns för elhandelsföretagen, exempelvis kundtjänst och den service elhandeln erbjuder sina kunder, se även avsnitt 7.1.2. I takt med att kraven på elhandelsföretagen stigit rörande kundtillgänglighet har satsningar gjorts för att förbättra den. De högre nivåerna på de fasta prisandelarna skulle bland annat kunna vara ett utslag av detta. Samtidigt bör noteras att alla konkurrensutsatta marknader, oavsett vara, har kostnader som hänför sig till så kallad "back-office" verksamhet utan att varan för den skull har ett pris som inför kunden är uppdelat i två delar.

Priserna på ettårskontrakt visar inte på några systematiska skillnader mellan elhandlare/koncerner med respektive utan egen produktion. Principerna för prissättning av erbjudanden till slutkunder avseende fastprisavtal förefaller inte skilja sig åt mellan fristående elhandlare och vertikalt integrerade koncerner.

Däremot finns det en skillnad mellan fristående elhandlare och vertikalt integrerade koncerner när det gäller de skattade marginalerna för avtal om rörligt pris.

För bägge kundgrupperna ligger marginalen för elhandlare/koncerner med egen produktion över marginalen för de utan egen produktion.

När de skattade elhandel marginalerna jämförs mellan Sverige och Norge framkommer att marginalerna genomgående är högre i Sverige. Detta är fallet för såväl avtal om rörligt pris som ettårsavtal. Rent allmänt kan sägas att orsaken kan vara skilda kostnader marknaderna emellan och/eller skillnader i konkurrenstrycket på respektive marknad.

En kostnadsskillnad som har betydelse är kopplad till balansmarknaden i respektive land. Kostnaden för balanskraft uppskattas till några tiondels öre per kWh. Härtill kommer cirka 0,15 öre per kWh för finansiering av den tillfälliga effektreserven. Tidigare noterades att de fasta avgifterna framstår som avgörande för utvecklingen av marginalerna över tiden och att utvecklingen för dessa gått åt skilda håll i Sverige och Norge. En annan möjlig kostnadsskillnad kan härröra från den administrativa hanteringen av företagens kunder och eventuella utbyggnader av kundtjänstfunktioner.

Priset för kunder med tillsvidareavtal har hittills visat sig vara högre än såväl det rörliga priset som de fasta ettåriga, tvååriga eller treåriga avtalen. Med andra ord får kunder som inte omförhandlar sitt avtal generellt sett betala ett högre energipris än aktiva kunder. Lägst pris under nästan hela den aktuella perioden fick de kunder som valde ett avtal med rörligt pris. På lång sikt är också rörligt pris den mest fördelaktiga avtalsformen eftersom elhandelsföretaget då inte behöver ta ut någon kostnad som säkerhetsmarginal för eventuellt höjda spotpriser. Kunden står då istället själv för hela den kortsiktiga risken.

I en underlagsrapport från Roger Fredriksson benämns de priser som kunder med tillsvidareavtal erhåller som ocker. I intervjuer med de tillfrågade aktörerna på elmarknaden har det framhållits att prispressen på avtal till slutkunder är stark och att priserna pressas mest för tillsvidarekunder, se även kapitel 8. Det framkommer också att dessa kunder varit relativt lönsamma för elhandlarnas ekonomi.

Det är Energimarknadsinspektionens uppfattning att de stora prisskillnader som råder mellan tillsvidarepriser och rörliga priser är ett tecken på att konkurrensen på slutkundsmarknaden bör stärkas ytterligare. Ett ytterligare tecken på bristfällig konkurrens på slutkundsmarknaden i Sverige är att de skattade elhandel marginalerna är betydligt högre i Sverige än i Norge.

Aktiva kunder skapar incitament för företagen att erbjuda attraktiva avtalsvillkor och god service. Drygt hälften av kunderna hade i november 2005 någon gång omförhandlat sitt avtal eller bytt elleverantör. Bland de kunder som varit aktiva har flest valt att binda sitt avtal på ett, två eller tre år. Kombinationen av den begränsade besparingsmöjligheten kombinerat med sök- och byteskostnaderna utgör troligtvis den huvudsakliga förklaringen till att prisdifferensen kan bestå. Givet att sök- och byteskostnaderna är likvärdiga för lägenhets- och villakunder,

vilket det är rimligt att anta att de är, har villakunderna med en högre energikostnad större incitament att vara aktiva på marknaden. Det kan noteras att lägenhetskundens förväntade besparing av att omförhandla sitt avtal är förhållandevis liten, vilket kan förklara en del av den låga kundörligheten.

Aktörer har påtalat brister i nätföretags mätvärdesrapportering. Detta kan verka hämmande på slutkundsmarknadens funktion och försvåra bland annat leverantörsbyten.

Elintensiv industri

Tillfrågade representanter för basindustrin menar att de höga elpriserna är ett problem för de nordiska produktionsenheterna. Grundproblemet är att stora delar av basindustrin är beroende av att de har lika bra eller lägre elpriser i Norden som i andra delar av världen, detta för att kompensera för andra konkurrensnackdelar som transportavstånd och höga kostnader för arbetskraft.

I intervjuer med representanter för basindustrin framkom att de kortsiktiga effekterna av de högre elpriserna begränsas av att vissa företag säkrat hela eller delar av sina elinköp i långa avtal till fasta priser. I vissa fall tecknades dessa avtal under perioder med låga marknadspriser. På kort sikt går det oftast att driva verksamheten trots att elpriserna är höga, men de hävdar samtidigt att det inte går att genomföra investeringar.

Mycket av basindustrins kritik mot elmarknaden handlar om att elproducenterna har blivit för kortsiktiga. De tillfrågade företrädarna för basindustrin anser att elproducenterna också bör vara intresserade av att säkra sina intäkter genom att teckna långa avtal, men poängterar att elproducenterna måste vara beredda att gå ner i pris jämfört med den prisnivå som nu gäller. Det är tydligt att det i dag är en stor skillnad mellan det pris elköparna anser att de kan betala i långa avtal och det pris producenterna är villiga att sälja till.

Energimarknadsinspektionen har tagit del av resultat från projektet *basindustri-riktet* som sedan 2002 kontinuerligt följt de procentuella förändringarna av elpriset på årsbasis per energiintensiv anläggning. Uttryckt i öre per kWh var det genomsnittliga elpriset till basindustri-anläggningarna 20 öre per kWh under 2002, 23 öre per kWh 2003, 24 öre per kWh 2004 samt 26,5 öre per kWh 2005. Dessa genomsnittliga priser visar på omfattningen och betydelsen av de långsiktiga kraftavtal och/eller prissäkringsavtal som den elintensiva industrin har. Ökningen av elpriset mellan 2002 och 2005 innebär för en anläggning med en elförbrukning på 0,7 TWh en kostnadsökning med 45 miljoner kronor per år.

Energimarknadsinspektionen har genomfört beräkningar där konsekvenserna av en elprisökning för den svenska elintensiva industrin analyseras (se avsnitt 7.3). En elprisökning om tio öre per kWh drabbar enligt beräkningarna tidnings- och journalpappersindustrin hårdast. Elprisökningen i detta fall innebär cirka 670 miljoner kronor i ökade elkostnader, vilket motsvarar 18,5 procent av branschens

förädlingsvärde. En annan industrigren som drabbas i stor omfattning utgörs av aluminiumindustrin vars ökade elkostnader uppgår till cirka 210 miljoner kronor motsvarande 10 procent av förädlingsvärdet.

Förmögenhetsomfördelning från elanvändare till producenter

En direkt följd av de senaste årens prisstegringar är en förmögenhetsomfördelning från elanvändare till producenter. Fram till och med 2000 var det i stället en fråga om en förmögenhetsomfördelning från producenter till elanvändare till följd av fallande elpriser. Prissänkningarna efter elmarknadsreformen orsakades bland annat av stor tillgång på ledig produktionskapacitet och relativt hög vattenkraftsproduktion.

De första åren efter sekelskiftet hade däremot lägre tillrinning. Till detta har kommit ökade priser på insatsbränslen. En faktor som ytterligare ökat priserna under det senaste året är EU:s utsläppshandelssystem. Behovet av utsläppsrätter höjer producenternas marginalkostnad för fossilbaserad kraftproduktion och därmed även elpriset när fossilkraft nyttjas på marginalen. Det har ingen betydelse om utsläppsrätterna tilldelats gratis eftersom den relevanta kostnaden för utsläppsrätterna utgörs av utsläppsrätternas alternativa marknadsvärde.

Den relativa fördelen som producenter med koldioxidfri kraftproduktion har gentemot de producenter vars produktionsslag omfattas av utsläppshandelssystemet har stärkts ytterligare genom utsläppshandeln. Det var ett syfte med systemet och har sedan införandet av handeln med utsläppsrätter medfört ökade vinster för producenter med koldioxidfri produktion. På kort sikt är detta ett väntat resultat och avsikten var att skapa förutsättningar för investeringar i ny koldioxidfri kraftproduktion.

De stora kraftproducenternas finansiella rapporter visar att producentmarginalerna har ökat kraftigt under senare år vilket har medfört en avsevärd förmögenhetsomfördelning från elanvändare till elproducenter. Dessa ökade producentmarginaler har också medfört försämrade villkor för den elintensiva industrin, vilket redovisades ovan.

De ökade producentmarginalerna är inte en följd av en ineffektiv prisbildning utan är en konsekvens av utsläppshandeln, bränsleprisernas och elexportens påverkan på elpriserna. Energimarknadsinspektionen anser inte att de ökade producentmarginalerna bör få motivera en återgång till en prisreglering av elproduktionen. En sådan återgång skulle resultera i en ineffektiv råkraftsmarknad och det är tveksamt om en sådan återgång överhuvudtaget är möjlig att genomföra inom ramen för den nordiska och europeiska marknadsintegration som nu gäller.

Omfördelningsfrågor är genuint politiska frågor. Om förmögenhetsomfördelningen från elanvändare till producenter bedöms vara ett politiskt problem som bör åtgärdas, bör politiska lösningar väljas som minskar omfördelningen utan att råkraftsmarknadens effektivitet försämrats. En sänkning av elanvändarnas elskatter

och en höjd beskattning av befintlig kärnkraft och vattenkraft är en tänkbar möjlighet för att minska förmögenhetsomfördelningen inom Sverige.

En sådan förändring aktualiserar dock många komplicerade frågeställningar som inte ingått i Energimarknadsinspektionens uppdrag att analysera. Förmögenhetsomfördelningen är inte heller ett isolerat svenskt problem utan ett europeiskt problem med allvarliga konsekvenser för Europas elintensiva industri. Risken är överhängande att några länder söker skydda vissa elintensiva industrier med åtgärder av statsstödskaraktär. För den europeiska integrationen är det angeläget att statsstödsåtgärder undviks.

Det nuvarande utsläppshandelssystemet är i alla detaljer fastlagt för försöksperioden 2005 till 2007. Omfördelningsproblematiken från elkunder till elproducenter och möjliga justeringar i handelssystemet bör analyseras särskilt innan slutgiltigt beslut fattas om systemets detaljutformning avseende den första Kyotoperioden 2008 till 2012. Det globala klimatet vinner ingenting på att Europas elintensiva industri flyttar ut ur Europa.

Överväganden

En tekniskt väl fungerande prisbildning på den nordiska elmarknaden

Sammantaget bedömer Energimarknadsinspektionen att prisbildningen på elmarknaden tekniskt sett fungerar väl. I ett europeiskt perspektiv har Norden kommit långt med en omfattande integration av den nordiska marknaden och ett kostnads-effektivt utnyttjande av produktionsstrukturen i de nordiska länderna.

Likviditeten på Nord Pools spotmarknad är avsevärt högre än på andra europeiska elbörser. Även på den finansiella marknaden är likviditeten högre än på de andra europeiska börserna. Omsättningen har under senaste åren ökat på såväl spotmarknaden som den finansiella marknaden. De företag som agerar på Nord Pools marknad synes generellt ha stort förtroende för prisbildningen på såväl spot- som terminsmarknaden.

Energimarknadsinspektionen finner därför att den nordiska börshandelns funktion är väl ägnad att ge en effektiv prisbildning förutsatt att det är en tillfredsställande konkurrenssituation.

De senaste årens prisstegringar förklaras av fundamentala faktorer, främst ökade bränslepriser och det nya systemet med handel med utsläppsrätter...

Så långt Energimarknadsinspektionen kan bedöma är det inte bristerna i konkurrensen utan istället fundamentala faktorer som förklarar att de svenska och nordiska elpriserna ökat kraftigt efter sekelskiftet. Trots en historiskt sett mycket hög vattenkraftproduktion år 2005 har priserna inte minskat jämfört med 2004. Den främsta orsaken till att priserna inte sjönk är effekterna av handeln med utsläppsrätter som introducerades 2005. I kombination med historiskt sett höga priser på kraftverkens insatsbränslen har det påverkat prisnivån kraftigt. Dessutom

lades Barsebäcks andra reaktor ned 2005, vilket enligt Energimarknadsinspektionens bedömning har haft en viss påverkan uppåt på priset.

Historiskt sett höga elpriser till följd av utsläppshandeln och höga bränslepriser har också blivit ett europeiskt fenomen. Det genomsnittliga råkraftspriset på den tyska elbörsen var mer än 50 procent högre än priset på den nordiska elbörsen år 2005. Att det nordiska priset har varit och fortfarande är så mycket lägre förklaras av stor vattenkraftproduktion och att exporten begränsades av överföringsförbindelsernas kapacitet.

Bedömningar om den kommande elprisutvecklingen på den nordiska marknaden är till sin natur ytterst osäkra. Energimarknadsinspektionen ser dock i dagsläget inga starka skäl att, under de närmaste åren, förvänta sig en stabil återgång till de prisnivåer som rådde fram till sekelskiftet. Även om det skulle bli ett snabbt fall i bränslepriserna kvarstår utsläppshandelns effekter på elpriset. Till detta kommer också effekterna av den minskade reservkapaciteten i såväl Norden som på kontinenten. Omfattande utbyggnader av ny produktionskapacitet kan förbättra situationen men det är samtidigt långa ledtider för tillkomsten av nya produktionsanläggningar. Minskad vattenkraftproduktion till följd av minskad nederbörd i den skandinaviska fjällkedjan kan höja priserna ytterligare.

...vilket har lett till en kraftig förmögenhetsomfördelning från kunder till elproducenter

Även om den nordiska elmarknaden i ett europeiskt perspektiv är väl utvecklad med en väl fungerande marknadsprissättning har utvecklingen de senaste åren medfört kraftigt ökade kostnader för många kunder på elmarknaden. Genom de senaste årens kraftiga prishöjningar har det skett betydande förmögenhetsomfördelning från kunderna till kraftföretagen. Energimarknadsinspektionen har i denna rapport pekat på konsekvenserna för den elintensiva industrins konkurrenskraft av de stora prishöjningarna. Hotet kommer från industrin i länder utanför EU. Inom EU ligger de svenska och nordiska elpriserna lägre än på kontinenten. Frågan om den energiintensiva industrins konkurrenskraft är således inte enbart en nationell svensk eller nordisk fråga utan en europeisk. Även hushållen och små och medelstora företag har mött kraftigt höjda elpriser.

Omfördelningsfrågor är genuint politiska frågor. Om förmögenhetsomfördelningen från elanvändarna till producenter bedöms vara ett politiskt problem som bör åtgärdas, bör politiska lösningar väljas som minskar omfördelningen utan att råkraftsmarknadens effektivitet försämras.

- Energimarknadsinspektion pekar på en tänkbar möjlighet för att minska förmögenhetsomfördelningen inom Sverige genom en sänkning av elanvändarnas elskatter och en höjd beskattning av befintlig kärnkraft och vattenkraft. En sådan förändring aktualiserar dock många komplicerade frågeställningar som det inte ingått i Energimarknadsinspektionens uppdrag att analysera.

Den stora pågående förmögenhetsomfördelningen till elkunderna nackdel är inte ett isolerat svenskt problem utan ett europeiskt problem med stor risk för allvarliga konsekvenser för Europas elintensiva industri. Risken är överhängande att några länder söker skydda vissa elintensiva industrier med åtgärder av statsstöds-karaktär.

- Energimarknadsinspektionen anser det angeläget att nationellt utformade statsstödsåtgärder undviks. Inom de europeiska tillsynsmyndigheternas samarbetsorganisation Council of European Energy Regulators (CEER) genomförs en kartläggning över eventuella nationella elmarknadsåtgärder till skydd för den elintensiva industrin mot prisstegringarna.

Klimatförändringarna är en global fråga. Europas industri torde generellt sett vara mer energieffektiv och generera mindre CO₂ per produktionsenhet än industrin i många konkurrentländer utanför EU. Det globala klimatet vinner ingenting på att Europas elintensiva industri flyttar ut ur Europa. De nödvändiga klimatåtgärderna, inklusive utsläppshandelssystemet, bör utformas med denna utgångspunkt.

Det nuvarande utsläppshandelssystemet är i alla detaljer fastlagt för försöksperioden 2005 till 2007.

- Energimarknadsinspektionen förordar att omfördelningsproblematiken från elkunder till elproducenter och möjliga justeringar i handelssystemet analyseras särskilt innan slutgiltigt beslut fattas om systemets detaljutformning avseende den första Kyotoperioden 2008 till 2012.

Konkurrensen på den svenska och nordiska elmarknaden är i ett europeiskt perspektiv förhållandevis god men bör förbättras

I Europeiska kommissionens preliminära rapport "Energy Sector Enquiry" vilken redovisades i februari i år konstateras att på de flesta nationella marknader är kontrollen av elproduktionen mycket koncentrerad till de före detta monopolinnehavarna, med begränsat tillträde till marknaden och med stora möjligheter för de före detta monopolinnehavarna att hålla en hög prisnivå.

Medlemsstaternas skyldigheter är att ta itu med motsatta konkurrensfrämjande förhållanden såsom företag som innehar orimligt hög marknadsmakt på regional och nationell nivå. Slutsatserna kan leda till att Kommissionen vidtar åtgärder mot specifika företag eller regeringar under EG-fördragets artiklar mot konkurrens-snedvridande åtgärder, missbruk av dominerande ställning och illegalt statligt stöd. I rapporten konstateras dock att förhållandena i Norden är förhållandevis goda. Det kan samtidigt konstateras att Kommissionen godkänt förvärv de senaste åren på den svenska marknaden som medfört en ökad koncentration.

Det är viktigt att konkurrensen på elmarknaden upprätthålls och främjas. På en väl fungerande konkurrensutsatt elmarknad ger priset effektiva signaler för produktions-, konsumtions- respektive investeringsbeslut. Detta tillförsäkrar konkurrens-

kraftiga priser till gagn för slutkunden om det inte finns några hinder för dessa signaler att omsättas i bland annat investeringar i ny billig produktionskapacitet.

Den nordiska marknadsintegrationen har tidigare ofta bedömts innebära en så stor marknad – och därmed låg marknadskoncentration – att den säkerställer en god konkurrens på elmarknaden. Energimarknadsinspektionen bedömer att den ökade koncentrationen på den nordiska marknaden genom fusioner och uppköp nu har nått en sådan nivå att marknadskoncentrationen på den gemensamma nordiska marknaden inte längre är oproblematisk. Även konkurrensförhållandena på en tysk-nordisk elmarknad bör bevakas. Två av de tre största producenterna i Tyskland (E.ON och Vattenfall) är också två av de fyra största producenterna i Norden. EU:s konkurrenskommissionär har nu deklarerat att konkurrensförhållandena på den europeiska elmarknaden ska granskas särskilt.

Även på den svenska och nordiska marknaden finns anledning att söka förbättra konkurrensförutsättningarna. Koncentrationen i Norden är på en nivå som gör att de konkurrensvårdande myndigheterna bör motverka förändringar som medför ytterligare koncentration. Marknadens nuvarande struktur med en allt högre koncentration och samägande i kraftverk, ställer också krav på de konkurrensvårdande myndigheterna att vidta åtgärder för att upptäcka och förhindra möjligt missbruk av marknadsmakt. Det finns ett stort behov av forskningen kring konkurrens och effektivitet på elmarknaden. I energiforskningsprogrammet Market Design behandlas bland annat konkurrensfrågor.

- Energimarknadsinspektionen föreslår att regeringen, i det nordiska samarbetet för att utveckla elmarknaden, verkar för initiativ till ett utökat samarbete mellan de berörda myndigheterna i nordiska länderna i syfte att utveckla metoder för analyser och åtgärder för att motverka ökad koncentration och missbruk av marknadsmakt på elmarknaden. Tillsynen över Nord Pool är ett viktigt samarbetsområde. Ett sådant samarbete skulle kunna bidra till att stärka elkundernas förtroende för elmarknaden. Det är också viktigt att utveckla samarbetet med Kommissionen i konkurrensfrågor och stödja den mer proaktiva konkurrenspolitik inom EU som Kommissionen nu har aviserat.
- Energimarknadsinspektionen, Finansinspektionen och Konkurrensverket avser att bilda en samrådsgrupp för att ytterligare effektivisera arbetet med att övervaka och följa utvecklingen på den svenska elmarknaden.

Det är angeläget att elmarknadspolitiken kombineras med en proaktiv konkurrenspolitik för att minska koncentrationen på elmarknaden. Utöver prövning av förvärv och sammanslagningar finns det principiellt tre alternativ för en minskad koncentration. Det första är etablering av nya aktörer. Det andra är uppdelning av befintliga producentföretagen i fler och mindre företag. Det tredje är att utvidga marknaden genom förstärkt överföringskapacitet och ändamålsenliga regler för hantering av begränsningar i överföringsnätet.

Etablering av nya aktörer bör underlättas

Koncentrationen på den nordiska elmarknaden är så stor att riskerna för missbruk av marknadsmakt inte kan negligeras. En effektiv övervakning av elmarknaden är därför angelägen. Men även strukturella förhållanden på elmarknaden kan minska riskerna för missbruk av marknadsmakt även om koncentrationen är hög. Om möjligheterna för nya aktörer att etablera sig är stora kan detta motverka de befintliga aktörernas intresse av att utnyttja koncentrationen.

På en välfungerande elmarknad i konkurrens ger priset styrsignaler om och incitament till investeringar i produktion och etablering av nya aktörer. Den framtida prisnivån är också beroende av i vilken utsträckning ny produktionskapacitet etablerats. Det finns ett behov av investeringar i ny kraftproduktion som helst bör vara baserad på icke-fossila bränslen. Med tanke på konkurrenssituationen på den nordiska elmarknaden är det angeläget att också andra än de redan etablerade kraftproducenterna svarar för de kommande investeringarna.

Inträdeshindren för nya aktörer som önskar att investera i ny produktionskapacitet är höga. Nyinvesteringar i elproduktionskapacitet är kapitalkrävande och karaktäriseras av långa planeringshorisonter. Det kan vara problematiskt att få acceptans för nya anläggningar, bland annat genom kommuners vetorätt. En snabb, effektiv och tydlig tillståndprocess för investeringar i produktionsresurser är därmed önskvärd för marknadens konkurrens och effektivitet.

- Energimarknadsinspektion bedömer att det finns starka skäl att genomföra en systematisk kartläggning av de regler på elmarknaden som kan utgöra hinder för nya aktörer som önskar etablera sig. En sådan analys bör också omfatta möjligheterna att öka de lokala incitamenten att tillåta ny kraftproduktion inom den egna kommunen. Ett sådant incitament skulle exempelvis kunna skapas genom att kommunen kan ges en andel av den fastighetsskatt som utgår på kraftproduktion inom kommunen.

Inga övervägande skäl till att dela de statligt ägda nordiska kraftproducenterna i flera företag

Den nordiska elmarknaden domineras av ett fåtal stora aktörer. Flertalet av dessa är också helt eller delvis statligt ägda. Det torde därför finnas, om berörda nordiska regeringar så skulle finna lämpligt, legala möjligheter att dela dessa företag och på så sätt minska koncentrationen på nordiska elmarknaden. Frågan om att analysera förutsättningarna för sådana åtgärder på den nordiska marknaden ligger utanför Energimarknadsinspektionens uppdrag. Inspektionen ser dock inga säkra långsiktiga fördelar med en uppdelning av de nordiska kraftföretagen. Sannolikheten är stor att sådana åtgärder närmast blir kontraproduktiva om de ökar risken för uppköp av de stora kontinentala kraftbolagen.

Ytterligare integration av den nordiska marknaden behövs

De systemansvariga i Norden har gemensamt presenterat fem investeringar i överföringsförbindelser inom Norden. Energimarknadsinspektionen noterar att

följande investeringar i överföringsförbindelser är beslutade: Fennoskan 2, mellan Sverige och Finland, förstärkt förbindelse mellan Sverige och Norge samt Syd-länken i södra Sverige. Vidare har Energinet.dk:s styrelse beslutat att ansöka om tillstånd att bygga förbindelsen över Stora-Bält. För den femte förbindelsen, Skagerakk 3, mellan Danmark och Norge, finns det så vitt Energimarknadsinspektionen erfar inga konkreta beslut.

- Stamnätsföretagen i Norden bör, när dessa investeringar är beslutade, pröva om ytterliga investeringar behövs för att stärka konkurrensen och försörjningstryggheten.

Den nuvarande nordiska ordningen med begränsningar av handelskapaciteter vid befarade interna flaskhalsar är på kort sikt fördelaktig för de svenska elkunderna men upplevs av vissa aktörer utanför Sverige som motverkande en välfungerande nordisk elmarknad. Om denna nordiska ordning ska ändras, finner Energimarknadsinspektionen beträffande de interna svenska överföringsbegränsningarna att en områdesindelning i snitt 2 är att föredra. För elhandelsbolagen skulle det vara angeläget med en tillräckligt lång övergångstid innan en områdesindelning införs.

En områdesindelning i snitt 2 innebär inte att problemen med överföringsbegränsningar i snitt 4 upphör. Behovet av att åtgärda flaskhalsar i detta snitt kommer därför att kvarstå. En områdesindelning i snitt 2 kan kombineras med en mothandel av snitt 4. En försöksperiod med en omfattande mothandel av snitt 4 förutsätter dock att den systemansvarige i Danmark, Energinet.dk, svarar för sin del av mothandelskostnaderna. En mothandel i snittet, i stället för nuvarande ordning, innebär fördelar främst för aktörer på Själland. Dessa bör därför delta i finansieringen av denna mothandel. Under en eventuell försöksperiod är det angeläget att effekterna på prisbildningen och möjligheterna att utöva marknads-makt löpande följs upp.

En områdesindelning i snitt 4 bör inte komma i fråga med hänsyn till de synnerligen allvarliga konkurrensförutsättningarna för det södra området när det är flaskhals i snitt 4.

Konkurrensen kan förbättras genom ökad priskänslighet hos kunderna

Råkraftsmarknaden karaktäriseras av en låg flexibilitet på efterfrågesidan. Detta kan förstärka problemen med den höga koncentrationen. En av de viktigaste utmaningarna för den nordiska råkraftsmarknaden är därför att skapa förutsättningar för en ökad efterfrågefleksibilitet.

Flexibiliteten, eller bristen på denna, som tar sig uttryck i låg priskänslighet för elefterfrågan har flera orsaker. Många av dessa är av närmast institutionell karaktär. Nya kontraktsformer kan till exempel behöva utvecklas.

Energimarknadsinspektionen har i denna utredning också noterat att det svenska systemet för prissättning och avräkning av balanskraft kan verka hämmande på

förutsättningarna för att uppnå en ökad efterfrågefleksibilitet. Det pågår ett intensivt arbete såväl inom NordREG som Nordel kring prissättning och avräkning av balanskraft.

- Energimarknadsinspektionen anser att arbetet med metoder för prissättning och avräkningen av balanskraften bör slutföras så att det underlättar för stora kunder att vara aktiva på den nordiska råkraftsmarknaden. Nordisk harmonisering med konkurrensneutrala villkor för aktörer bör eftersträvas.

Konkurrensen på slutkundsmarknaden kan förbättras...

Det finns indikatorer på att konkurrensen på slutkundsmarknaden bör stärkas. Energimarknadsinspektionen har konstaterat att koncentrationen uttryckt i HHI är på en förhållandevis hög nivå, prisskillnader mellan tillsvidareavtal och avtal om rörliga priser består, samt att de svenska handelsmarginalerna har ökat och är högre än de i Norge.

Konkurrenstrycket kan stärkas genom nyetablering av aktörer och utvidgning av marknaden till att omfatta Norden. Vidare bör kundernas rörlighet på elmarknaden underlättas.

Regelverk i de nordiska länderna bör harmoniseras vilket underlättar för etablering och stärker förutsättningarna för konkurrens.

En förutsättning för en välfungerande slutkundsmarknad är inte bara aktiva kunder utan också att leverantörsbyten kan genomföras till låga kostnader. Det finns påtagliga brister i nätföretagens mätvärdesrapportering till Svenska kraftnät vilket försvårar och fördyrar leverantörsbytesprocessen. Ofullständig och felaktig rapportering leder till frekventa korrekationer i balansavräkningen. Korrekta mätvärden är av central betydelse vid leverantörsbyten och därmed elmarknadens funktion.

- Energimarknadsinspektionen avser att intensifiera tillsynen över nätföretagen med avseende på kvaliteten på mätvärdesrapporteringen.

...och kundernas ställning stärkas

I februari 2006 lämnade regeringen en lagrådsremiss till lagrådet, innehållande åtgärder för att stärka kundens ställning. Energimarknadsinspektionen har under detta utredningsarbete identifierat ytterligare frågor som bör utredas vidare.

De kunder som inte har varit aktiva på elmarknaden har normalt så kallade tillsvidareavtal med sin elleverantör. Tillsvidareavtal har generellt sett högre priser än de avtal som företagen erbjuder aktiva kunder.

När en kund flyttar utan att aktivt teckna ett nytt avtal med någon elleverantör levereras elen av en anvisningsleverantör som vanligtvis är den stora etablerade leverantören i området. Tillsvidareavtal tillämpas även av anvisningsleverantörer.

Energimarknadsinspektionen bedömer att tillsvidareavtalen har få fördelar för konsumenterna. Aktiva kunder väljer också bort den avtalsformen. Hushållskundernas ställning skulle stärkas om denna avtalsform inte utnyttjades av elleverantörerna.

- Energimarknadsinspektionen bedömer att överläggningar bör genomföras med elleverantörerna och deras branschorganisation Svensk Energi med syftet att nå en överenskommelse om att avtalsformen tillsvidareavtal avvecklas. Om en sådan överenskommelse inte kan nås bör lagstiftning prövas.

Innehåll

Sammanfattning och slutsatser	S-1
1 Inledning	1
1.1 Bakgrund.....	1
1.2 Uppdraget	2
1.3 Arbetets bedrivande	3
1.4 Rapportens disposition.....	4
2 Institutionella förhållanden och aktörer	5
2.1 Regelverk.....	5
2.2 Tidigare studier	8
2.3 Elmarknadens aktörer	19
2.4 Elmarknaden – flera delmarknader i samverkan	21
3 Den nordiska och svenska kraftmarknaden under de tio första åren	27
3.1 Kapacitetsutveckling och produktion	27
3.2 Elförbrukning.....	31
3.3 Utveckling av import och export	32
3.4 Effektbalans	35
3.5 Ägarstrukturförändringar	42
4 Prisbildning och konsekvenser	49
4.1 Energikommissionens prognos	49
4.2 Elprisutvecklingen de tio första åren efter elmarknadsreformen.....	51
4.3 Prispåverkande faktorer	56
4.4 Fri eller reglerad prisbildning på råkraftsmarknaden?.....	69
4.5 Sammanfattande bedömning	77
5 Konkurrensen på råkraftsmarknaden	79
5.1 Information	79
5.2 Effektivitet på spotmarknaden.....	81
5.3 Effektivitet på den finansiella marknaden	85
5.4 Värdet för konkurrensen av nordisk marknadsintegration	95
5.5 Användning av strukturella index för att identifiera förekomst och grad av marknadsmakt	104
5.6 Förutsättningar för nyinvesteringar	105
5.7 Sammanfattande bedömning	107
6 Elspotindelning av Sverige	110
6.1 Inledning	110
6.2 Flaskhalsar i Sverige.....	111
6.3 Alternativa metoder	119
6.4 Elspotområden i Sverige och påverkan på konkurrensförutsättningarna i Norden och i Sverige.....	119

6.5	Diskussion.....	127
6.6	Sammanfattande bedömning	136
7	Slutkunder – prisutveckling och konsekvenser	138
7.1	Hushållskunder	138
7.2	Ägarkoncentrationen på slutkundsmarknaden.....	156
7.3	Utläppshandelns konsekvenser för elintensiv industri	158
7.4	Kostnadsutveckling – svensk basindustri	165
7.5	Sammanfattande bedömning	165
8	Aktörernas syn på prisbildning och konkurrens	167
8.1	Aktörernas syn på prisbildningen	167
8.2	Aktörernas syn på konkurrensen	171
8.3	Aktörernas syn på elspotindelning av Sverige.....	173
8.4	Basindustrins syn på elmarknaden.....	174
	Referenser	176
	Bilaga 1 Uppdrag att analysera elmarknadens funktionssätt	B-1
	Bilaga 2 Bedömning av konkurrens och effektivitet på råkraftsmarknaden	B-7
	Bilaga 3 Marknadskoncentration i Nordens elspotområden 2004 och 2005	B-28
	Bilaga 4 Teoretiska principer för hantering av överföringsbegränsningar	B-31
	Bilaga 5 Referenser till bilagor	B-35
	Bilaga 6 Underlagsrapporter	B-38
1.	ECON – ”Handelsmarginalernas utveckling på elmarknaden”	
2.	EME Analys – ”Konkurrensen på elmarknaden – Resultat från en intervjuundersökning med aktörer på elmarknaden”	
3.	Roger Fredriksson – ”Konsumenterna och elreformen: välgrundad besvikelse – Analys och förslag med konsumenternas perspektiv”	

Figurer

Figur 1 Elkostnadens olika beståndsdelar och ungefärlig fördelning för en elvärmekund (20 000 kWh per år) med ettårsavtal (februari 2006).....	22
Figur 2 Elmarknadens fem delmarknader.....	23
Figur 3 Elproduktion i Sverige 1996 till 2005.....	29
Figur 4 Elproduktion i Norden 1996 till 2005	31
Figur 5 Installerad effekt och högsta systembelastning i Sverige 1983 till 2004	31
Figur 6 Nordens handel med omkringliggande länder 1996 till 2005.....	34
Figur 7 Sveriges handel med omkringliggande länder 1996 till 2005.....	35
Figur 8 Effektbalanssituationen per område en normalvinter med historisk tillgänglighet på överföringskapacitet och import.....	39
Figur 9 Effektbalanssituationen per snittområde under en tioårsvinter med historisk tillgänglighet på överföringskapacitet och Svenska kraftnäts scenario för import	40
Figur 10 Energikommissionens elprisprognos jämfört med det faktiska utfallet.....	50
Figur 11 Andel av tiden med gemensamt pris för alla områden 1997 till 2005	53
Figur 12 Stockholmspris 1996 till 2005 (löpande veckopriser)	53
Figur 13 Prisutveckling Nord Pools finansiella marknad, kontrakt med leverans följande kalenderår (löpande priser)	54
Figur 14 Terminspriser tre år fram i tiden	55
Figur 15 Europeisk jämförelse – löpande priser på finansiella årskontrakt med leverans följande kalenderår.....	56
Figur 16 Systempriset på Nord Pool under 2004 och 2005 (löpande veckomedelpriser)	57
Figur 17 Principiella effekter av ett våtår	58
Figur 18 Systempris (löpande priser) och magasinsbalans 1996 till 2005	59
Figur 19 Magasinsfyllnadsgrad i procent och tillrinning i TWh i Norden 2004 till 2005.....	60
Figur 20 Vattenkrafts- respektive kärnkraftsproduktion i Norden per vecka under 2004 och 2005	61
Figur 21 Nordens nettoimport av el under 2004 och 2005	63
Figur 22 Den nordiska nettoimporten från Tyskland per vecka och systempriset på Nord Pool 1996 till 2005 (löpande priser).....	63
Figur 23 Systempriset på Nord Pool och EEX 2000 till 2005, veckomedel (löpande priser).....	64
Figur 24 Prisutveckling för olja, kol och naturgas jämfört med systempriset på Nord Pool (löpande priser)	65

Figur 25 Prisutveckling för utsläppsrätter och årsterminer 2005 till 2005-12-01	67
Figur 26 Samband mellan pris på utsläppsrätter med levereras i december 2005 och terminspriset för 2006.....	67
Figur 27 Princip för prisbildningen på den nordiska råkraftsmarknaden	70
Figur 28 Utveckling av antal aktörer på Nord Pool och spotmarknadens andel av börsområdets förbrukning.....	82
Figur 29 Andel av omsättningen på Elspot per land.....	83
Figur 30 Andel av Nordens elförbrukning som köptes på Elspot per vecka under 2004 och 2005	84
Figur 31 Andel av konsumtionen som omsätts på spotmarknaden	84
Figur 32 Andel av omsättning på Nord Pools finansiella marknad per land.....	89
Figur 33 Marknadsandelar på köp- och säljsida för årskontrakt under 2004 på Nord Pool.....	89
Figur 34 Handelsavgifter för futures/forward på Nord Pool	90
Figur 35 Daglig omsättning futures (veckokontrakt)	92
Figur 36 Daglig omsättning forwards (kvartalskontrakt)	93
Figur 37 HHI för Sveriges råkraftsmarknad 2004 och 2005	100
Figur 38 HHI för Sveriges råkraftsmarknad jämfört med tillgänglig exportkapacitet från Sverige timme för timme under 2005	101
Figur 39 HHI Sveriges råkraftsmarknad jämfört med Stockholmspriset timme för timme under 2004.....	102
Figur 40 HHI Sveriges råkraftsmarknad jämfört med Stockholmspriset timme för timme under 2005.....	103
Figur 41 Beräknat RSI för Sveriges tre största producenter under 2005.....	104
Figur 42 Viktiga snitt i Norden.....	111
Figur 43 Antal indikerade begränsningsbehov i de svenska snitten november 2000 till 2005.....	114
Figur 44 Reduktion av handelskapacitet i flödesriktning från Sverige	115
Figur 45 Reduktion av handelskapacitet i flödesriktning till Sverige	116
Figur 46 Begränsningar av överföringskapacitet i exportriktning och som sammanföll med flaskhals mellan berörda områden.....	117
Figur 47 Begränsningar av överföringskapacitet i importriktning och som sammanföll med flaskhals mellan berörda områden.....	117
Figur 48 Sydgående kapacitet i den samordnade hanteringen av snitt 2 samt antal situationer då Själland utgjort högprisområde mot Sverige 2004-03-15 till 2005.....	118
Figur 49 Koncentration i prisområdeskonstellationer som kan bildas vid en indelning av Sverige i elspotområden, norr respektive söder om snitt 2	124

Figur 50 Koncentration i prisområdeskonstellationer som kan bildas vid en indelning av Sverige i elspotområden, norr respektive söder om snitt 4	126
Figur 51 Genomsnittlig elkostnad per kWh för lägenhetskund (2 000 kWh) med tillsvidareavtal	139
Figur 52 Skattad genomsnittlig handelsmarginal för ettårskontrakt i Sverige	142
Figur 53 Skattade genomsnittliga elhandelsmarginaler för kontrakt med rörligt pris i Sverige.....	143
Figur 54 Skattade marginaler för avtal om rörligt pris för elhandlare/koncerner med och utan egen elproduktion.....	145
Figur 55 Genomsnittlig elhandelsmarginal för ettårskontrakt i Sverige och Norge	146
Figur 56 Genomsnittliga elhandelsmarginaler för kontrakt med rörligt pris i Sverige och Norge	147
Figur 57 Elskattens utveckling inklusive momseffekt.....	148
Figur 58 Antalet elleverantörsbyten	150
Figur 59 Prisutveckling på slutkundsmarknaden för lägenhetskunder och villakunder.....	153
Figur 60 Kostnadsskillnad för energiförbrukning per månad, tillsvidarepris minus rörligt pris	154

Tabeller

Tabell 1 Installerad effekt i det nordiska elsystemet, per 2004-12-31 och 1995-12-31 (GW)	27
Tabell 2 Installerad produktionskapacitet i elcertifikatsystemet vid utgången av 2003 och 2005 (MW)	30
Tabell 3 Total elförbrukning i Norden och de enskilda länderna 1996 till 2005 (TWh)	32
Tabell 4 Kraftutbyte mellan de nordiska länderna 1996 till 2004 (TWh)	33
Tabell 5 Svenska kraftnäts effektbalansprognos för vintern 2005/2006	36
Tabell 6 Maximalt effektuttag per område (MW)	37
Tabell 7 Uppskattad tillgänglig produktionskapacitet per snittområde 2005 (MW)	37
Tabell 8 Effektbalans 2005/2006, kall vinterdag en tioårsvinter (MW)	42
Tabell 9 Årsproduktion för Sveriges största elproducenter 1996 till 2004 (TWh)	43
Tabell 10 Årsproduktion för Nordens största elproducenter 1999 till 2004 (TWh)	44
Tabell 11 Genomsnittligt systempris respektive spotpris i Norden och Tyskland i löpande priser 1996 till 2005 (SEK per MWh)	52
Tabell 12 PoMo prognoser – prispåverkande faktorer (kr/MWh)	68
Tabell 13 Nord Pool i en europeisk jämförelse	85
Tabell 14 Omsättning på Nord Pool i TWh 1996 till 2005	87
Tabell 15 Omsättning på Nord Pool i miljarder NOK 1996 till 2005	88
Tabell 16 Omsättning (TWh) på Europeiska elbörser 2004	90
Tabell 17 Säkerhetskrav och ställda säkerheter (miljarder NOK)	91
Tabell 18 De vanligaste prisområdeskonstellationerna under 2005	95
Tabell 19 Isolerat område samt lågpris- respektive högprisområden i förhållande till Sverige 2004	96
Tabell 20 Isolerat område samt lågpris- respektive högprisområden i förhållande till Sverige 2005	96
Tabell 21 HHI för de tio vanligaste marknadskonstellationerna 2005 samt HHI när de olika områdena är isolerade	98
Tabell 22 Prisområden för Sverige 2005	99
Tabell 23 HHI beroende på Sveriges konsumtion per timme	101
Tabell 24 Koncentration i befintliga elspotområden i Norden och inom eventuella elspotområden i Sverige	121
Tabell 25 Andel samägd produktionskapacitet	122
Tabell 26 Andel av Sveriges produktionskapacitet och elförbrukning	127
Tabell 27 Utveckling av rörelsemarginaler	140
Tabell 28 Andel kunder per avtalstyp	150

Tabell 29 Fördelning av elfattiga per inkomstgrupp	156
Tabell 30 Elkostnadens andel av inkomsten.....	156
Tabell 31 Marknadskoncentration baserat på antal kunder	157
Tabell 32 Marknadskoncentration baserad på levererad el 2004	157
Tabell 33 Andel av beräknade utsläpp som täcks av tilldelning, 3 typer av anläggningar, procent	160
Tabell 34 Elkostnadsökning och dess andel av förädlingsvärdet i Sverige.....	162
Tabell 35 Jämförelse av industrins aggregerade elpriser (årsgenomsnitt) under 2003.....	165

1 Inledning

1.1 Bakgrund

Energimarknadsinspektionen har regeringens uppdrag att analysera elmarknadens funktion med betoning på konkurrens och prisbildning.¹

Reformen 1996 innebar att konkurrens infördes i elhandel och elproduktion. Syftet var bland annat att införa valfrihet för elanvändare och skapa förutsättningar för en ökad pris- och kostnadspress inom elförsörjningen. Regelverk som hindrade handel med el avskaffades medan nätverksamhet som är ett naturligt monopol även fortsättningsvis regleras och övervakas, elpriset som däremot sätts på en konkurrensutsatt del av elmarknaden är inte reglerat.

I januari 1992 togs det första steget mot marknadsliberalisering. Ansvaret för stamnätet och huvuddelen av utlandsförbindelserna överfördes från Statens vattenfallsverk till det nybildade affärsverket Svenska kraftnät. Vattenfallsverket ombildades samtidigt till det statligt ägda Vattenfall AB (prop. 1990/91:87 samt prop. 1990/91:49).² Riksdagen beslutade även under år 1992 om mål och strategier för en elmarknadsreform. Målet med den kommande reformen var att ”genom ökad konkurrens nå ett mer rationellt utnyttjande av produktions- och distributionsresurserna och tillförsäkra kunderna flexibla leveransvillkor till lägsta möjliga priser” (prop. 1990/92:133). Nätverksamheten ansågs vara ett naturligt monopol och därför skulle den även fortsättningsvis utgöra ett reglerat monopol (prop. 1990/91:133).

Våren 1993 redovisade Ellagstiftningsutredningen i delbetänkandet *Elkonkurrens med nätmonopol* (SOU 1993:68) ett förslag till ny ellagstiftning. Riksdagen beslutade våren 1994, mot bakgrund av utredningens förslag, om ett nytt regelverk för elmarknaden som skulle träda i kraft den 1 januari 1995 (prop. 1993/94:162). Syftets uttrycktes vara att skapa förutsättningar för konkurrens samt att kunder och leverantörer skulle ha möjlighet att ingå de affärskontrakt de fann lämpliga. Efter regeringsskiftet 1994 sköt Riksdagen upp elmarknadsreformens ikraftträdande. Eftersom en energikommission redan var tillsatt ville riksdagen ge denne en möjlighet att göra en konsekvensanalys av de nya reglerna för elmarknaden (prop. 1994/95:84).

Våren 1995 redovisade Energikommissionen sina överväganden och förslag avseende elmarknadsreformen i delbetänkandet *Ny elmarknad* (SOU 1995:14). Mot bakgrund av delbetänkandets överväganden fastställde riksdagen hösten 1995

¹ Regeringens uppdrag till Energimarknadsinspektionen återfinns i bilaga 1.

² Det första steget för att bolagisera Vattenfallsverket skedde redan år 1988. Vattenfallsverkets självstyrande förstärktes och avkastningskraven sattes av regeringen att eftersträva samma villkor på avkastning som på privata företag med samma verksamhet.

att de lagändringarna som beslutades på våren 1994, med vissa ändringar skulle träda i kraft den 1 januari 1996 (prop. 1994/95:122). Detta medförde omfattande ändringar i den gamla ellagen (1902:71) och innefattande vissa bestämmelser om elektriska anläggningar. Samtidigt innebar beslutet att elhandelslagen (1994:618) om handel med el, med mera trädde i kraft och att en ny myndighet, Nätmyndigheten, bildades. Myndighetens uppgift var bland annat att utöva tillsyn av ellagens efterlevnad, utom i frågor som rörde elsäkerhet och driftsäkerhet hos det nationella elsystemet.

Elmarknadens funktionssätt har analyserats i ett flertal statliga offentliga utredningar. I Elkonkurrensutredningen (SOU 2002:7) konstaterades att de sex år som då hade förflutit sedan elmarknadsreformen är en förhållandevis kort tid för att bedöma en reform av den omfattningen. Utredningen kunde dock inte finna några funktionsfel hos den avreglerade marknaden. El- och gasmarknadsutredningen (SOU 2004:129) gjorde i sitt slutbetänkande bedömningen att råkraftsmarknaderna fungerar relativt bra och att prisbildningen är att betrakta som trovärdig. I Regelutredningen (SOU 2005:4) konstaterades att elmarknaden ännu inte nått sin slutgiltiga form, men att de genomförda reformerna bidragit till en positiv utveckling. Det är enligt utredningens bedömning varken möjligt eller önskvärt att återgå till den tidigare marknadsformen. Vidare anser regelutredning att elpriserna på lång sikt sannolikt kommer att stiga, givet att den pågående marknadsintegrationen inom EU fortskrider.

Damsgaard och Green (2005) anser att avregleringen av elmarknaden har varit bra för effektiviteten i Sverige eftersom elbranschen nu bedriver sin verksamhet med ett lägre kapacitetsöverskott i förhållande till efterfrågan än före 1996.

En viktig del av den nordiska elmarknaden utgörs av den nordiska elbörsen Nord Pool som är en organiserad handelsplats för el. Nord Pool tillhandahåller en fysisk dygnsmarknad (spotmarknad), en terminsmarknad (finansiell handel), samt clearing av finansiella kontrakt.

1.2 Uppdraget

Energimarknadsinspektionens har i uppdrag av regeringen att analysera den svenska och nordiska elmarknadens funktion med tonvikt på konkurrens och prisbildning. Uppdraget omfattar att:

- övergripande analysera utvecklingen av elpriset sedan 1996. Analysen skall omfatta prisbildningen på såväl spotmarknaden som den finansiella marknaden. I uppdraget ingår att identifiera vilka bakomliggande faktorer som påverkar dagens prisbildning samt att kartlägga de viktigaste konsekvenserna för marknadens aktörer. Inspektionen bör även belysa prisbildningen på slutkundsmarknaden.

- analysera om konkurrensen på elspotmarknaden och den finansiella marknaden fungerar väl samt bedöma effektiviteten av prisbildningen på de båda marknaderna.
- analysera hur en eventuell indelning av Sverige i elspotområden skulle påverka konkurrensförutsättningarna i Norden och i Sverige. Effekterna för den svenska slutkundsmarknaden bör belysas.
- överväga behovet av eventuella åtgärder för att säkerställa en väl fungerande konkurrens och en effektiv prisbildning på elmarknaden.

Uppdraget skall redovisas i samråd med Konkurrensverket och efter samråd med Affärsverket svenska kraftnät och Finansinspektionen.

Energimarknadsinspektionen skall även inhämta synpunkter från näringslivet samt övriga berörda myndigheter och organisationer och även i de övriga nordiska länderna.

1.3 Arbetets bedrivande

Arbetet har bedrivits i nära samarbete med Konkurrensverket. För att samla in synpunkter från berörda myndigheter och intresseorganisationer bildades en referensgrupp. Referensgruppen har haft sammanlagt fem möten. Gruppen hade följande sammansättning:

- Håkan Heden (ordförande), Energimarknadsinspektionen
- Per-Olof Granström, Svensk Energi
- Kjell Hasslert, Telge Energi
- Urban Hammarstedt, Nord Pool Spot
- Cecilia Hellner, Svenska kraftnät
- Jan-Erik Ljusberg, Konkurrensverket
- Peter Billinger, Finansinspektionen
- Anders Heldemar, Stora Enso
- Lennart Hjalmarsson, Göteborgs universitet
- Sten Kjellman, Svensk Kärnbränslehantering AB

Projektgruppen har haft följande sammansättning:

- Tobias Johansson (projektledare)
- Kristian Gustafsson
- Mats Nilsson
- Johan Viksten
- Lars Nilsson
- Thomas Sundqvist
- Johan Björnarås Roupe
- Henrik Gåverud

1.4 Rapportens disposition

Rapporten är uppdelad på sju kapitel och tre tillhörande bilagor. I kapitel 2 ges en beskrivning av elmarknadens institutionella förhållanden och marknadens aktörer. Kapitel 3 belyser utvecklingen av nordens kraftmarknad under de tio första åren sedan elmarknadsreformen. I kapitel 4 beskrivs de mest betydelsefulla prispåverkande faktorerna på den nordiska elmarknaden, med en särskild fokus på hur dessa faktorer har påverkat utvecklingen under 2004 och 2005. Det därpå följande kapitel 5 har fokus på konkurrensen och effektivitet på råkraftsmarknaden och den finansiella marknaden. I kapitel 6 analyseras hur en eventuell elspotindelning av Sverige påverkar konkurrensförutsättningarna på den nordiska elmarknaden, samt hur en sådan delning påverkar slutkundsmarknaden. Kapitel 7 beskriver utvecklingen på slutkundsmarknaden. I det avslutande kapitel 8 ger elmarknadens aktörer sin syn på dagens konkurrens och prisbildning på elmarknaden.

2 Institutionella förhållanden och aktörer

2.1 Regelverk

2.1.1 Elmarknadsreformen

Elmarknadsreformen genomfördes den 1 januari 1996. Reformen innebar att konkurrens infördes för produktion av och för handel med el men att nätverksamheten förblev ett reglerat monopol. En huvudprincip i elmarknadsreformen är en tydlig åtskillnad mellan elproduktion och/eller handel med el och nätverksamhet. Dessutom ska all nätverksamhet redovisas ekonomiskt separerat från annan verksamhet.³ Syftet med denna juridiska åtskillnad är att undvika sammanblandning, eller så kallad korssubventionering, av de olika verksamheterna. Det är de ekonomiska förhållandena i nätverksamheten som ska ligga till grund för nättariffen, det vill säga den ersättning som nätverksamheten tar ut av elanvändaren för de tjänster som tillhandahålls. Det viktigt att den reglerade nätverksamheten är oberoende av konkurrensförhållandena på de konkurrensutsatta marknaderna för elproduktion och elhandel.

Efter reformen var de kunder som ville byta elleverantör inledningsvis tvungna att installera en timmätare för att mäta elförbrukningen. Kunder med relativt låg elförbrukning ansågs, reformen till trots, ha svårt att agera på en helt öppen marknad då det inte skulle vara lönsamt för dessa kunder att införskaffa en timmätare. De skulle i stället bli beroende av sina gamla elleverantörer som på så sätt skulle kunna behålla en monopolliknande ställning. För att motverka denna inlåsningsseffekt för kunder med relativt låg elförbrukning, men även värna om småskalig elproduktion, infördes ett system med leveranskoncession, vilket syftade till att ge ett särskilt skydd under övergången till en reformerad elmarknad. Leveranskoncession innebar ett tillstånd att med ensamrätt bedriva kommersiell verksamhet med elhandel inom ett visst geografiskt område till de kunder som inte ville installera timmätare. Inom dessa områden skulle elpriserna regleras och elförsäljningen ske till ett skäligt pris. Tillsynen utövades av Nätmyndigheten.

2.1.2 Tidigare åtgärdsförslag och utveckling av regelverk

I syftet att häva inlåsningseffekten till följd av kravet på timmätare infördes den 1 juli 1997 ett pristak på 2 500 kronor för timregistrerande mätutrustning, inklusive installation (prop. 1996/97:85). Kostnaden hade tidigare uppgått till mellan 5 000 och 8 000 kronor. På hösten 1997 antog riksdagen en ny ellag (prop. 1996/97:136). Den trädde i kraft den 1 januari 1998 (ellagen 1997:857). Först och

³ Det finns undantag från åtskillnad för företag med mindre än 100 000 abonnenter, se ellagen (1997:857, 3 kap. 1 §).

främst innebar den nya ellagen en språklig och redaktionell modernisering av den gällande lagstiftningen på området. Dock gjordes även andra förändringar såsom att bestämmelserna i 1902 års ellag och elhandelslagen fördes samman. Därutöver fördes de bestämmelser som infördes som en följd av elmarknadsreformen över till den nya ellagen. Till följd av förslag i betänkanden som *Ny ellag* (SOU 1995:108), *Regler för handel med el* (SOU 1996:49) och *Konsumentskydd på elmarknaden* (SOU 1996:104) gjordes vissa ändringar och kompletteringar av lagstiftningen. Hösten 1998 beslutade riksdagen om att göra de ändringar i ellagen som krävdes för att genomföra *Europaparlamentets och rådets direktiv (96/92/EG) av den 19 december 1996 om gemensamma regler för den inre marknaden för el*, det så kallade elmarknadsdirektivet. Syftet med direktivet var att öppna EU:s inre marknad för handel med el, samtidigt garanterades allmänhetens tillgång till en grundläggande service. Målsättningen var att en tredjedel av de enskilda ländernas elkonsument senast sex år efter direktivets ikraftträdande skulle utgöra den öppna marknaden. För att implementera direktivet i Sverige behövdes bara en mindre komplettering i ellagen (prop. 1997/98:159). Förutom detta beslutade riksdagen om vissa ändringar i ellagen som syftade till att förbättra elmarknadens funktionssätt (prop. 1997/98:159).

Inläsningseffekten för kunder med låg förbrukning kvarstod trots det införda pristaket på timmätare. Därför framlade riksdagens näringsutskott i november 1998, i samband med beredning av prop. 1997/98:159, ett förslag om att kravet på timvis mätning för kunder med låg elförbrukning skulle tas bort senast den 1 november 1999. Följden av detta blev att Leveranskoncessionsutredningen (SOU 1999:95) fick i uppdrag, genom ett tilläggsdirektiv, att analysera olika konsekvenser av att undanta vissa elanvändare från kravet på timvis mätning. Utredningens analys redovisades i delbetänkandet *Öppen elmarknad* (SOU 1999:44). Därtill fick Affärsverket svenska kraftnät i uppdrag av regeringen att i samråd med Statens energimyndighet föreslå och utforma ett system för schablonavräkning av elleveranser. Detta skulle träda i kraft den 1 november 1999.

Underlag från Leveranskoncessionsutredningen (SOU 1999:95) och från Svenska kraftnät låg till grund för regeringens proposition *Införande av schablonberäkning på elmarknaden m.m.* (prop. 1998/99:137). I propositionen föreslogs ändringar i ellagen som syftade till att möjliggöra undantag från grundprincipen om timvis mätning för vissa elanvändare och att för dessa elanvändare i stället tillämpa schablonberäkning. Regeringen föreslog att leveranskoncessionssystemet avskaffades och att istället införas schablonberäkning. Riksdagen antog regeringens förslag och lagändringarna trädde i kraft den 1 november 1999. Därigenom fick alla elkunder möjligheten att byta elleverantör utan att behöva investera i en timmätare och elhandelspriserna släpptes helt fria. I samband med detta avskaffades även särregleringen och den tillhörande tillsynen över elhandelspriserna. Timmätning ska ske för all produktion och för all förbrukning med säkringsabonnemang som överstiger 200 ampere eller effektabonnemang som överstiger 135 kW. Elkunder under denna gräns behöver ingen timmätning

utan förbrukningen ska mätas minst en gång per år med traditionell mätutrustning.⁴ Reglerna om schablonavräkning möjliggör timvis avräkning även av leveranser till kunder utan timmätning. Den 1 juli 2006 sänks gränsen för schablonavräkning till högst 63 ampere och den 1 juli 2009 införs också krav på månadsavläsning (kopplat till månadsskiftet) för denna grupp (prop. 2004/05:62).

Regeringen tillsatte i november 1999 Elnätsutredningen med uppgiften att se över ellagens bestämmelser om nätverksamhet. I sitt delbetänkande *Elnätsföretag – regler och tillsyn* (SOU 2000:90) föreslog utredningen bland annat åtgärder för att minska möjligheterna till korssubventionering mellan nätverksamhet och konkurrensutsatt verksamhet. I propositionen *Energimarknader i utveckling – bättre regler och tillsyn* (prop. 2001/02:56) lade regeringen fram förslag som syftade till att minska möjligheten till korssubventionering. Detta gjordes bland annat genom förslaget att införa en ny modell för reglering av nättariffernas skälighet. Förslagen innehöll även andra åtgärder för att undvika korssubventionering som att nätverksamhet och konkurrensutsatt elverksamhet inte får ha gemensam verkställande direktör, riksdagen avslog dock regeringens förslag i denna del. Riksdagen uppmanade regeringen att göra en förnyad prövning av frågan och återkomma med ett nytt förslag. Elnätsutredningen analyserar i sitt slutbetänkande *Elnätsföretag – särskild förvaltning och regionnätstariffer* (SOU 2001:73) bland annat frågor kring regler för särskild förvaltning av nätkoncession.

Elkonkurrensutredningen tillsattes 2001 med uppdraget att analysera prissättningen på elmarknaden och identifiera om det behövdes kompletterande åtgärder för att kunna upprätthålla en fungerande konkurrens med lika villkor för marknadens aktörer. I sitt slutbetänkande, *Konkurrensen på elmarknaden* (SOU 2002:7), fastslog utredningen att prisbildning och konkurrensen på elmarknaden fungerade förhållandevis väl. Vidare framförde utredningen att Statens energimyndighet skulle ha en utökad expertroll inom elhandelsområdet. Expertrollen innebar bland annat att kontinuerligt följa utvecklingen av prisbildning och konkurrens.

Ministerrådet antog i juni 2003 Europaparlamentets och rådets direktiv 2003/54/EG om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om upphävande av direktiv 96/92/EG. Regeringen hade redan tidigare samma år tillsatt El- och gasmarknadsutredningen. Uppdraget innefattade bland annat att följa det pågående arbetet inom EU med att utforma gemensamma regler för den inre marknaden för el och naturgas, samt att lämna förslag till lagstiftning och regelverk som krävs för att genomföra den europeiska gemenskapens reviderade el- och naturgasmarknadsdirektiv.

⁴ De schablonberäknade slutkunderna förbrukar cirka 65 TWh per år eller ungefär 48 procent av landets nettoförbrukning (Svenska kraftnät, 2002).

2.2 Tidigare studier

Elmarknaden har varit föremål för ett antal statliga och akademiska utredningar. Som utgångspunkt för utredningens arbete med att analysera elmarknadens funktion med tonvikt på konkurrens och prisbildning redovisas korta sammanfattningar av sju tidigare studier och utredningar. Sammanfattningarna ges i kronologisk ordningsföljd och efterföljs av en sammanfattande bedömning.

Avsnittet avslutas med en sammanfattning av Europeiska kommissionens slutsatser från den påbörjade sektorsundersökningen av de europeiska energimarknaderna, samt danska Konkurrencestyrelsens utredning av Elsam rörande missbruk av dominerande ställning.

2.2.1 Nord Pool: A Power Market Without Market Power

Hjalmarsson (1999) undersöker förekomsten av marknadsaktörer på Nord Pool mellan åren 1996 och 1999. Det är en ekonometrisk studie som är gjord på system nivå, det vill säga att systempris och systemomsättning (veckomedel) används som pris och kvantitetsvariabler i modellen. Användandet av systemdata innebär att inga överföringsbegränsningar i de Nordiska elnäten antas existera. För att kunna identifiera eventuella tecken på strategiskt beteende hos marknaden aktörer använder han en modifierad så kallad *Bresnahan-Lau* modell. Modellen är baserad på vinstmaximerande företag som producerar där marginalkostnaden är lika med deras förväntade marginalintäkt. Modellen identifierar förekomsten av marknadsaktörer utan att *a priori* känna till efterfråge- och kostnadsfunktionen, istället estimeras efterfråge- och utbudsrelationen.

Slutsatsen är att den Nordiska elmarknaden inte uppvisar någon förekomst av marknadsaktörer på systemnivå vare sig på lång- eller kortsikt. Användandet av veckodata kan dock förbise marknadsaktörer under kortare perioder, dagar eller timmar, inte upptäckts, men hade detta varit ett stort problem så skulle det troligen ha syns i det aggregerade veckodata. Likaså kan det finnas marknadsaktörer på regional nivå, då det finns begränsningar i elnätet.

2.2.2 Elkonkurrensutredningen

Uppdraget

I september 2001 tillsatte regeringen en särskild utredare med uppdraget att:

”skyndsamt analysera prissättningen på elmarknaden och identifiera om det finns behov av kompletterande åtgärder för att en väl fungerande konkurrens med lika villkor för marknadens aktörer ska kunna upprätthållas.”

Uppdraget omfattade att beskriva den då rådande konkurrenssituation och analysera konkurrensens betydelse för prisbildningen. Utredaren ombads särskilt belysa riskerna för missbruk av marknadsaktörer av de dominerande marknadsaktörerna. Uppdraget omfattade både råkraftsmarknaden och slutkundsmarknaden.

Beträffande råkraftsmarknaden ombads utredaren att särskilt bedöma lämpligheten ur konkurrenssynpunkt med en förändrad prisområdesindelning av Sverige och hur en eventuell förändring påverkar förutsättningarna för missbruk av marknadsmakt.

I uppdraget ingick även att bedöma om det på den avreglerade elmarknaden finns behov av en förstärkt konkurrensövervakning, utöver det som följer av Konkurrensverkets tillämpning av konkurrenslagen. Elkonkurrensutredningens slutbetänkande redovisas i SOU 2002:7.

Utredningens förslag

Utredningen fann inte några fundamentala funktionsfel på den avreglerade elmarknaden. Vidare har utredningen efter kontakter med elmarknadsintressenter funnit att de överlag anser att en konkurrensutsatt marknad i grunden är bra.

Generellt konstaterades att ägarkoncentrationen på den svenska råkraftsmarknaden stigit sedan elmarknadsreformen. De sju företag som inledningsvis stod för omkring 90 procent av produktionskapaciteten hade efter fusioner minskat till fem.⁵ Samägandet i kärnkraften nämns som en försvårande omständighet som i vilket fall väcker misstankar om prissamverkan, även om inga konkreta tecken på något sådant funnits.⁶ Den prisökning på Nord Pool som observerades under 2001 kan enligt Elkonkurrensutredningen förklaras av en minskad tillrinning i de norska vattenkraftsmagasinen och bedömdes således inte vara en följd av bristande konkurrens. Utredningen såg få indikationer på marknadsmanipulationer, men hänvisade ändå till enstaka timmar under våren 2000 där man gjorde bedömningen att en ovanlig hydrologisk situation gjorde att svenska producenter kunde bjuda in produktion långt över marginalkostnaden.

Sammanfattningsvis ansåg utredningen att det finns anledning att noga följa utvecklingen på den nordiska elmarknaden och föreslår att Energimyndigheten som expertmyndighet ges en utökad roll att kontinuerligt följa konkurrensen på elmarknaden. Utredningen menade sig inte se tillräckliga skäl att införa branschspecifika regler i konkurrenslagen. Nuvarande regelverk bedömdes vara tillräckligt för konkurrensverkets uppgift på elmarknaden. Vidare betonade utredningen att staten som ägare av Vattenfall har möjlighet att värna om konkurrensen genom sin ägarroll samt att motsvarande förhållanden råder i övriga nordiska länder.

Beträffande marknadskoncentrationen på råkraftsmarknaden konstaterade man att ingen aktör är dominerande när marknaden är definierad som en nordisk marknad. Emellertid medför överföringsbegränsningar en tidvis uppdelning i delmarknader

⁵ Efter att Elkonkurrensutredningens betänkande lämnades har detta genom Sydkrafts, numera E.ONs, köp av Graninge minskat till fyra företag.

⁶ Detta är egentligen en förenkling eftersom misstanken ju torde vara att företagen samverkar om kvantiteter.

vilket resulterar i hög ägarkoncentration. Utredningens åsikt var därför att uppdelningen i prisområden bör begränsas genom att bygga ut överföringskapaciteten i högre grad än tidigare. Som eventuellt ett komplement till detta nämns motköp för att hålla samman större nordiska prisområden. Utredningen ansåg att konsekvenserna för konkurrensen av en eventuell förändring av gränserna för elspotområden ska bedömas utifrån ett helhetsperspektiv. Ett område söder om det så kallade snitt 4 ansågs dock utgöra en alltför liten marknad.

Gällande handeln på Nord Pool gjorde utredningen bedömningen att börsens regelverk uppfyller tillräckliga krav rörande informationshantering, exempelvis information om avställda kraftverk. Utredningens uttryckliga mening var även att överföringsförbindelser mellan länder ska handhas via Nord Pools spotmarknad. Så långt möjligt bör dessa även vara offentligt ägda.

2.2.3 De nordiska konkurrensmyndigheternas gemensamma rapport

Uppdraget

I samband med ett gemensamt möte mellan de nordiska konkurrensmyndigheterna i september 2002 bildades en nordisk arbetsgrupp med uppgift att identifiera gemensamma frågeställningar rörande konkurrensen på elmarknaden.

Arbetsgruppens uppdrag omfattade även att överväga åtgärder mot konkurrenshinder, förslag till en förbättrad reglering, samt att föreslå former för nordiskt samarbete med syftet att effektivisera tillämpningen av konkurrenslagstiftningen i Norden. De nordiska konkurrensmyndigheternas gemensamma rapport publicerades under 2003 (Nordic Competition Authorities, 2003).

Utredningens slutsatser

Arbetsgruppens åsikt var att elmarknadsreformen av Nordens elmarknader i stora drag har varit och är lyckad. En integrerad nordisk marknad gynnar konkurrensen eftersom de dominerande nationella producenterna då möter en nordisk konkurrens. I rapporten påpekas dock att det finns ett antal faktorer på marknaden som kan påverka konkurrenssituationen, exempelvis är efterfrågan på el mycket oelastisk och det finns höga inträdeshinder. Arbetsgruppen lyfte även fram följande punkter:

- Flaskhalsar som delar upp den Nordiska marknaden har en marknadsminskande effekt eftersom koncentrationen på delmarknaderna i regel är mycket hög.
- Den höga marknadskoncentrationen på dessa marknader är ofta följden av gemensamt eller korsvist ägande av produktionskapacitet.
- Brist på flexibilitet i produktionskapaciteten, samt kapacitetsbegränsningar i produktion och överföringssystemen ökar förutsättningarna för marknadsmakt, vilket även medför att relativt små företag kan utöva marknadsmakt.

Som förslag på förbättringar eller åtgärder pekade arbetsgruppen på följande:

- Företagsfusioner som medför en ökad marknadskoncentration måste genomgå en noggrann granskning. Detta i synnerhet om fusionen omfattar flexibel produktionskapacitet, eftersom det är i och med kontrollen av sådan som förutsättningarna för marknadsmakt anses vara störst.
- Ägarkoncentrationen och korsägandet på de nationella marknaderna är problematisk. Arbetsgruppen rekommenderar att berörda myndigheter överväger om och hur mer konkurrensgynnande ägarstrukturer ska kunna skapas.
- Systemoperatörerna i Norden bör sträva efter ett effektivt utnyttjande av överföringsnätet. Förutsättningar för fungerande konkurrens bör dessutom inkluderas i beslutsunderlaget för investeringar i överföringskapacitet. Utbyggd överföringskapacitet innebär i de allra flesta fall en reducerad risk för marknadsmakt.

För en förbättrad samverkan mellan konkurrensmyndigheter i Norden betonar rapporten att konsekvensen av utövad marknadsmakt, genomförda fusioner eller liknande, i ett område ofta berör hela eller stora delar av den nordiska marknaden. Det är därför viktigt att myndigheter har ett fungerande informationsutbyte och att det skapas strukturer för att driva ärenden som involverar mer än ett land.

2.2.4 El- och gasmarknadsutredningen

El och gasmarknadsutredningen tillsattes i mars 2003. I uppdraget ingick bland annat att analysera behovet av förbättringar på den avreglerade elmarknaden, samt belysa konkurrensen och utvärdera konsekvenserna av de strukturförändringar som skett sedan elmarknadsreformen. Utredningen lämnade sitt slutbetänkande i december 2004 (SOU 2004:129).

I utredningens rapport betonas att marknadens avgränsning och omfattning är avgörande och viktig för en vidare diskussion om marknadsstruktur och förekommande problem, men konstaterar samtidigt att det inte finns någon enkel avgränsning av råkraftsmarknaden. Mot bakgrund av detta gjorde utredningen sina övervägande ur både ett nationellt och ett nordiskt perspektiv. Utredningens bedömningar och förslag rörande råkraftsmarknaden sammanfattas i följande punkter:

- Råkraftsmarknaden för el har fungerat relativt bra och visat sig kunna bibehålla sin funktion under perioder med stor belastning.
- Likviditeten på Nord Pool bedöms som tillräcklig, även om det finns vissa enskilda produkter där ökad likviditet kan anses som önskvärd.
- Förtroendet för Nord Pool som handelsplats är viktig för marknadens funktion. För att kunna bedriva en effektiv övervakning behöver Nord Pool som ett norskt företag ha tillgång till underliggande information från andra länder. Utredningen föreslår därför bildandet av en nordisk samrådsgrupp med syftet att motverka olikheter i regelverk.

- Den svenska råkraftsmarknaden är koncentrerad och tendensen sedan elmarknadsreformen mot ökad koncentration är oroande. Utan externt konkurrenstryck skulle detta kunna leda till en situation med kollektiv dominans och eventuellt missbruk av marknadsmakt.
- Sverige bör aktivt arbeta för att stärka den nordiska marknaden och därigenom den del av tiden som en gemensam marknad finns. Detta kan ske genom harmonisering av regelverk och förstärkta överföringsförbindelser. Utredningen anser att överföringskapaciteten mellan länder ska förstärkas för att främja en nordisk marknad. Detta kräver nationella investeringsbeslut, vilka är viktiga för hela den nordiska marknaden.
- På en effektiv marknad bör aktörerna agera självständigt utifrån en egen bedömning av marknadsläget. Det är därför mindre gynnsamt att marknaden domineras av ett jämförelsevis stort företag. En eventuell uppdelning av statliga Vattenfall i flera bolag riskerar resultera i en sämre produktionseffektivitet, men bedöms samtidigt ha positiva effekter i form av fler självständiga aktörer på den svenska marknaden. Detta förutsätter att en sådan uppdelning av produktionskapaciteten bidrar till fler självständiga aktörer.
- För att bevara en fungerande marknad är det viktigt att företagen har en reell möjlighet att omsätta marknadens signaler i strategiska beslut, exempelvis investeringar i ny kraftproduktion.
- Staten bör i sin roll som ägare av Vattenfall se över i vilken mån det kan bedömas som angeläget för Vattenfall att finnas kvar i de förkommande formerna av samägande och samarbete mellan kraftbolagen i Sverige.

2.2.5 Regelutredningen

I december 2003 beslutade regeringen att tillkalla en särskild utredare med uppdraget att utvärdera de långsiktiga effekterna av genomförda regelreformer inom marknaderna för el, tele, post, inrikesflyg, taxi och järnväg. Regelutredningen lämnade sitt betänkande i januari 2005 (SOU 2005:4). Utredningens analys av reformeringen av elmarknaden och dess betydelse för konkurrensen på råkraftsmarknaden sammanfattas med följande punkter.

- Elmarknaden har ännu inte nått sin slutgiltiga form, men de genomförda reformerna har bidragit till en positiv utveckling.
- Marknadskoncentrationen på elmarknaden förbättrades i och med elmarknadsreformen eftersom lokala och regionala monopol på elproduktion togs bort.
- Handeln med råkraft på Nord Pool har integrerat de nationella marknaderna i Norden och därigenom sänkt marknadskoncentrationen och stärkt konkurrensen.
- Sedan elmarknadsreformen har de stora företagen ökat sina marknadsandelar. Tillsammans med ett ökat korsägandet har det bidragit till en allt mer koncentrerad ägarstruktur. Utredningen påpekar dock att utvecklingen mot färre aktörer påbörjades före 1996 och således inte är en direkt följd av

elmarknadsreformen. Enligt utredningens mening är det snarare en konsekvens av att företagen sett möjligheter till stordriftsfördelar.

- Koncentrationsmått är ensamt inte tillräckligt för att mäta konkurrensen, men ökad koncentration och samägd produktionskapacitet är variabler som ökar sannolikheten för att konkurrensen ska fungera sämre.
- Nyinvesteringar och nya producenter på råkraftsmarknaden hålls tillbaka på grund av svårigheter att få nödvändiga tillstånd samt lönsamhet i de möjliga produktionskällorna. Liberaliseringen har sannolikt bidragit till att risken för den enskilde producenten i samband med investeringar har ökat.
- Det är viktigt att den nordiska marknaden hålls samman i så stor utsträckning som möjligt. Utredningen ansåg att det behövs mer överföringskapacitet mellan Sverige och andra länder för att skapa en effektivare elmarknad.
- Ett utökat samarbete mellan de nordiska tillsynsmyndigheterna och en harmonisering av regelverket skulle stärka konkurrensen på elmarknaden.

2.2.6 Varför har den nordiska elmarknaden fungerat så bra?

Inför en internationell konferens och med stöd från Elforsk och Nordisk Energiforskning skrev Lars Bergman en rapport i vilken han analyserar varför Nordens elmarknad har fungerat så bra (Bergman, 2005a).⁷

Inledningsvis konstateras att den nordiska marknaden sedan elmarknadsreformen har klarat av såväl utbuds som efterfrågechocker. Ett exempel är torrårsvintern 2002/2003.

Fram till torrårsvintern 2002/2003 framstod elmarknadsreformen som en framgång. Fallande priser tillsammans med en starkt försörjningssäkerhet hade gynnat såväl hushållskonsumenter som industrikunder. Det extremt torra vädret 2002/2003 innebar dock en avsevärt högre prisnivå, vilket utvecklades till en allvarlig prövning av det politiska stödet för en marknadsbaserad elförsörjning. Politiska ingripande i marknaden uteblev dock och de höga priserna fick önskad effekt, vilket innebar att utbudet kontinuerligt mötte efterfrågan. För att en marknad ska fungera är det mycket viktigt att priset återspeglar relevanta marginalkostnader.⁸ Den stora andelen vattenkraft i det nordiska systemet gör det svårt att upptäcka om marknadsakt utövats på marknaden. Det är i allmänhet mycket svårt att avgöra om en neddragning av vattenkraftsproduktionen sker till följd av en bedömning av kommande klimatförhållanden eller för att påverka prisbildningen. För att analysera marknadsmakten under torrårsvintern har Bergman använt simuleringsmodellen PoMo. PoMo är en dynamisk optimeringsmodell som simulerar marknadspriser med antagandet att

⁷ Elforsk AB har funnits sedan 1993 och ägs av Svensk Energi och Svenska kraftnät. Det övergripande syftet är att rationalisera den branschgemensamma forskningen och utvecklingen inom områdena: vattenkraft, el- och värmeproduktion, överföring och distribution, användning samt omvärld och system. Nordisk Energiforskning är en nordisk institution under Nordiska Ministerrådet och finansieras av de nordiska regeringarna.

⁸ Brist på vatten i vattenkraftsmagasinen höjer vattenvärdet och således marginalkostnaden för vattenkraftsproduktion. Se också avsnitt 4.3.

elmarknaden är konkurrensutsatt. Avvikelser mellan det av PoMo beräknade priserna och det observerade priserna på Nord Pool under 2002 och 2003, används av Bergman för att återspegla marknadsmaktens inverkan. Simuleringsresultaten tyder på att den nordiska marknaden har väl fungerande konkurrens med marknadspriser som ligger nära relevanta marginalkostnader.

Bergman listar fyra huvudfaktorer bakom den relativt lyckade elmarknadsreformen i de nordiska länderna:

- En enkel och sund marknadsdesign som till stor del möjliggörs av den stora andelen vattenkraft.
- Framgångsrik försvagning av marknadsmakten, genom att de fyra nationella marknaderna har integrerats till en nordisk marknad. De nationella produktionsmarknaderna i Norden domineras av ett eller ett fåtal företag. Ingen av dessa har dock en andel på mer än 20 procent av den nordiska marknaden. Marknadskoncentrationen är således starkt beroende av den nordiska integreringen.
- Starkt politiskt stöd för ett marknadsbaserat elförsörjningssystem.
- Frivilligt, informellt, public serviceåtagande från kraftindustrin sida. De faktiska priserna har ständigt varit lägre än de priser som simuleringar med oligopolmodeller signalerat.

I sina avslutande anmärkningar lyfter Bergman fram två stora hot mot elmarknadsreformens framgång:

- Det första är att försörjningssäkerheten inte kan upprätthållas.
- Det andra är att marknadsmakt förhindrar att de möjliga fördelarna med konkurrensen realiserar. De stora kraftbolagen har anklagats för att ha utövat marknadsmakt, men det saknas bevis.

Det återstår också att se om investeringar i ny kapacitet genomförs, när de behövs, och om marknadskoncentrationen inte ökar. Produktionen konkurrensutsattes under en period med historiskt svag ökningstakt för elkonsumtionen, varför behovet av ny kapacitet och utrymmet för nya aktörer hittills varit begränsat.

2.2.7 Den nya elmarknaden – Framgång eller misslyckande?

I september 2005 presenterade Niclas Damsgaard och Richard Green sin studie av den svenska elmarknadsreformen (Damsgaard och Green, 2005). Författarnas utgångspunkt har varit att svara på frågorna, om elmarknadsreformen varit bra för den svenska ekonomin och de svenska medborgarna, samt om det finns möjligheter att förbättra den.

Metoden man använt är en kostnadsintäktsanalys, som jämför prisutvecklingen sedan elmarknadsreformen med författarnas bedömningar av vad som hade hänt om elmarknadsreformen inte ägt rum. I sin bedömning av utrymme för eventuella förbättringar analyserar man om den nya strukturen ger rätt incitament till

investeringar, samt om det finns tilltro till de mekanismer som ska säkerställa en rimlig nivå på slutkundspriserna. Författarna ställer sig i boken även frågan om råkraftsmarknaden skulle fungera bättre om Sverige var indelat i två budområden på spotmarknaden. I sina sammanfattande kommentarer och slutsatser skriver man:

- Elmarknadsreformen har varit bra för Sverige. När vinster och förluster läggs samman finner man att elmarknadsreformen har ökat välfärden i Sverige under varje år sedan 1996. Den sammanlagda vinsten från elmarknadsreformens första åtta år beräknas till 11 miljarder i 1996 års penningvärde.
- Branschen har framgångsrikt bedrivit sin verksamhet med en lägre kapacitetsnivå jämfört med tidigare. En mot efterfrågan optimalare produktionskapacitet är den främsta källan till vinster.
- Under större delen av tiden har samtliga kundgrupper (hushåll, industri, företag) tjänat på elmarknadsreformen. Undantaget var enligt Green och Damsgaard möjligen 2003. De höga priserna gjorde att konsumenterna klarade sig sämst just då, samtidigt som elproducenterna klarade sig bäst just då.
- Efter undersökning av investeringsnivån, regleringsincitament, möjligheten att ha flera elspotområden i Sverige, samt elcertifikatsystemet tror man sig inte ha funnit några grundläggande problem som är i behov av omedelbara åtgärder.

Angående marknadsmakt, nordisk marknadsintegration och frågan om flera elspotområden i Sverige:

- Marknadsmakt anses inte vara ett allvarligt problem för närvarande. Det har gjorts undersökningar som visar att den nordiska marknaden kan bli utsatt för utövande av marknadsmakt, i synnerhet om det sker fler gränsöverskridande företagssammanslagningar. Det finns emellertid få indikationer på att priserna skulle ha höjts i någon betydande grad så här långt.
- Sverige har vunnit på skapandet av Nord Pool. Svenska producenter konkurrerar numer på en marknad som vanligen är dubbelt så stor som en nationell svensk marknad. Även vid flaskhalsar ligger det svenska priset mycket nära nivån motsvarande nordisk nivå utan flaskhalsar.
- Den internationella handeln förefaller ha ökat sedan elmarknadsreformen. Variationer i vattentillrinningen skapar dock stora variationer från år till år.
- En indelning av Sverige i flera elspotområden anses ge bättre incitament för både producenter och Svenska kraftnät. När det förekommer flaskhalsar inom Sverige är det inte nödvändigtvis flaskhals vid Sveriges nationsgränser. Därmed förväntas det eventuella införandet av elspotområden i Sverige i stor utsträckning innebära att delområdena tillhör en större marknad, även vid tillfällen då det är flaskhals inom Sverige.
- Om flera elspotområden i Sverige skapar bestående prisskillnader uppstår vinnare och förlorare. Det är en politisk fråga, lika mycket som en ekonomisk, att bedöma huruvida det är värt att skapa dessa skillnader.

2.2.8 Preliminära slutsatser av Europeiska kommissionens sektorsundersökning inom energi

Europeiska kommissionen påbörjade en sektorsundersökning inom energi den 13 juni 2005. Kommissionens syfte var att undersöka huruvida konkurrensen fungerar effektivt inom europeiska el- och gasmarknaden samtidigt genomförs en översyn av implementeringen av EU:s energilagstiftning av kommissionens generaldirektorat för energi och transport på nationell nivå. Kommissionens sektorsundersökning föranleddes av klagomål från konsumenter och nya aktörer på energimarknaden över höga priser, brist på riktiga val för konsumenten och snedvridande konkurrens på marknaden. Kommissionen skickade ut 3 000 frågeformulär till marknadsaktörer i 25 medlemsstater. Kommissionen konsulterade även direkt marknadsaktörer, nationella konkurrensmyndigheter och regleringsmyndigheter i samband med undersökningen.

El- respektive gasmarknadsundersökningen har olika fokus.

Gasmarknadsundersökningen berör hur hela gasmarknaden fungerar, tillgång till leverans, nätverk (infrastruktur) och konsumentmarknader.

Elmarknadsundersökningen fokuserar på aspekter av marknaden som påverkar elgrossistpriser, såsom bland annat framställning och tillhandahållande av el, och EU-vida aspekter som inträdeshinder (exempelvis långa kontrakt), kopplingspunkter mellan medlemsstaterna och separationsfrågor, speciellt relationen mellan nätoperatörer och deras dotterbolag.

Den 15 november 2005 publicerade kommissionens generaldirektorat för konkurrens sina preliminära slutsatser som indikerar fem områden som är särskilt angelägna. Kommissionens slutsatser innefattar:

- Hög marknadskoncentration. På de flesta nationella marknader är kontrollen av gas och elproduktion mycket koncentrerad till de före detta monopolinnehavarna, med begränsat tillträde till marknaden och med stora möjligheter för de före detta monopolinnehavarna att hålla en hög prisnivå.
- Vertikalt utestängande och kontrakt som sträcker sig över en längre tid begränsar likviditeten på grossistmarknaderna, förhindrar nya inträden. Nya aktörer som etablerat sig på marknaden klagar över att separationsreglerna inte efterlevs.
- Brist på integrering inom EU. Hinder för gränsöverskridande elhandel genom aktörers tvekan mot att agera gå på andra nationella marknader, samt brist på överföringskapacitet.
- Brist på transparens när det gäller tillträde till elgrossistmarknader leder till misstro och bidrar inte till en jämbördig behandling av alla aktörer inom elhandeln.
- De prisstyrande mekanismerna på elgrossistmarknader är inte tydliga och synes inte vara resultat av konkurrens på lika villkor. Detta leder till misstro mellan konsumenter och industrin, speciellt i ljuset av den senaste kraftiga prisuppgången.

- Direktoratet för konkurrens bekräftade energidirektoratets slutsatser, i sin samtidigt preliminära rapport, om att medlemsstaterna inte fullt ut uppfyller sina skyldigheter att implementera liberaliseringsdirektiven för gas och el. Resultaten är bland annat ett otillräckligt utbud för konsumenterna och underutnyttjande av befintlig infrastruktur.
- Direktoratet för energi framhöll behovet för nationella regleringsmyndigheter och regeringar att följa upp sina åtaganden att motverka bristen på överföringsförbindelser mellan medlemsstater, en brist som nu förhindrar utvecklingen av gränsöverskridande konkurrens. Dessutom betonar nödvändigheten av att separera nätverksamhet från elproduktion och elhandel för att reducera artificiellt höga priser.
- Rapporten betonar medlemsstaternas skyldigheter att ta i tu med motsatta konkurrensfrämjande förhållanden såsom företag som innehar orimligt hög marknadsmakt på regional och nationell nivå.

Undersökningen fortgår och en allmän presentation av den preliminära rapporten skedde den 16 februari 2006 i Bryssel (Europeiska kommissionen, 2006). Nu följer en två månader lång konsultation. Slutrapporten beräknas vara klar i slutet av år 2006.

Slutsatserna kan leda till att Kommissionen vidtar åtgärder mot specifika företag eller regeringar under EG-fördragets artiklar mot konkurrenssnedvridande åtgärder, missbruk av dominerande ställning och illegalt statligt stöd. Kommissionen kan också tänkas vidta lagstiftande åtgärder såsom ändringsförslag till koncentrationsförordningens regel om jurisdiktion till nationell konkurrensmyndighet när varje part till en koncentration uppnår mer än två tredjedelar av sin EU-omsättning i en och samma nationella marknad.

När det gäller den första åtgärden som Kommissionen ämnar vidta som gjordes det klart vid presentationen den 16 februari att så kommer ske inom de närmsta veckorna och månaderna.

2.2.9 Elsam A/S missbruk av dominerande ställning

Den 30 november 2005 presenterade den danska konkurrensmyndigheten sitt beslut rörande Elams missbruk av dominerande ställning i form av höga elpriser (Konkurrencestyrelsen, 2005).

Bakgrunden till beslutet är det frivilliga avtal från 2003 mellan Konkurrencestyrelsen och de båda stora danska producenterna (Elsam på Jylland och Energi E2 på Sjælland), där producenterna gav löften om att inte utnyttja sin marknadsställning. Denna frivilliga överenskommelse har enligt Konkurrencestyrelsen inte fungerat. Den nu analyserade perioden omfattar elpriserna under juli 2003 till och med december 2004.

Konkurrencestyrelsen anser att Elsam under 6,8 procent av de studerade timmarna har använt sin dominerande ställning till att uppnå ett områdespris på Jylland som

väsentligt överstiger dess kostnad för produktion inklusive en rimlig avkastning. Förlusten för danska elförbrukare under den studerade perioden uppskattas till 187 miljoner danska kronor.

Enligt Konkurrencestyrelsens bedömning har Elsam utnyttjat sin marknadsställning, vilket inneburit att spotpriset på Jylland som regel har följt det högsta av prisnivån i Tyskland respektive på Nord Pool. När det uppstår en flaskhals i överföringen till Danmark från Sverige och Norge är Elsam ensam innehavare av flexibel produktionskapacitet⁹ på Jylland. Konkurrencestyrelsen beräknar därmed att Elsam har haft en positiv *resterande (residual) efterfrågan*¹⁰ under 78 till 91 procent av den studerade perioden. En komplicerande omständighet är dessutom att marknaden mellan Jylland och Tyskland fungerar dåligt ur konkurrenssynpunkt, vilket i många fall hindrar konkurrens från tyska aktörer.

Konkurrencestyrelsen finner genom sin analys att situationen på Jyllands råkraftsmarknad inte har en tillfredsställande ur konkurrens för att säkerställa en väl fungerande prisbildning. För att i framtiden förhindra orimligt höga elpriser inför därför Konkurrencestyrelsen en prisreglering av Elsam.

Prisregleringen innebär ett tak för Elsams budgivning på Nord Pools spotmarknad. Konkurrencestyrelsen ålägger Elsam att inte meddela priser till Nord Pools spotmarknad om genomsnittet under tre sammanhängande timmar överstiger:

$$N1 = (\text{fasta kostnader produktion} + \text{genomsnittliga rörliga kostnader}) * (1,4 - 1,6)$$

eller om genomsnittet under tio sammanhängande timmar överstiger:

$$N2 = (\text{fasta kostnader produktion} + \text{genomsnittliga rörliga kostnader}) * (1,2 - 1,4)$$

Föreskriften skulle ha trätt i kraft den 29 december 2005 och fram till med 31 december 2008, eller till en tidigare tidpunkt då situationen på marknaden har förändrats så väsentligt att Elsam inte längre kan anses vara dominerande. Beslutet har dock överklagats av Elsam. Konkurrencestyrelsens överklagningsnämnd meddelade den 23 december 2005 att prisregleringens start skjuts upp, i väntan på ett slutligt avgörande.

Den 9 januari 2006 meddelade Konkurrencestyrelsen att man även inleder en närmare undersökning av Energi E2 och prisbildningen på Själland. Konkurrencestyrelsen meddelade vidare att det frivilliga avtalet med Energi E2 inte har haft avsedd effekt, varför det nu har sagts upp.

⁹ Övrig produktion på Jylland utgörs av vindkraft och kraftvärmeproduktion. Produktionsmängden där är starkt beroende av väderförhållanden respektive efterfrågan på värmeproduktion.

¹⁰ Den del av efterfrågan som återstår när vindkraft, kraftvärme samt import har exkluderats och som därmed måste täckas av Elsams produktionskapacitet.

2.3 Elmarknadens aktörer

På den nordiska elmarknaden verkar ett flertal aktörer, så som:

- Elproducenter
- Systemansvariga
- Nätägare
- Elleverantörer/Elhandelsföretag
- Elanvändare

2.3.1 Elproducenter

Elproducenter producerar el och matar in el på elnätet. Elen från produktionsanläggningarna kan säljas på den nordiska elbörsen Nord Pool, bilateralt till elleverantörer, eller direkt till elanvändare. Det stora flertalet producenter är också leverantörer av el (se avsnitt 2.3.4).

2.3.2 Systemansvarig

El överförs från kraftstationer på ledningsnät till elanvändare. Nätet delas in i tre nivåer, lokalnät, regionnät och stamnät. Stamnätet omfattar ledningar på 220 kV och 400 kV, samt huvuddelen av förbindelserna med grannländerna. För varje land i Norden finns en transmission och systemansvarig som ansvarar för driften av elsystemet och stamnätet. I Sverige har Svenska kraftnät detta ansvar, i Norge Statnett, i Finland Fingrid och i Danmark, Energinet.dk.

Som systemansvarig myndighet ansvarar Svenska kraftnät för att momentant, sekund för sekund, balansera tillförseln och uttaget av el i Sverige. Det innebär att Sveriges produktion och import alltid motsvarar konsumtion och export. För detta krävs övervakning och koordinering av den nationella balansen mellan produktion och förbrukning, samt utbytet med omkringliggande områden. Frekvensen i systemet är ett mått på balansen och ska normalt ligga inom intervallet $50 \text{ Hz} \pm 0,1 \text{ Hz}$. För att kunna hålla frekvensen krävs löpande justeringar av tillförsel och uttag av el.

2.3.3 Nätägare

Nätägare äger det fysiska nätet och ansvarar för transporten av producerad energi från produktionsanläggningar till elanvändare. Elnätet utgör ett naturligt monopol och står därför under Energimarknadsinspektionens tillsyn. För nyttjande av nätet betalar kunden en nätavgift. Nätägaren ska inneha nätkoncession från Energimarknadsinspektionen vilket innebär tillstånd att bygga och driva starkströmsledningar.

Regionnäten transporterar el från stamnätet till lokalnäten och i vissa fall till elanvändare med hög förbrukning. I de lokala näten transformeras kraften inom distributionsområdena till normal hushållsspänning.

Genom att elanvändare kan välja elleverantör kan flera leverantörer vara verksamma och leverera el till kunder inom nätägarens område. Nätägaren har ansvaret att beräkna och rapportera kundernas elförbrukning till berörda aktörer.

2.3.4 Elhandelsföretag

Ett elhandelsföretag köper in el från elbörsen, bilateralt från elproducenter eller annat elhandelsföretag och säljer el till elanvändaren. Elhandlaren kan ha flera olika roller: elleverantör (leverantören av el till elanvändaren), balansansvarig eller trader (fysisk och finansiell handel med el).

Balansansvarig

Enligt ellagen ska det finnas en balansansvarig för varje uttagspunkt i elnätet. Ett elhandelsföretag, producent eller större förbrukare kan välja att själv vara balansansvarig eller att köpa tjänsten från ett annat företag. För ett balansansvar krävs ett balansansvarsavtal med Svenska kraftnät. Enligt balansavtalet åtar sig den balansansvarige gentemot Svenska kraftnät det ekonomiska ansvaret för att det nationella elsystemet tillförs lika mycket el som förbrukas av de konsumenter för vilka han är balansansvarig. I balansavräkningen beräknar Svenska kraftnät den balansansvariges eventuella obalans och debiterar påföljande kostnad.

Elleverantörer

En elleverantör är ett elhandelsföretag som säljer/levererar el till elanvändare. Elen köps från producenter på Nord Pool, eller bilateralt. En elleverantör kan ingå i en koncern med egen produktionskapacitet och kan antingen hantera balansansvaret genom ett eget balansavtal med Svenska kraftnät, eller ingå ett avtal med en annan balansansvarig aktör.

Till skillnad från nätföretagens verksamhet verkar elhandlare och elleverantörer på en konkurrensutsatt marknad. En förutsättning för detta är att elanvändaren kan omförhandla sitt elleveransavtal och/eller byta elleverantör.

2.3.5 Elanvändare

Elanvändare förbrukar elenergi och tar ut elenergi från en uttagspunkt i nätet. Till kategorin elanvändare räknas såväl hushåll som näringsidkare. Användaren har avtal med en elleverantör om köp av elenergi och avtal med den lokala nätägaren om transport av energi. I Sverige finns totalt drygt 5 miljoner elabonnenter.¹¹

2.3.6 Elbörs

Framväxten av Nord Pool tog fart 1993 då Statnett etablerade Statnett Marked. På Nord Pool kan aktörer planera sin fysiska balans inför morgondagen genom handeln på spotmarknaden (Elspot). Handel med energi och överföring sker samtidigt genom en så kallad prisområdesmodell där områdespriser vid behov används för att åstadkomma balans mellan tillförsel och uttag i börsområdets

¹¹ Kapitel 7 i denna rapport har fokus på hushålls- och industrikunder.

delområden. På Nord Pools finansiella marknad kan aktörer prissäkra framtida köp eller försäljningar av el. Nord Pool består av ett antal olika verksamheter:

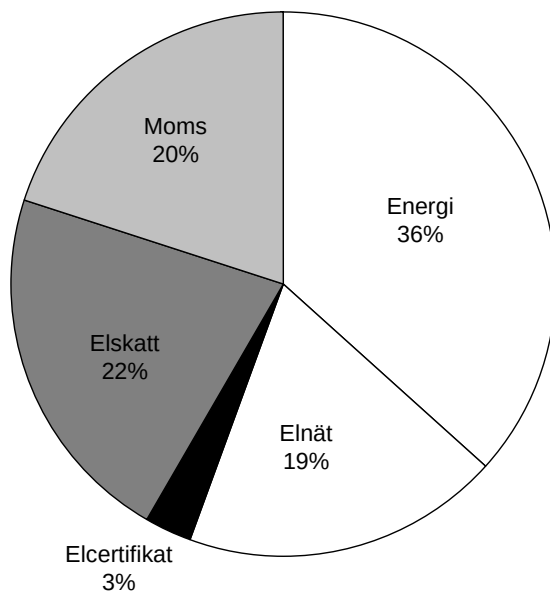
- Inom Nord Pool ASA bedrivs den finansiella marknaden. Nord Pool ASA har tillstånd att agera som fullvärdig börs enligt norska börsregler och ägs till 50 procent av Svenska kraftnät och till 50 procent av Statnett.
- Nord Pool Clearing ASA ägs till 100 procent av Nord Pool ASA och är motpart i alla finansiella kontrakt som omsätts på börsen samt bilaterala finansiella kontrakt som parterna önskar cleara via börsen.
- Nord Pool Spot AS bedriver en marknadsplats för handel med el för fysisk leverans under det kommande dygnet. Nord Pool Spot AS ägs av Nord Pool ASA, Svenska kraftnät, Statnett, Fingrid och Energinet.dk med vardera 20 procent. Nord Pool Spot AS har tillstånd (koncession) från Norges Vassdrags- och energidirektorat.
- Nord Pool bedriver även en korttidsmarknad, Elbas, där börsens aktörer kan hantera sin balans närmare drifttimmen.

Alla aktörer på Nord Pool är förpliktade att följa börsens regelverk, detta berör exempelvis hantering av prispåverkande information. I tillägg ställer Nord Pool krav på att aktörerna följer de nationella och/eller EU-regler som är tillämpliga för den verksamhet de bedriver. Den historiska utvecklingen av Nord Pools börsområde sammanfattas i nedanstående punkter:

- 1993 Statnett Marked, Norge
- 1996 Nord Pool, Norge och Sverige
- 1998 15 juni Nord Pool, Norge, Sverige och Finland
- 1999 1 juli Nord Pool, Norge, Sverige, Finland och Jylland/Fyn
- 2000 1 oktober Nord Pool, Norge, Sverige, Finland och Danmark
- 2005 4 oktober Nord Pool, Norge, Sverige, Finland, Danmark och Kontek (Vattenfall Europe Transmissions område i Tyskland)

2.4 Elmarknaden – flera delmarknader i samverkan

Efter elmarknadsreformen skiljs varan *el* från *tjänsten* överföring av el på elnätet. En elanvändares totala elkostnad innefattar tre huvuddelar; el, elnät och elskatt. Utöver dessa tillkommer kostnad för elcertifikat och moms. I figur 1 visas en ungefärlig fördelning av kostnadsposterna för en elvärmekund.



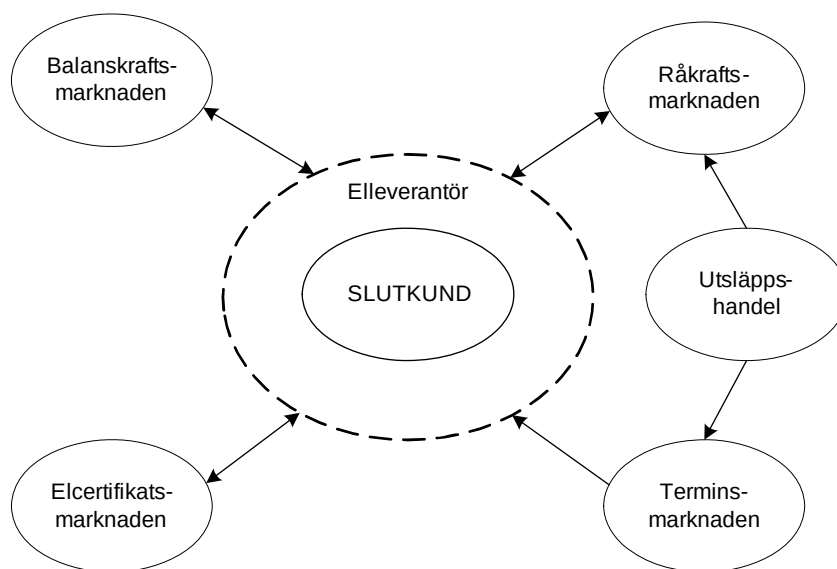
Figur 1 Elkostnadens olika beståndsdelar och ungefärlig fördelning för en elvärmekund (20 000 kWh per år) med ettårsavtal (februari 2006)

Källor: Energimarknadsinspektionen och Montel Powernews

Energi utgör omkring 36 procent elvärmekundens totala elkostnad. Kostnaden för elnät och elskatt, omfattas inte av uppdraget för denna utredning och kommer därför bara att beröras översiktligt. Elnät är en monopol tjänst och regleras med stöd av ellagen. Elskattens storlek fastställs av riksdagen. Priset på varan el är däremot inte reglerat utan avsikten är att konkurrensen ska främja effektiviteten och resultera i lägre priser och högre kundnytta än vad den tidigare regleringen av elmarknaden skulle ha inneburit.

Den nya elmarknaden i Sverige kan sägas bestå av fem delmarknader (figur 2). Kärnan är marknaden för leveranser till slutkunder. Ett företag som levererar till en elanvändare anskaffar elen på råkraftsmarknaden. Marknaden för elleveranser, eller elhandelsmarknaden, är den enda marknad som slutkunden har direkta beröringspunkter med. Elleverantören kan till låg risk erbjuda sina kunder fasta priser om det gör prissäkringar på terminsmarknaden. Hanteringen av skillnader mellan en kunds planerade förbrukning och faktiska förbrukning hanteras på balanskraftsmarknaden. 2002 infördes särskilda regler om elcertifikat som kan anskaffas på elcertifikatsmarknaden.

Det system för handel med utsläppsrätter som infördes 2005 har däremot inte slutkundsleverantörerna som direkta aktörer. Kravet på utsläppsrätter är, till skillnad från kvotplikten i elcertifikatsystemet, riktat mot viss produktion av el och inte mot förbrukningen. Även om slutkundsleverantören inte är någon direkt aktör i utsläppshandeln har utsläppshandeln en påverkan på såväl slutkundsmarknaden genom dess påverkan på prisbildningen på råkraftsmarknaden och terminsmarknaden.



Figur 2 Elmarknadens fem delmarknader

2.4.1 Slutkundsmarknaden

Elleverantören är en mellanhand mellan kunden och de ovan nämnda andra fyra delmarknaderna. En del elleverantörer är själva direkta aktörer på de andra fyra delmarknaderna medan andra deltar indirekt via mellanhänder på någon eller några av de fyra andra delmarknaderna. De som deltar via mellanhänder väljer att själva fokusera på försäljnings-, leverantörsbytes- och kundadministrationsprocesserna. Före 1996 var elförsäljning och nättjänster till slutkunder integrerade delar av samma leveransavtal till slutkunden. Fortfarande domineras slutkundsmarknaden i nästan alla nätområden av systerföretaget (ingår i samma koncern) till det lokala nätbolaget.

Det finns inget krav på en slutkund att köpa elen från en elleverantör. Om slutkunden finner det mer ändamålsenligt kan den själv eller via mellanhänder delta i de olika delmarknaderna. Många större elanvändare köper numera el som en portfölj av tjänster från en eller flera tjänsteleverantörer.

Större elanvändare kan också välja att inte bara vara en köpare, utan också i vissa situationer vara en säljare av el. Genom att själv, eller via sin leverantör, sälja tillbaka köpt el som lastreduktioner kan slutkunden exempelvis bidra till att råkraftsmarknaden och balanskraftsmarknaden hanterar effektbristsituationer.

Kriterier för en fungerande slutkundsmarknad i konkurrens innefattar: (1) att det finns många aktörer som är oberoende från producent- eller distributionsintressen och som konkurrerar och utvecklar nya kunderbudanden, (2) att det är en låg andel kunder som är kvar i tillsvidareavtal med nätområdets anvisningsleverantör, samt (3) att det inte finns några hinder för nyetablering på marknaden.¹²

¹² Tillsvidareavtal är den avtalsform som gäller för de kunder som inte gjort något aktivt val av elleverantör och/eller elleveransavtal.

2.4.2 Råkraftsmarknaden

Kärnan i råkraftsmarknaden är spothandeln som organiseras av Nord Pool Spot. Råkraft kan också köpas bilateralt mellan en köpare och säljare. Före 1996 fanns det en råkraftsmarknad för utbyte av tillfällig kraft mellan de nordiska länderna. Den elleverantör som inte själv är en aktör på råkraftsmarknaden kan handla via en mellanhand, exempelvis en elmäklare.

Elsport (spotmarknaden) är en marknadsplats för kortsiktig handel med fysiska elkontrakt. På spotmarknaden fastställs systempriset (spotpriset) för varje timme nästkommande dygn. Systempriset är ett jämviktspris baserat på de bud aktörer har lämnat till marknaden. Det fastställs genom en auktion för varje enskild timme. Systempriset beräknas när alla deltagares bud inkommit. Handel sker 365 dagar om året. Detta systempris fungerar som referenspris för den finansiella marknaden.

På den bilaterala marknaden görs direkta affärer mellan aktörer. I vanliga fall innefattar bilateral handel att en elproducent och en stor förbrukare (exempelvis en elintensiv industri) avtalar om en viss mängd effekt som ska levereras under en avtalad tidsperiod. Den bilaterala marknaden är ett alternativ till att köpa och sälja på spotmarknaden. Det är främst större elintensiva industrier och mindre elhandelsföretag som köper sin el via bilaterala avtal med de större kraftproducenterna.

Det finns fysiska överföringsbegränsningar bland annat mellan länderna. Den geografiska marknaden delas därför in i separata anmälningsområden, elspotområden, vilka kan bli separata prisområden om marknaden önskar om handel mellan områden är större än den tillgängliga överföringskapaciteten, handelskapaciteten. Om marknaden önskar om överföring vid rådande pris överstiger kapaciteten mellan anmälningsområden uppstår flaskhalsar. Det innebär att det beräknas två eller fler olika områdespriser. Systempriset uttrycker i en sådan situation det pris som skulle ha gällt om det inte fanns några flaskhalsar i Norden.

Kriterier för en väl fungerande råkraftsmarknad i konkurrens är att prisbildningen förklaras av fundamentala faktorer och inte av marknadsdominans, att det är god likviditet, att andelen timmar med bristande konkurrens eller marknadsdominans är låg, samt att inträdeshinder för nya aktörer eller nya produktionsanläggningar är låga.

2.4.3 Terminsmarknad

Den finansiella elmarknadens huvudsyfte är att minska risken för elköpare och elsäljare genom att den möjliggör prissäkring av framtida inköpsbehov samt säljvolymer av el. Priserna på råkraftsmarknaden kan variera mycket mellan olika tidsperioder. En elkund som vill budgetera sin elkostnad eller inte vill riskera en försämrad ekonomi till följd av ett högt elpris kan låsa sitt pris i ett fastprisavtal, eller via ett finansiellt elkontrakt som gäller under en viss tidsperiod. En

elleverantör som utan egna produktionsresurser säljer el till fast pris löper å andra sidan en risk för stora kostnadsökningar om denne på ett eller annat sätt inte har säkrat sin kostnad för anskaffning av elen. På motsvarande sätt riskerar en elproducent som inte har säkrat sin intäkt från elproduktionen att inte klara sitt resultatkrav under år med låga råkraftspriser.

Finansiell handel på Nord Pool kan för närvarande, vintern 2006, göras i dygn-, vecko-, månads-, kvartals- och årskontrakt.¹³ Aktörer har möjligheten att prissäkra sig upp till tre år efter innevarande år. Den finansiella handeln med el innebär inte någon fysisk leverans av el, istället sker kontantavräkning på de finansiella kontrakten. Det sker även en omfattande handel med finansiella instrument på den bilaterala marknaden. Vid sådan handel kan aktörer, om instrumenten är standardiserade som börskontrakten, cleara handeln på Nord Pool. Denna clearing innebär att Nord Pool träder in som motpart i kontraktet vilket medför en reducerad motpartsrisk. Ett avtal på bilaterala marknaden kan vara fördelaktigt för en aktör, eftersom det kan konstrueras mer flexibelt och individuellt, exempelvis när det gäller löptider och andra kontraktsförhållanden.

Genom den finansiella elmarknaden finns det nu helt andra möjligheter att låsa elpriset under den tidsperiod man önskar. Genom att säkringen av elpriset inte längre behöver göras samtidigt med ett fysiskt elavtal kan stora elförbrukare, elleverantörer och elproducenter löpande anpassa sina säkringar till det behov av säkringar de har enligt de riktlinjer de fastslagit. Sådana säkringar har karaktären av försäkringar.

Den finansiella marknaden äger rum dels som börshandel med standardiserade produkter på Nord Pool, dels som bilateral och OTC-handel.¹⁴ Utanför börsen handlas främst samma produkter som på Nord Pool men också specialprodukter såsom längre tidsperioder än tre år. Genom att kombinera olika produkter kan en aktör konstruera en kontraktportfölj som säkrar önskade mängder under önskade tidsperioder.

De som bidrar till likviditet på den finansiella handeln förutom elförbrukare är elleverantörer och elproducenter med fundamentala säkringsbehov, samt *spekulanter*. De senare, som deltar i den finansiella handeln för att tjäna pengar, utgör ett viktigt smörjmedel för marknaden. Spekulativ handel behövs för att det alltid ska vara möjligt att kunna göra de säkringar som aktörerna önskar göra. Detta är en fundamental skillnad i förhållande till aktiemarknaden.

En skillnad i förhållande till aktiemarknaden är att ett företag på aktiemarknaden noteras på börsen för att underlätta företagets riskkapitalanskaffning. Den finansiella elmarknadens grundläggande syfte är däremot att möjliggöra för

¹³ Notera att den finansiella handeln med utsläppsrätter inte berörs i detta avsnitt.

¹⁴ OTC står för *Over the Counter*. Med OTC-handel avses generellt (rörande finansiell handel i Sverige, exempelvis aktiemarknaden) handel med finansiella instrument utanför en börs men som involverar något slags värdepappersinstitut.

elmarknadens aktörer att göra de säkringar av sina framtida kostnader eller intäkter som de önskar. Detta innebär att den finansiella elmarknaden är mer lik terminshandeln med andra råvaror och terminshandeln med valuta än vad den är lik aktiemarknaden. För samtliga dessa marknader gäller dock, i likhet med aktiemarknaden, att det för marknadens effektivitet är viktigt med hög likviditet och många aktörer. Detta ställer krav på regler som förhindrar marknadsmissbruk.

Kriterier för en väl fungerande finansiell elmarknad i konkurrens är att likviditeten är hög, att det är låga skillnader (*spreadar*) mellan köp- och säljkurser, att antalet säljare och köpare är stort, att ingen aktör enskilt kan påverka priset (det vill säga frånvaro av marknadsdominans) och en full genomlysning (transparens) av hela marknaden. Med en full genomlysning avses bland annat att det finns en informationsstruktur för prispåverkande faktorer som eliminerar informationsasymmetrier, det vill säga, ingen aktör har ett informationsunderläge utan att alla aktörer agerar i marknaden under samma förutsättningar. Det betyder också att intressekonflikter som finns i marknaden identifieras och hanteras i syfte att uppnå ett starkt förtroende för marknaden.

2.4.4 Balanskraftsmarknad

För att löpande kunna hålla frekvensen i elnätet krävs löpande justeringar av tillförsel och uttag av el. Svenska kraftnät, som har detta ansvar i Sverige, har byggt upp en särskild funktion, benämnd balanstjänsten, som har i uppgift att sköta den fysiska balansregleringen för Sveriges del inom det gemensamma nordiska kraftsystemet. Reglerresurserna har ställts till förfogande av balansansvariga företag genom anbud till Svenska kraftnät. Kostnaderna för balanshållningen fördelas på de balansansvariga genom balansavräkning i enlighet med balansansvarsavtalets regler. Det finns en balansansvarig för varje uttagspunkt och inmatningspunkt i elnätet. De balansansvariga kan vara ett elhandelsföretag eller producent. Alternativt kan större förbrukare själv ta hand om sin balans eller köpa tjänsten från ett annat företag.

2.4.5 Elcertifikatsmarknad

Elcertifikatsystemet infördes i maj 2003 för att stimulera elproduktion från förnybara energikällor. Det är ett marknadsbaserat stödsystem, där priset på elcertifikaten inte fastställs på förhand, utan är ett resultat av förhållandet mellan utbud och efterfrågan på elcertifikatsmarknaden. För att skapa efterfrågan på elcertifikat är det obligatoriskt för elanvändare (med vissa undantag) att köpa en viss mängd elcertifikat i förhållande till sin elförbrukning, så kallad kvotplikt. Elleverantörerna är dock skyldiga att hantera denna kvotplikt åt sina kunder såvida inte kunden anmäler sig som frivilligt kvotpliktig. Elleverantören har därmed rätt att ta ut ersättning för den tjänst det innebär att hantera kvotplikten åt elanvändaren (Energimyndigheten, 2005b).

3 Den nordiska och svenska kraftmarknaden under de tio första åren

3.1 Kapacitetsutveckling och produktion

Produktionens struktur och lokalisering är betydelsefull för elmarknadens funktion. Därmed görs i detta avsnitt en översiktlig genomgång av produktionsstrukturen i Sverige och Norden och hur den har utvecklats under åren sedan elmarknadsreformen.

3.1.1 Kapacitetsutveckling

Mellan 1995 och 2004 ökade den totala nordiska produktionskapaciteten med knappt 5 procent, från 87 GW till 91 GW. Sverige är det enda nordiska landet vars kapacitet har minskat under perioden. I tabell 1 redovisas de nordiska ländernas installerade effekt vid utgången av 1995 och 2004. Med installerad effekt avses den sammanlagda produktionskapaciteten exklusive kraftstationernas egen förbrukning.

Tabell 1 Installerad effekt i det nordiska elsystemet, per 2004-12-31 och 1995-12-31 (GW)¹⁵

	Sverige		Danmark		Finland		Norge		Norden	
	1995	2004	1995	2004	1995	2004	1995	2004	1995	2004
Vattenkraft	16,15	16,14	0,01	0,01	2,84	2,99	27,28	27,93	46,28	47,07
Övrig förnybar kraft ^a	0,07	2,14	0,6	3,81	0,01	2,41	0,00	0,12	0,68	8,48
Kärnkraft	10,05	9,47	-	-	2,31	2,67	-	-	12,36	12,14
Övrig värmekraft	8,34	5,8	9,61	8,89	9,59	8,42	0,27	0,28	27,81	23,39
Totalt	34,61	33,55	10,22	12,71	14,75	16,49	27,55	28,33	87,13	91,08

^a Till kategorin övrig förnybar kraft räknades 1995 endast vindkraft. För 2004 inräknades även biokraft samt kraft producerad genom förbränning av avfall.

Källa: Nordel

Kapaciteten i vattenkraftverken i Sverige 2004 var relativt oförändrad jämfört med 1996, medan den under perioden ökat med 2 procent i Norge och 5 procent i Finland.

Den svenska kärnkraftskapaciteten har sedan elmarknadsreformen och fram till idag (februari 2006) minskat med omkring 10 procent. Den största förändringen har skett till följd av stängningen av Barsebäck, där den första reaktorn stängdes 30 november 1999 och den andra 31 maj 2005. Sammanlagt hade Barsebäcksverket en installerad effekt på 1 200 MW. Under perioden skedde emellertid en viss kapacitetsökning i de återstående nordiska kärnkraftsreaktorerna varför den totala nordiska kärnkraftskapaciteten idag är enligt Energimarknadsinspektionens beräkningar cirka 350 MW mindre än vid ingången av år 1996.

¹⁵ Exklusive Island.

Kategorin *övrig förnybar kraft* har stått för den största ökningen av produktionskapacitet. I Sverige och Finland utgör biobaserad kraft den viktigaste delen i denna kategori, medan det för Danmarks del främst varit frågan om vindkraft. Ökningen av förnybar kraft i Danmark kan alltså till stor del tillskrivas den mer än femdubblade kapaciteten för vindkraft sedan under perioden.

Den termiska produktionskapaciteten (kategori *övrig värmekraft* i tabell 1) har generellt sett minskat över perioden, vilket haft en negativ inverkan på kraftbalansen i Norden. Kapaciteten minskade i Finland och Danmark med cirka 10 procent medan den i Sverige minskat med cirka 30 procent.

För svensk del bör noteras att de kraftverk som tagits ur drift inte varit en del av baskapaciteten, utan snarare utgjorts av reservkapacitet som blivit olönsam sedan elmarknadsreformen.

Den ökade vindkraftskapaciteten kan delvis kompensera minskningen ur ett energiperspektiv, men skapar en större variation i produktionseffekten timme för timme. Variationer i produktionseffekten, framförallt i kombination med termisk produktion orsakar kortsiktiga prisvariationer eftersom elproduktionen alltid måste balansera förbrukning. En ökad andel vindkraft skapar således större krav på ett elsystems förmåga att kortsiktigt balansera produktion och förbrukning. I ett värmekraftsområde (exempelvis Danmark) kan detta medföra att förhållandevis dyr produktionskapacitet måste nyttjas för att täcka efterfrågan under de situationer när vindkraften har en låg produktion.

3.1.2 Elproduktion

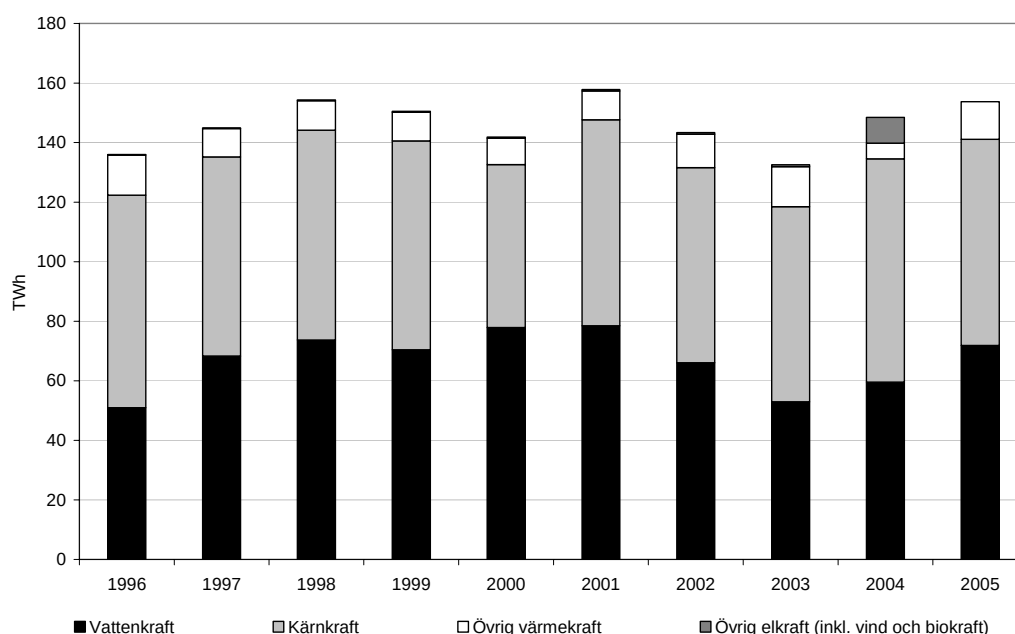
Sverige

Elproduktionens storlek och sammansättning varierar över ett kalenderår. Eftersom förbrukningen är högre på vintern och lägre på sommaren följer produktionen samma mönster. Kärnkraftsproduktionen producerar normalt sett på en mycket jämn nivå, revisionsperioder och tekniska avbrott undantaget.¹⁶ Revisioner förläggs i allmänhet till sommarhalvåret eftersom priser och efterfrågan då tenderar att vara lägre.

Det finns kapacitet att producera drygt 64 TWh el (exklusive förluster) i de svenska vattenkraftverken under ett år med normal tillrinning. Efter elmarknadsreformen har elmarknaden upplevt såväl extrema torrår som våtår. Under torråren 1996 och 2003 uppgick den svenska vattenkraftsproduktionen till 51 respektive 53 TWh, eller 38 respektive 40 procent av landets totala produktion. Under våtåren, 2000 och 2001, uppgick den svenska vattenkraftsproduktionen däremot till 78 TWh vilket motsvarade 55 respektive 50 procent av landets samlade produktion. Sett över den gångna tioårsperioden har vattenkraften utgjort 46 procent av Sveriges elproduktion.

¹⁶ En revisionsperiod för ett kärnkraftverk är tiden för årligt underhåll och tillförsel av nytt bränsle.

Sammantaget utgör vattenkraften och kärnkraften tillsammans mer än 90 procent av Sveriges totala elproduktion på årsbasis, vilket av dessa produktionsslag som är störst under enskilda år varierar med tillgången på vatten i vattenkraftsmagasinen. Efter elmarknadsreformen har de bägge kraftslagen sammantaget stått för ungefär lika stora delar av landets produktion. I figur 3 visas den svenska elproduktionsstrukturens utveckling sedan 1996.



Figur 3 Elproduktion i Sverige 1996 till 2005¹⁷

Källor: Nordel och Nord Pool

Den största förändringen i kärnkraftsproduktionen skedde i och med stängningen av Barsebäck. Den första reaktorns stängning kan vara en del av förklaringen till den minskade kärnkraftsproduktionen under 2000. Till följd av den ovanligt goda tillgången på vatten var samtliga reaktorer dessutom nedreglerade under längre tidsperioder under det året.

Ny elproduktionskapacitet i Sverige

De för tillfället planerade nyinvesteringarna i svensk kraftproduktion omfattar främst kraftvärme, vindkraft och effekthöjningar i kärnkraftverk. Exempelvis påbörjade kommunägda Göteborgs Energi i maj 2004 bygget av ett nytt gaseldat kraftvärmeverk med en planerad elproduktionseffekt på 261 MW och en förväntad årlig produktion på drygt 1,2 TWh. Sedan tiden för elmarknadsreformen har effekten i de svenska kvarvarande kärnkraftverken höjts med drygt 200 MW.

¹⁷ Specifika data för kategorin övrig elkraft saknas för 2005. Produktionen för denna kategori är inkluderad i kategorin övrig värmekraft.

Den certifikatberättigade produktionen i elcertifikatsystemet var 2005 omkring 5 TWh högre än jämfört med 2002, året före införandet av systemet. Tilldelade elcertifikat 2005 fördelade sig på 75 procent biobränsle, vattenkraft 17 procent och vindkraft 8 procent motsvarande en årlig produktion på 11,6 TWh. Vid utgången av 2005 fanns 1 848 godkända anläggningar i elcertifikatsystemet, fördelade på 117 biobränsleanläggningar, 663 vindkraftsanläggningar, 1 067 vattenkraftsanläggningar och en solkraftsanläggning. Under 2005 har cirka 100 anläggningar godkänts, fem av dessa är godkända med avseende på produktionsökning inom storskalig vattenkraft. Tre vattenkraftsanläggningar med installerad effekt under 15 megawatt som planerat omfattande åtgärder har också godkänts enligt lagen om elcertifikat. Tabell 2 visar installerad effekt per produktionsslag vid utgången av 2003 respektive 2005.

Tabell 2 Installerad produktionskapacitet i elcertifikatsystemet vid utgången av 2003 och 2005 (MW)

Produktionsslag	År 2003	År 2005
Vatten	492	516
Vindkraft	399	529
Biobränsle	3 203	3 362
Totalt	4 094	4 407

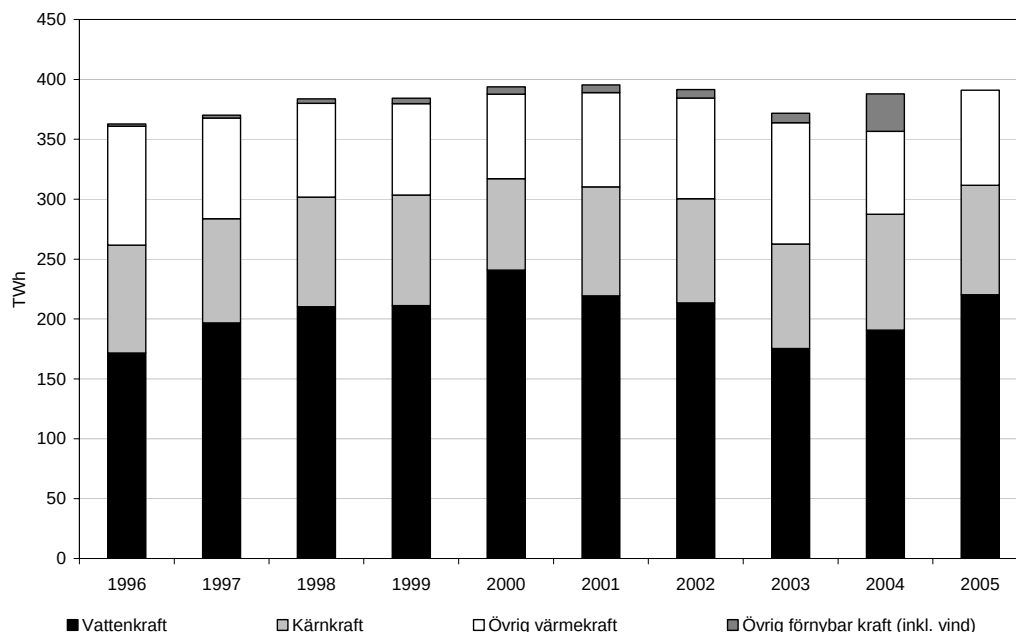
Källa: Energimyndigheten

Totalt omfattar elcertifikatsystemet cirka 13 procent av Sveriges installerade produktionskapacitet. 313 MW har tillkommit i ny kapacitet i systemet sedan utgången av 2003. Biobränsleproduktionen kommer främst från redan befintliga kraftvärmeverk och industriella mottrycksanläggningar som fanns före det att systemet infördes. Storleksmässigt motsvarar ökningen under 2004 och 2005 omkring 1 procent av Sveriges installerade produktionskapacitet.

Norden

I Norden är vattenkraften den vanligaste produktionsteknologin och har under den gångna tioårsperioden utgjort över halva den totala produktionen. Det mesta av vattenkraftskapaciteten återfinns i Norge (99 procent av norsk elproduktion utgörs av vattenkraft) och Sverige. Kärnkraftsproduktionen sker uteslutande i Sverige och Finland (drygt 30 procent av produktionen i Finland). Totalt motsvarar den svenska och finska kärnkraftsproduktionen omkring 25 procent av Nordens elproduktion, medan *övrig värmekraft* (huvudsakligen kondens och kraftvärmeproduktion) svarar för en 20 procentig andel. Nordens värmekraftsproduktion sker nästan uteslutande i Danmark (över 70 procent) och Finland. I figur 4 sammanfattas den totala nordiska elproduktionen sedan 1996.¹⁸

¹⁸ Till kategorin övrig förnybar kraft räknades till och med 2003 endast vindkraft. För 2004 inräknas i denna kategori även biokraft, samt kraft producerad genom avfallsförbränning. För 2005 saknas specifika uppgifter för kategorin övrig förnybar kraft, denna produktion är inkluderad i kategorin övrig värmekraft.

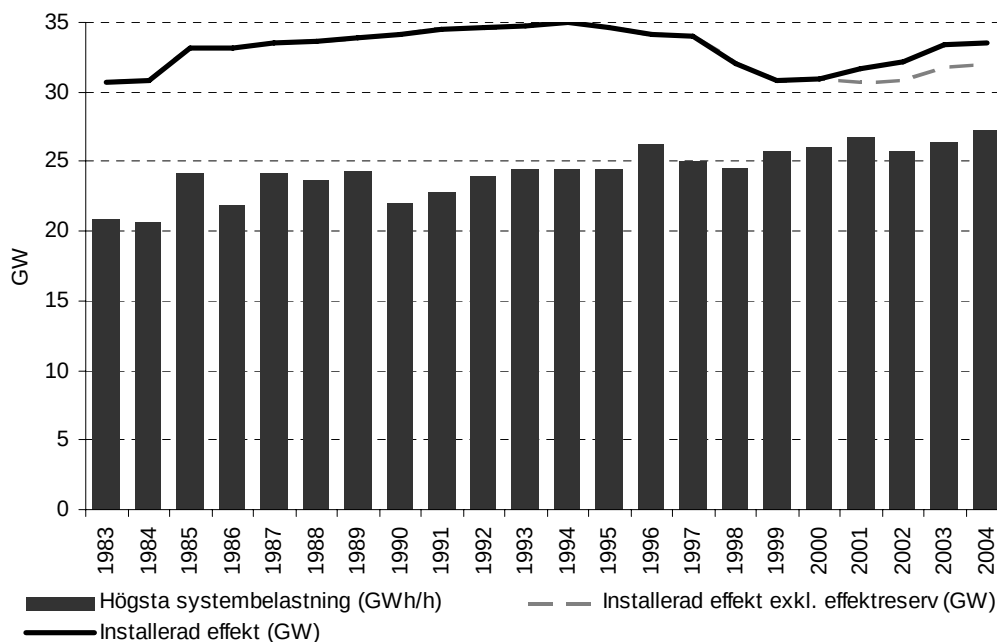


Figur 4 Elproduktion i Norden 1996 till 2005

Källor: Nordel och Nord Pool

3.2 Elförbrukning

Samtidigt som Sveriges produktionskapacitet har minskat något sedan ingången av 1996 har systembelastningen, det vill säga det maximala effektuttaget från elsystemet, ökat något. I figur 5 illustreras såväl installerad effekt samt högsta systembelastning i Sverige sedan 1983.



Figur 5 Installerad effekt och högsta systembelastning i Sverige 1983 till 2004

Källor: Svenska kraftnät, Svensk Energi, Nordel och Energimyndigheten

Norden

De nordiska länderna, undantaget Danmark, förbrukar relativt mycket el per invånare. De viktigaste förklaringarna till detta är den elintensiva industrin och den internationellt sett stora elvärmeandelen. Förbrukningens storlek är därför förhållandevis känslig för faktorer som utomhustemperatur och konjunkturläge för elintensiv industri. Sedan 1996 har elförbrukningen ökat i samtliga nordiska länder. I tabell 3 redovisas den årliga elförbrukningen i de enskilda länderna samt för Norden som helhet.

Tabell 3 Total elförbrukning i Norden och de enskilda länderna 1996 till 2005 (TWh)

År	Danmark	Finland	Norge	Sverige	Norden
1996 ^a	34,8	70,0	112,7	141,2	358,7
1997	34,2	73,4	114,9	142,0	364,5
1998	35,0	77,8	122,2	145,8	380,8
1999	34,3	76,5	119,9	142,9	373,6
2000	34,4	75,7	122,8	144,8	377,8
2001	35,4	78,8	124,6	148,5	387,4
2002	35,2	82,5	120,0	147,9	385,5
2003	34,6	83,8	114,0	144,5	377,0
2004	35,5	87,5	122,9	148,8	394,7
2005	35,1	83,6	124,6	146,4	389,8

^a Uppgifterna om förbrukningen i Danmark och Finland 1996 kommer från Nordel.

Källor: Nord Pool och Nordel

Den största ökningen har ägt rum i Finland, där elförbrukningen stigit med 19 procent, eller med 14 TWh, sedan 1996. I Sverige är motsvarande ökning närmare 4 procent. Den totala ökningen i Norden är nästan 9 procent, eller 31 TWh.

3.3 Utveckling av import och export

Under de tio åren efter elmarknadsreformen har den internationella handeln ökat. Den ökade integreringen av nationella europeiska elmarknader har en prisutjämnande effekt mellan länder och områden. Först och främst påverkas det svenska priset av handeln inom Norden. Under senare år har också handeln med kontinentala Europa ökat. Ett ökat utbyte med andra länder och regioner medför att Sverige i viss grad "importerar" den marknadssituation som råder i de länder vi handlar med. Den direkta effekten av detta syns i en förändrad (utjämnad) prisnivå och sammansättningen av den produktionsmix som nyttjas för att täcka landets elbehov av el.¹⁹ De mer indirekta effekterna kan exempelvis vara konkurrenssituationen på den elmarknad Sverige handlar med, eller effekter av energipolitiska styrmedel i andra länder.

De länder som har produktionsresurser med relativt höga marginalkostnader för produktion har genomgående upplevt lägre priser än vad som skulle ha varit fallet utan handel. Det omvända gäller naturligtvis för de länder som har relativt låga marginalkostnader för produktion. För Norden är den relativa skillnaden i

¹⁹ Sverige har exempelvis mycket lite fossil produktionskapacitet, men handelsutbytet medför att fossil produktion påverkar såväl vår prisnivå som elförsörjning i Sverige.

marginalkostnader starkt beroende av vattentillgången. Under perioder när vattentillgången är god kommer kontinenten att efterfråga den, relativt sett, billiga nordiska vattenkraften. Under år med mindre gynnsam hydrologisk situation kommer, å andra sidan, kraftflödet generellt att gå i motsatt riktning eftersom nordisk elproduktion då kommer att vara relativt dyr.²⁰ Ju mer den nordiska elmarknaden integreras med det kontinentala Europa desto mer kommer de nordiska elpriserna exempelvis att påverkas av utvecklingen på den tyska råkraftsmarknaden.

I tabell 4 redovisas kraftutbytet mellan de nordiska länderna under perioden 1996 till 2004. Handeln inom Norden har generellt sett ökat något under den gångna tioårsperioden.

Tabell 4 Kraftutbyte mellan de nordiska länderna 1996 till 2004 (TWh)

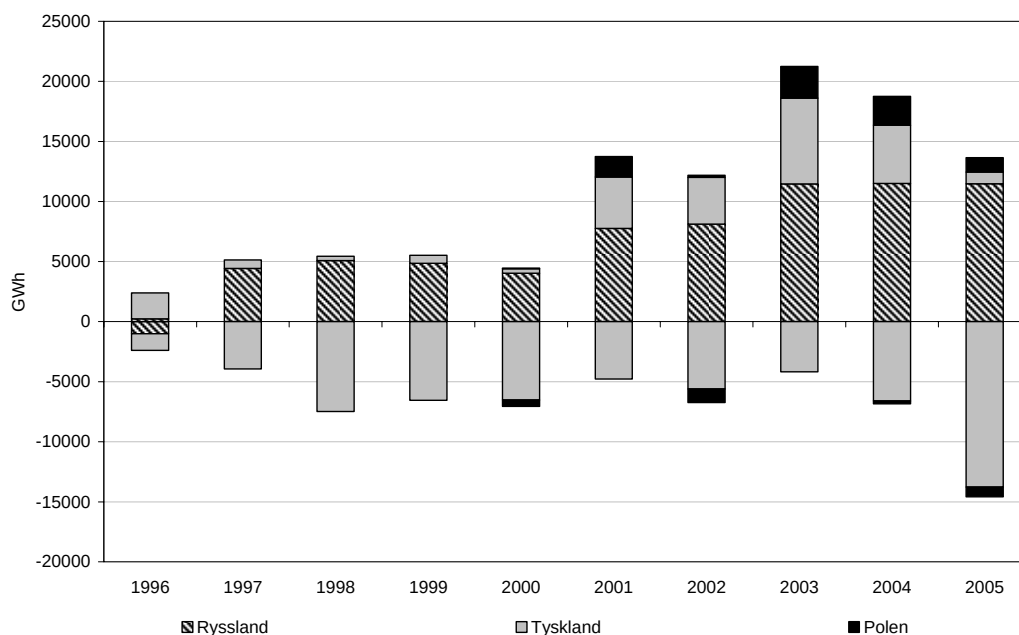
		1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Sverige	Import	15	10	6	8	18	10	19	20	12
	Export	10	12	15	15	13	16	13	11	16
	Nettoimport	5	-2	-9	-6	6	-6	6	9	-4
	Flöden	25	22	21	23	31	26	31	30	28
Norge	Import	13	9	8	7	1	11	5	13	15
	Export	4	5	4	9	20	7	15	6	4
	Nettoimport	9	4	3	-2	-19	3	-10	8	11
	Flöden	17	13	12	15	22	18	20	19	19
Finland	Import	1	4	5	7	8	5	7	1	1
	Export	2	1	1	1	1	3	3	7	7
	Nettoimport	-1	3	4	6	7	2	4	-6	-6
	Flöden	4	6	6	8	9	8	9	8	8
Danmark	Import	0	2	3	5	8	5	6	2	5
	Export	14	7	3	2	2	5	6	12	6
	Nettoimport	-13	-5	1	3	6	0	0	-10	-1
	Flöden	14	9	6	7	10	10	13	14	12

Källa: Nordel

Norden är i nuläget sammanlänkat med Tyskland (via Danmark och Sverige), Polen (via Sverige) och Ryssland (via Finland).²¹ I figur 6 redovisas det nordiska kraftutbytet med omvärlden från 1996 och framåt. Nordens handelsutbyte med omvärlden har ökat betydligt kraftigare än handeln inom Norden, främst till följd av utbyggd överföringskapacitet till och från Norden, men också som en konsekvens av den pågående marknadsintegrationen i Europa där Nordens jämförelsevis låga prisnivå skapar exportefterfrågan från Europeiska kontinenten. Förbindelser till andra länder förbättrar försörjningssäkerheten genom att det ökar den potentiella tillförseln till det svenska och nordiska systemet.

²⁰ Eftersom underskottet på vattenkraft gör att betydligt dyrare reservkapacitet då kan bli aktuellt för drift.

²¹ För närvarande pågår arbetet med en förbindelse mellan Norge och Holland (färdig årsskiftet 2007/2008) samt Finland och Estland (färdig slutet av 2006).

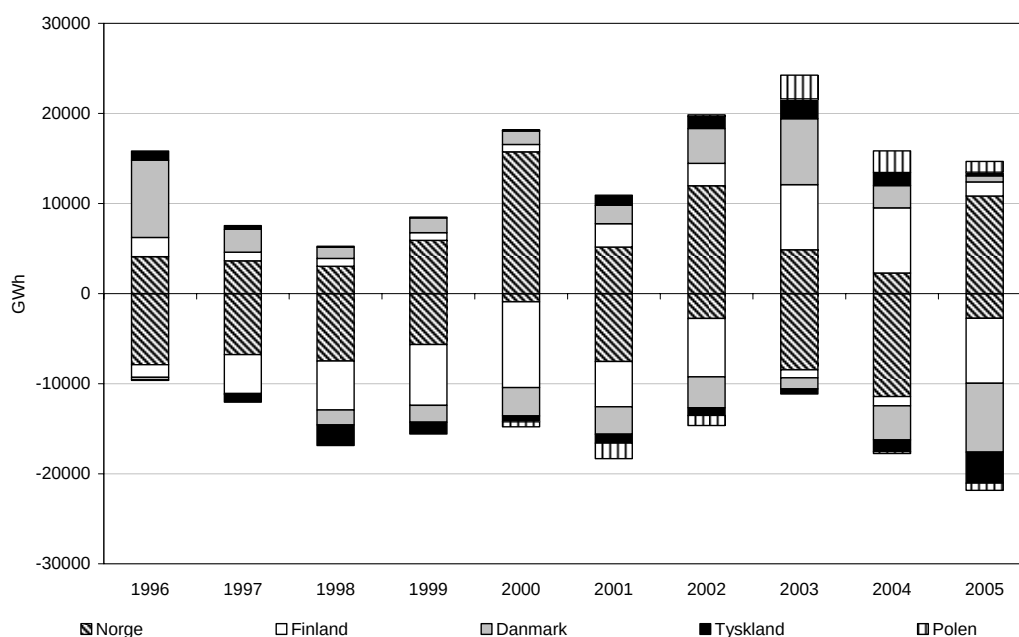


Figur 6 Nordens handel med omkringliggande länder 1996 till 2005

Källa: Nord Pool

Utbytet med Tyskland har generellt sett inneburit nordisk nettoexport. Vid år med dålig vattentillrinning i Norden, exempelvis 2003, var Norden dock nettoimportör från Tyskland. Utbytet med Polen har för alla år efter 2002 inneburit en nettoimport. Förbindelsen mellan Finland och Ryssland används uteslutande för import och har stått för den största andelen av kraftinflödet till Norden.

I figur 7 visas Sveriges utbyte med omkringliggande länder. Sverige har överföringsförbindelser till Norge, Finland, Danmark, Tyskland och Polen. Det största handelsutbytet sker med Norge. Det generella kraftflödets riktning, till eller från Sverige kan skilja sig kraftigt mellan år. Den främst avgörande faktorn, för Sverige som Norden, är tillgången på vattenkraft och därigenom prisläget på den nordiska marknaden. Under 1996, 2000, 2002 och 2003 var Sverige nettoimportör av el, vilket i princip sammanfaller med de något torrare åren samt med det extrema våtåret i Norge 2000.



Figur 7 Sveriges handel med omkringliggande länder 1996 till 2005

Källa: Nord Pool

3.4 Effektbalans

3.4.1 Sverige²²

Svenska kraftnät redovisade sin prognos som ett intervall mellan två kombinationer av möjliga utfall, se tabell 5. Den första kombinationen representerar en förbrukning vid en normal vinter och relativt gynnsam tillgänglighet för produktion och import. Den andra utgör en kombination av en maximal elförbrukning som kan förväntas vart tionde år och sådana faktorer som sänker tillgängligheten i produktionssystemet. För sina scenarier förutsätter Svenska kraftnät normal energibalans och relativt höga priser:

- Alternativ A: Effekttopp vid normala vintertemperaturer. Hög tillgänglighet för produktion och import.
- Alternativ B: Effekttopp vid tioårsvinter.²³ Reducerad vattenkraft och värmekraft, samt reducerad import på grund av kylan.

²² Baseras på Svenska kraftnät (2005a).

²³ Med tioårsvinter avses tredygnsmedeltemperaturer som statistiskt återkommer vart tionde år.

Tabell 5 Svenska kraftnäts effektbalansprognos för vintern 2005/2006

	Alternativ A	Alternativ B
Produktion	(MW)	(MW)
Vattenkraft	14 100	13 700
Kärnkraft ^a	9 070	9 070
Mottryck	3 080	2 900
Kondens	2 150	1 700
Gasturbiner (exkl störningsreserv)	530	500
Summa produktion	28 930	27 870
Import	2 500	1 200
Summa tillförsel	31 430	29 070
Förbrukning	27 000	28 800
Marginal	4 430	270

^a Full tillgänglighet antas för de tio kärnkraftsblocken.

Källa: Svenska kraftnät (2005a)

3.4.2 Regionala effektbalanser i Sverige

Med regional effektbalans avses ett visst nationellt områdes balans mellan tillförsel och uttag av effekt. Här avses de fyra geografiska områden som avgränsas av de vanligaste snitten i det svenska stamnätet (snittområden se figur 8). Tabell 5 innehåller underlag för att beräkna en nationell effektbalans. För att göra en genomgång av den regionala effektbalansen i Sverige krävs uppgifter om förbrukning respektive produktionskapacitet per snittområde. Snittområde 4 utgörs av området söder om snitt 4, område 3 är beläget mellan snitt 2 och snitt 4, område 2 avgränsas av snitt 2 och snitt 1 och område 1 avgränsas i söder av snitt 1 (se figur 8).

Förbrukning

I syftet att bedöma effektbalansen i Sveriges fyra snittområden görs först en uppskattning av respektive områdes maximala effektbehov. Den högsta uppmätta förbrukningen för varje område under perioden 2001-2004 används som en uppskattning av det maximala effektuttaget under en normal vinter i respektive område. För att uppskatta respektive snittområdes förbrukning under en så kallad tioårsvinter ökas effektuttaget med 5 procent. Det maximala effektuttaget inom respektive område samt det totala effektuttaget för Sverige som helhet redovisas i tabell 6.

I avsnitt 3.4.1 presenterades Svenska kraftnäts prognos för effektbalansen vintern 2005/2006. Det kan konstateras att uppskattningen av förbrukningen för hela landet i tabell 6 stämmer förhållandevis väl med de uppgifter på förbrukning (27 000 MW normalvinter och 28 800 MW tioårsvinter) som Svenska kraftnät använt i sin prognos. Den högsta förbrukningen som hittills uppmätts i Sverige under en timme stämmer även den väl överrens med uppskattningen i tabell 3. Den uppgick till 26 785 MW och inträffade mellan klockan 7 och 8 den 22 januari 2004.

Tabell 6 Maximalt effektuttag per område (MW)

	Högsta uppmätta	Datum	Timme	Högsta uppmätta + 5%
Område 1	1 936	2002-01-24	16	2 033
Område 2	3 233	2003-01-02	17	3 395
Område 3	16 968	2001-02-05	18	17 817
Område 4	4 832	2004-01-22	9	5 073
Summa^a	26 913			28 317

^a En summering av respektive områdes uppmätta maximala förbrukning är inte helt okontroversiellt då det förutsätter att kylan drabbar hela landet samtidigt. Det är dock intressant att studera den områdesvisa balansen varför uppgifterna används samtidigt i det konstruerade förbrukningsscenariot

Källa: Energimarknadsinspektionens beräkning efter underlag från Svenska kraftnät

I tabell 7 redovisas en uppskattning av tillgänglig produktionskapacitet vid effekttopp, fördelad per snittområde samt för Sverige som helhet. Den del av effektreserven som utgörs av förbrukningsreduktioner har något förenklat inkluderats som tillgänglig produktionseffekt per område. Förbrukningsreduktionerna är ingen tillkommande effekt utan egentligen minskad förbrukning i motsvarande utsträckning.

Tabell 7 Uppskattad tillgänglig produktionskapacitet per snittområde 2005 (MW)

Produktionsslag	Område 1	Område 2	Område 3	Område 4	Summa	Varav effekt-reserv
Vattenkraft	4 805	7 200	1 826	269	14 100	
Vindkraft	0	0	0	0	0	
Kärnkraft	0	0	8 145	444	8 589	
Industrimottryck	53	162	370	218	803	
Fjärrvärmemottryck	123	115	1 530	375	2 143	
Kondens	0	0	1 273	658	1 931	1 028
Gasturbiner	0	10	530	0	540	390
Förbrukningsreduktioner	0	0	436	67	503	503
Summa	4 981	7 487	14 110	2 031	28 609	1 921

Källa: Energimarknadsinspektionens bedömning efter underlag från Svensk Energi

Kommentarer till tabell 7:

- **Vattenkraft:** Baseras på Svenska kraftnäts antagande om lägre tillgänglighet för vattenkraften under en normalvinter. Under ett mer ansträngt scenario reduceras kapaciteten enligt Svenska kraftnäts antaganden vid en tioårsvinter med ytterligare 400 MW. Totalt tillgänglig kapacitet enligt Svenska kraftnäts prognos har fördelats proportionellt mellan de fyra snittområdenas baserat på Svensk energis statistiska underlag.
- **Vindkraft:** Har inte inkluderats av Svenska kraftnät. Vindkraften är exkluderad på grund av den förutsätter blåst. I situationer med både kyla och blåst kan det dock finnas vindkraftproduktion att tillgå.
- **Kärnkraft:** Svenska kraftnät anger i effektbalansrapporten att den genomsnittliga tillgängligheten under vintermånaderna i kärnkraften ligger på 95 procent. I sin prognos för kommande vinter räknar Svenska kraftnät med full tillgänglighet i kärnkraften. I föreliggande genomgång korrigeras tillgängligheten till 95 procents tillgänglighet.
- **Kondenskraft:** Här ingår drygt 1 000 MW från effektreserven plus viss kapacitet i område 3 och 4. Huruvida dessa är faktiskt tillgängliga i den aktuella driftsituationen beror på den beredskap anläggningen har för produktionsstart.

- *Gasturbiner*: Inkluderar inte störningsreserv om ca 1 000 MW. Svenska kraftnät skriver i sin rapport att de ”tillgrips i en akut bristsituation” före tvingande bortkoppling av last.

*Effektbalans vid en normalvinter*²⁴

Med utgångspunkt i uppskattningarna av förbrukning och tillgänglig produktionskapacitet i avsnitt 3.4.3 diskuteras här ett scenario för effektsituationen per snittområde under en normalvinter. Genomgången av den regionala effektbalansen syftar till att beskriva en situation där ett eller flera snittområden tangerar den maximala förbrukning som observerats under perioden 2001 till 2004.

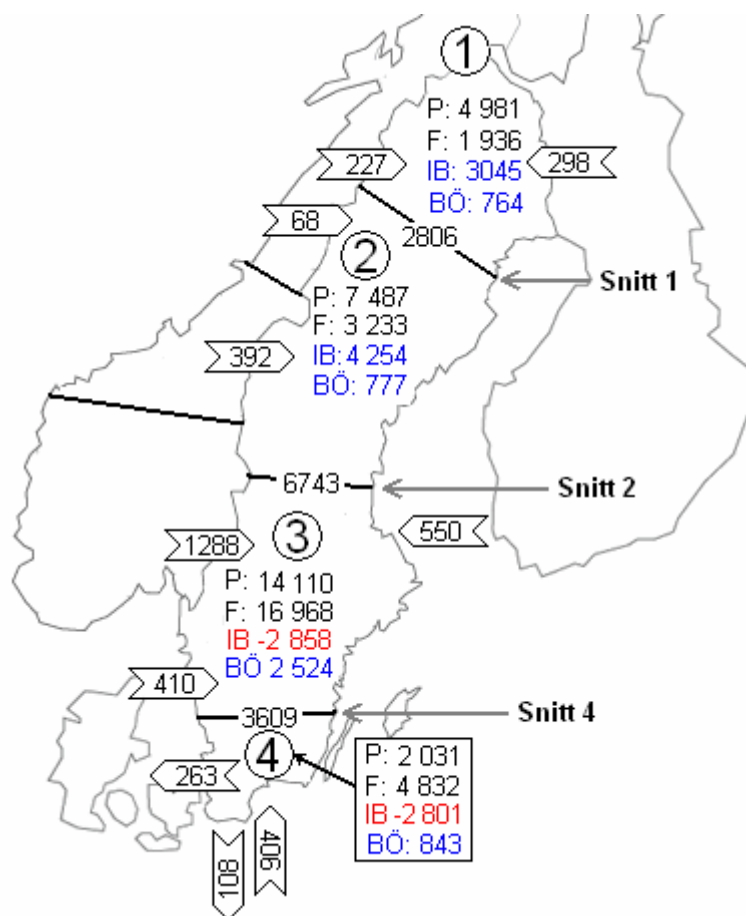
I figur 8 visas den tillgängliga produktionen P , samt den uppskattade förbrukningen F . I figuren visas även effektbalansen i respektive områden om det betraktas isolerat, isolerad balans IB . Av figuren framgår även områdets effektbalans efter det att hänsyn tagits till import/export samt snittöverföring inom Sverige²⁵, balans efter överföring, $BÖ$. Det motsvarar den balans inom snittområdet som inte är möjlig att överföra till områden söder om respektive snitt, då överföringskapaciteten söderut genom de svenska snitten är fullt utnyttjad. Snitten är markerade med svarta streck i figur 8. Överföringen i snitten visas med siffror på själva snittet. Tillgänglig överföringskapacitet i snitten baseras på historisk tillgänglighet under 76 höglasttimmar mellan 2001 och 2005.²⁶ Import/export baseras på genomsnittligt faktiskt utbyte med grannländer under 23 höglasttimmar 2004 och 2005.

I figur 8 framgår att den isolerade balansen är positiv i område 1 och 2, medan områdena, 3 och 4 är beroende av överföring norrifrån. Det framgår vidare att Sverige generellt sett importerar under timmar med förbrukningstoppar. Område 3 har exempelvis en total import på 2 248 MW, vilket i det närmaste motsvarar områdets balans efter överföring mellan Sveriges snittområden. I figur 8 har de tre snitten utnyttjats till sin fulla tillgängliga kapacitet. Detta innebär att hur stor del av produktionskapaciteten i norra Sverige som kan användas för att tillgodose förbrukningen i södra Sverige avgörs av den tillgängliga överföringskapaciteten i framförallt snitt 2. Det bör vidare observeras att mycket av den produktionskapacitet som ingår i de södra områdena i figur 8 förutsätter ett relativt högt prisläge. Vid lägre prisnivåer riskerar Sverige bli importberoende, eftersom ett antal effektreservanläggningar då antagligen inte är driftklara.

²⁴ En normalvinter motsvarar utomhustemperaturer som statistiskt återkommer vartannat år.

²⁵ Kapaciteten i snitten är uppskattad utifrån genomsnittlig tillgänglighet under de 72 högsta förbrukningstimmarerna mellan 2001 och 2004. Denna kapacitet används därefter som tillgänglig överföringskapacitet för att balansera mellan Sveriges snittområden. Alla siffror avser sydgående kapacitet till område, det vill säga snitt 1, 2 och 4 i ordningsföljd.

²⁶ Timmar med svensk elförbrukning överstigande 25 000 MWh/h.



Figur 8 Effektbalanssituationen per område en normalvinter med historisk tillgänglighet på överföringskapacitet och import²⁷

Källa: Energimarknadsinspektionens beräkning efter underlag från Svenska kraftnät

Sammanfattningsvis visar denna genomgång att (givet att alla inräknade produktionsanläggningar fungerar normalt och överföringsförmågan inte är försämrade) det i dagsläget finns utrymme för att klara effektbalansen under en normalvinter.

Effektbalans vid en tioårsvinter

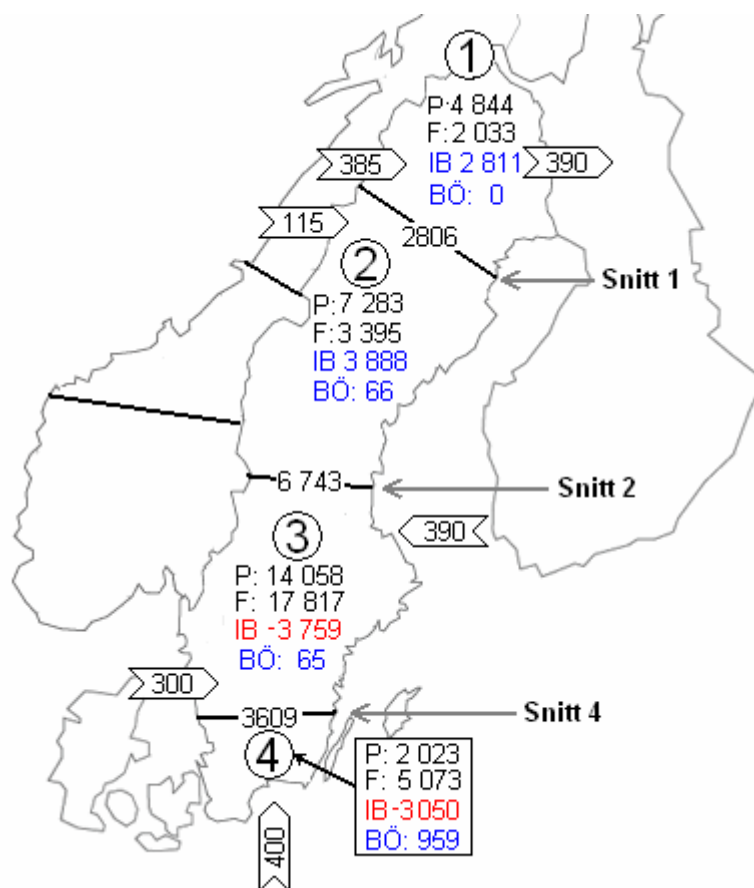
Det följande scenariot syftar till att uppskatta effektsituationen med svensk elförbrukning motsvarande förbrukningstoppen en tioårsvinter.

Toppförbrukningen höjts med 5 procent jämfört med en normalvinter, dessutom har produktionskapaciteten i vattenkraften har justerats ned något i enlighet med Svenska kraftnäts bedömning av produktionskapaciteten en tioårsvinter (se tabell 5 och 6 med tillhörande kommentarer).

Scenariot för en tioårsvinter presenteras i figur 9. Tillgänglig överföringskapacitet i snitten och beteckningarna är samma som i föregående scenario. Imports scenariot

²⁷ Notera att utbytet mellan Sverige och norra Norge uppskattningsvis har fördelats 77 procent till snittområde 1 och resterande 23 procent till snittområde 2. Uppskattningen är baserad på uppgifter i Nordels Systemdriftavtal.

som beskrivs i figur 9 är baserat på Svenska kraftnäts bedömning av importmöjligheter under effekttoppar motsvarande en tioårsvinter. Enligt deras bedömning ingår inte någon import från Södra Norge, Själland och Tyskland utan endast viss import från norra Norge, Jylland, Finland och Polen (Svenska kraftnät, 2005a).



Figur 9 Effektbalanssituationen per snittområde under en tioårsvinter med historisk tillgänglighet på överföringskapacitet och Svenska kraftnäts scenario för import

Källa: Energimarknadsinspektionens beräkning efter underlag från Svenska kraftnät

Metoden i figur 9 är densamma som vid normalvintersscenariot. Sveriges sammanlagda förbrukning uppgår till 28 318 MW och den möjliga produktionskapaciteten uppskattas till 28 209 MW. Sverige har således ett nettoimportbehov på cirka 100 MW. För att kunna bestämma det exakta importbehovet måste emellertid även hänsyn tas till överföringsmöjligheterna i det svenska stamnätet. Överskottet i de båda nordliga snittområdena förs, precis som i föregående scenario, från norr till söder. Även i scenariot för tioårsvintern är de begränsande snitten i det svenska stamnätet fullt utnyttjade.

I importscenariot för tioårsvintern är balansen efter överföring positiv för varje område men betydligt lägre än vid normalvintersscenariot. Marginalen i Sverige är emellertid knapp, totalt 1 090 MW. Eftersom nästan hela denna marginal är möjlig att föra söderut till snittområde 4 är det betydligt mindre risk för en

regional effektbrist som endast omfattar snittområde 4 än för en regional effektbrist som omfattar såväl snittområde 3 som 4, eller för en nationell effektbrist.

Varje produktionsminskning i något av de nordliga snittområdena eller minskad importmöjlighet från Nordnorge medför i det här scenariot en minskad överföring söderut och ökad risk för en nationell effektbrist, alternativt en regional effektbrist som omfattar alla områden söder om snitt 1. På motsvarande sätt skulle en mindre gynnsam transitering genom Finland och mindre import över likströmslänken Fennoskan eller ett fel i ett svenskt kärnkraftsblock öka risken för regional effektbrist i de två södra områdena.²⁸ En nettoimport från norra Norge och norra Finland eller en bortfallen överföringskapacitet genom snitt 2 kan orsaka flaskhals i snitt 2 även under en tioårsvinter. Flaskhals i snitt 4 kan uppstå vid bortfall av överföringskapacitet i snitt 4 eller vid en stor import från södra Norge.

3.4.3 Norden

Med effektbalans avses i Norden den kortsiktiga balansen mellan tillgång och efterfrågan på el under en kall vinterdag.

Nordens systemansvariga (Nordel) lämnade i november 2005 en bedömning av effektbalansen i Norden inför vintern 2005/2006 (Nordel, 2005). Nordel konstaterar att den maximala tillgängliga produktionskapaciteten och toppförbrukningen är på samma nivå som året innan. Vid en effekttopp har Nordelområdet ett nettoimportbehov. Den möjliga importen kan bli större om priset i Nordelområdet är högre än i kontinentala Europa. Den totala effektbalansen, inklusive import, är dock något svagare än året innan.

I sina beräkningar räknar Nordel inte med någon effekt från vindkraften, däremot räknar man med fullständig tillgänglighet i kärnkraften. För vattenkraften görs ett avdrag för ej tillgänglig produktionskapacitet baserat på detta års hydrologiska situation samt baserat på erfarenheter från tidigare års effekttoppar. Uppskattad import till Nordelområdet baseras på reducerad exportförmåga från exportländer vid effekttoppar. Vid framtagning av förbrukningsprognosen har man inte tagit hänsyn till elanvändningens priskänslighet. Under perioder med höga priser förväntas efterfrågans priskänslighet emellertid verka något dämpande på förbrukningen, vilket enligt Nordel stärker den presenterade effektbalansen något. Tabell 8 visar Nordens effektbalans 2005/2006 givet en förbrukning motsvarande en så kallad 10-årsvinter.

²⁸ Med transitering genom Finland avses att kraft kan flöda från norra delen av Sverige, genom Finland och in till södra delen av Sverige via likströmslänken genom Östersjön.

Tabell 8 Effektbalans 2005/2006, kall vinterdag en tioårsvinter (MW)

	Nordel	Sverige	Norge	Finland	Själland	Jylland
Tillgänglig kapacitet	72 100	27 870	23 100	13 650	2 960	4 560
Förbrukning	73 800	28 800	23 350	14 800	2 870	4 000
Balans utan kraftutbyte	-1 700	-930	-250	-1 150	90	560
Nettoutbyte	1 800					
Balans med estimerat kraftutbyte	100	» 0	» 0	» 0	90	» 60

Källa: Nordel

3.5 Ägarstrukturförändringar

3.5.1 Sverige

I samband med El- och gasmarknadsutredningen (SOU 2004:129) genomfördes en studie av förändringar i ägarstrukturen på den svenska elmarknaden.²⁹ I studien konstateras att merparten av de ägarförändringar som ägt rum sedan elmarknadsreformen har omfattat försäljning av kommunala energibolag till någon av de större energikoncernerna.

Från de kommunala ägarnas håll bedömdes elmarknadsreformen föra med sig ett ökat krav på affärsmässighet och specialkompetens för energiverksamheten. I många fall utgjorde en försäljning dessutom en möjlighet att stärka kommunens finansiella ställning. De industriföretag som sålde elproduktionskapacitet hade som främsta syfte en renodling av kärnverksamheten och ett frigörande av kapital.

Köparna, de stora energikoncernerna, såg genom uppköpen möjliga skalfördelar, kostnadssynergier samt en möjlighet att stärka sin position på marknaden. Totalt uppskattas 15 till 20 procent av Sveriges totala elproduktionskapacitet ha bytt ägare under perioden 1996 fram till och med 2003. Genom Fortum, E.ON-Sverige och Vattenfalls förvärv har dessa ägarförändringar inneburit en ökad marknadskoncentration, samt ett ökat internationellt och statligt ägande av såväl elproduktions- som elhandelsverksamhet.

I flera fall har ägarförändringarna skett i flera steg. Under 1996 köpte Gullspång exempelvis Skandinaviska elverk, men redan året efter tog Fortum över som majoritetsägare i Gullspång. På liknande sätt köptes Örebro Energi av Sydkraft under 1996. Sydkraft, som under 2003 även köpte Graninge, har sedan 2001 tyska E.ON som majoritetsägare. Sydkraft bytte under 2005 namn till E.ON-Sverige. Exempel på andra större förvärv är Fortums köp av Stora Kraft (2000) och Stockholm Energi/Birka Energi (1998 och 2001).

²⁹ Studien genomfördes av Öhrlings PricewaterhouseCoopers och återfinns i bilagedelen till SOU 2004:129.

I den uppgörelse om nedläggningen av Barsebäcksverkets båda kärnreaktorer, som slutits mellan staten, Vattenfall och E.ON-Sverige, har avtalats om kompensation för energibolagens förlorade tillgångar. I samband med stängningen av den första reaktorn i november 1999 fick E.ON (dåvarande Sydkraft) 25,8 procent av ägandet i Ringhalsgruppen. Ringhalsgruppen produktionskapacitet bestod fram till i maj 2005 av Ringhalsverket fyra reaktorer och Barsebäcksverket andra kärnkraftsreaktor. I november 2005 nådde parterna en slutlig uppgörelse om stängningen av den andra reaktorn. Den sammanlagda uppgörelsen innebär att E.ON-Sverige får en andel i Ringhals motsvarande samma mängd kraft och till samma kostnad som Barsebäcksverket förväntades kunna ge. I och med stängningen av den andra reaktorn överförs ytterligare 3,76 procent av ägandet i Ringhalsgruppen till E.ON. Staten kompenserar Vattenfall genom kontant ersättning om 4,1 miljarder kronor för förlorad produktionskapacitet. I samband med Vattenfalls förvärv i Tyskland erhöll E.ON tillgångar i Sverige, bland annat 8,5 procent i Forsmarks Kraftgrupp AB.

För att åskådliggöra förändringen i ägarstrukturer redovisas i tabell 9 årsvis producerade energimängder för Sveriges största producenter sedan elmarknadsreformen.

Tabell 9 Årsproduktion för Sveriges största elproducenter 1996 till 2004 (TWh)

Företag	1996	1998	2000	2002	2003	2004
Vattenfall	71,3	75,6	69,3	70,3	61,5	70
Sydkraft/E.ON	24,7	30,4	27,2	28,5	27,1	33,9
Gräninge	1,8	2,9	3,2	2,4	2,4	
Fortum				24,5	24,7	24
Birka Energi			21,4			
Stora kraft	5,3	6,7	6,4			
Stockholm energi AB	10,4	11,1				
Gullspångs kraft	9,8	11,3				
Skellefteå kraft	2,2	2,7	2,9	3,4	2,4	3,1
Övriga bolag	10,9	13,5	9,7	14,3	14,2	17,2
Totalt i Sverige	136,4	154,2	140,1	143,4	132,3	148,2
Andel fyra största	85,2 %	83,3 %	88,7 %	88,4 %	87,5 %	88,4 %

Källa: Energimarknadsinspektionen

Ägarkoncentrationen bland Sveriges elproducenter uttryckt i producerad energi har ökat sedan elmarknadsreformen 1996. Sveriges fyra största producenter, Vattenfall, Sykraft, Stockholm energi och Gullspång kraft stod under 1996 för 85,2 procent av Sveriges produktion. Under 2004 var Sveriges fyra största producenters andel 88,4 procent, vilket indikerar en ökad marknadskoncentration med jämfört med 1996. Före elmarknadsreformen var produktionen i det närmaste helt svenskägd, därefter har E.ON:s och Fortums investeringar i Sverige medfört att 39 procent av den el som producerades 2004 kontrollerades av utländska ägare. De statligt kontrollerade företagens marknadsandel (Fortum och Vattenfall) låg under 2004 på 63 procent vilket kan jämföras med Vattenfalls andel 1996 om drygt 50 procent. Därtill kommer statsägda norska Statkrafts andel om 45 procent i E.ON-Sverige.

3.5.2 Norden

I tabell 10 redovisas årlig producerad volym för Nordens största elproducenter. Den nordiska produktionsmarknaden domineras av statligt ägda energikoncerner, vilka alla är dominerade på respektive nationella marknad. Vattenfall, Fortum och Statkraft (inklusive andel i E.ON-Sverige) stod tillsammans för cirka hälften av Nordens produktion under 2004. Inkluderas de förväntade effekterna av den pågående danska sammanslagningen av Energi E2 och Elsam under statliga Dong, stiger andelen än mer.

Tabell 10 Årsproduktion för Nordens största elproducenter 1999 till 2004 (TWh)

Företag	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Vattenfall	79,6	69,3	76,6	70,6	61,8	70,5
Fortum	35	40,7	40,4	46,5	51,2	50,7
Statkraft	33,5	40,2	35,1	48,8	39,1	34,2
Sydkraft/E.ON	27,5	27,2	32,7	28,5	27,1	34
Pohjolan Voima Oy	20,3	15,1	15,9	16,6	18	17,7
Elsam		12,5	16,1	16,2	18	14,6
E2	14,2	12,1	11,8	12,5	14,1	10,8
Övriga	167,1	169	158,7	143,4	134	146,5
Totalt i Norden	377,2	386,1	387,3	383,1	363,3	379
Andel fyra största	46,6 %	45,9 %	47,7 %	50,7 %	49,3 %	50,0 %

Källor: Energimarknadsinspektionen och Statkraft

De fyra största nordiska producenternas andel av total produktion i Norden var något större 2004 jämfört med 1999. Deras totala andel (omkring halva den nordiska produktionen) är dock betydligt lägre jämfört med motsvarande andel nationellt i Sverige.

Omfattningen på strukturförändringen sedan respektive lands avreglering skiljer sig åt mellan de nordiska länderna. I Norge har en förhållandevis hård reglering av ägandet begränsat utrymmet för större strukturförändringar. Genom Statkraft svarade norska staten under 2003 för 33 procent av produktionsvolymen. För den så kallade Statkraftsalliansen var andelen 44 procent.³⁰ Det kommunala ägandet av elproduktionsresurser i Norge är emellertid stort. Under 2003 uppskattas motsvarande 52 procent av produktionsvolymen ha kommit från kommunalt ägda bolag. Den privata industrins andel under samma år var 15 procent. Statkraft och E.ON-Sverige presenterade den 3 oktober 2005 en affär som innebär att Statkraft övertar 24 av Graninges tidigare vattenkraftverk i Sverige och Finland med en årlig produktion om ca 1,6 TWh. Statkraft övertar även rätten till namnet Graninge.

I Finland domineras elproduktionen av Fortum och Pohjolan Voima Oy, vilka tillsammans står för omkring hälften av landets produktion. Den finländska industrin är genom det gemensamt ägda Pohjolan Voima en stor aktör och största ägaren av kärnkraftverken i Olkiluoto.

³⁰ Statkraftalliansen består av Statkraft, TEV, Skagerack Energi, BKK samt Agder Energi.

I västra Danmark (Jylland och Fyn) domineras produktionen av Elsam med omkring 60 procent av den installerade kapaciteten. I östra Danmark (Själland) är Energi E2 den dominerande producenten med drygt 80 procent av den installerade kapaciteten. Såväl Elsam som Energi E2 bildades under år 2000 genom en sammanslagning av mindre danska elproducenter. Elsam och Energi E2 har en mycket stor andel av central produktionskapacitet i Danmark. Den produktionskapacitet som inte ägs av Elsam eller Energi E2 består nästan uteslutande av vindkraftverk och kommunala kraftvärmeverk.

I Danmark pågår för närvarande en process där det statligt ägda energiföretaget Dong aktivt arbetar för att slå samman Elsam och Energi E2. I februari 2005 kom Dong överens med Köpenhamns kommun om att överta deras elverksamhet, samt kommunens 34 procentiga andel i den Själländska producenten Energi E2 (Dong, 2004). I samband med detta gjorde Dong upp med SEAS-NVE, samt fem Själländska kommuner om övertagande av deras aktieposter i Energi E2, vilket sammantaget skulle ge Dong majoriteten i företaget. Under slutet av 2004 och inledningen av 2005 pågick även förhandlingar där såväl Dong som svenska Vattenfall sökte en majoritet av ägandet i Elsam. Vattenfall förvärvade i februari 2004 35,3 procent av aktierna i Elsam, men det var Dong och Elsam som under början av 2005 nådde en slutlig uppgörelse. Ett antal större aktieägare avtalade om försäljning av sina andelar till Dong som därigenom blir majoritetsägare. Den efterföljande uppgörelsen mellan Dong och Vattenfall resulterade under försommaren 2005 i ett förslag på lösning där Dong tar över Vattenfalls andel i Elsam i utbyte mot att Vattenfall får motsvarande 2 400 MW av Elsams och Energi E2s produktionsresurser på Jylland och Själland. De föreslagna ägarförändringarna rörande Dongs köp av Elsam och Energi E2 granskas för närvarande (februari 2006) av Europeiska kommissionen. Kommissionens beslut rörande Dong väntas senast den 6 mars 2006. Godkänns hela affären medför den en relativt stor strukturförändring för såväl Själland, Jylland och den nordiska råkraftsmarknaden.

Den del av affären som berör Vattenfall fick kommissionens godkännande den 23 december 2005. Kommissionen har analyserat huruvida Vattenfalls inträde på den danska marknaden skulle förändra Vattenfalls möjligheter att påverka priserna på Nord Pool. Kommissionen gör dock bedömningen att affären inte påtagligt förändrar Vattenfalls marknadsmakt, eller hämmar effektiv konkurrens inom det Europeiska ekonomiska samarbetsområdet eller någon större del av detta.

3.5.3 Förvärvskontroll

Att företag går samman genom förvärv och fusioner är en naturlig del av en fungerande marknadsekonomi. Den strukturomvandling som sker är i grunden positiv och det är bara i ett fåtal fall som koncentrationer leder till skadliga effekter på konkurrensen. Lagstiftaren har instiftat förvärvskontrollen som en undantagsåtgärd i avsikt att komma till rätta med just de skadliga fallen. Genom att belägga företag med en anmälningsskyldighet för koncentrationer där

omsättningen överstiger vissa värden har lagstiftaren bestämt vilka företagskoncentrationer som konkurrensmyndigheten kan pröva.

I Sverige är företagskoncentrationer anmälningspliktiga om den sammanlagda omsättningen för berörda företag överstiger 4 miljarder kronor i världen och minst två av de berörda företagen har en omsättning i Sverige som är större än 100 miljoner för vart och ett av företagen. En förutsättning för att kunna stoppa en koncentration är att ”den skapar eller förstärker en dominerande ställning som väsentligt hämmar eller är ägnad att väsentligt hämma förekomsten eller utvecklingen av en effektiv konkurrens inom landet i dess helhet eller på en avsevärd del av det”.³¹ Ett ingripande får således bara ske mot företagskoncentrationer som leder till väsentligt minskat konkurrenstryck eller om konkurrensen helt sätts ur spel. Faktorer av betydelse är exempelvis de berörda företagens marknadsställning och ekonomiska styrka, potentiell konkurrens samt om andra företag hindras att komma in på marknaden. Det Konkurrensverket ska pröva är den förväntade effekten på konkurrensen i Sverige.

En koncentration kan medföra att ett enskilt företag på en marknad uppnår en dominerande ställning. Även om ett enskilt företag inte uppnår dominans kan en koncentration leda till att två eller flera företag gemensamt uppnår en dominerande ställning, så kallad kollektiv dominans. Med detta menas att företagen, utan explicita avtal om samordnat beteende, kan agera på sådant sätt att det inte råder effektiv konkurrens dem emellan. Detta agerande kallas ofta för tyst samordning (*tacit collusion*). Tyst samordning förutsätter att marknaden är sådan att företagen utan direktkontakt har möjlighet att samordna sig om priser etcetera och att det inte är lönsamt för något företag att avvika från samordningen.³²

En koncentration i Sverige kan omfattas av det svenska regelverket eller av EG:s motsvarande koncentrationsregler. Enligt de svenska koncentrationsreglerna får Stockholms tingsrätt på talan av Konkurrensverket helt eller delvis förbjuda en företagskoncentration. Tingsrättens beslut kan överklagas till Marknadsdomstolen.

Om koncentrationen har gemenskapsdimension ska företagen i stället göra anmälan till Europeiska kommissionen. En koncentration kan ha gemenskapsdimension då de berörda företagens sammanlagda årsomsättning överstiger 5 miljarder euro.³³ På EU-nivå gäller sedan den 1 maj 2004 en ny förordning för prövning av företagskoncentrationer.³⁴ De nya reglerna innebär bland annat att det tidigare synsättet som enbart utgick från dominanskriteriet övergivits till förmån för en mer ekonomiskt inriktad analys av effekterna av förvärvet. Enligt förordningens artikel 2, andra punkten, gäller att:

³¹ Konkurrenslagen (1993:20) 34 a §.

³² Se förstainstansrättens mål T-342/99, *Airtours* mot kommissionen, 6 juni 2002.

³³ I vissa fall redan vid 2,5 miljarder euro.

³⁴ Rådets förordning (139/2004/EG) av den 20 januari 2004 om kontroll av företagskoncentrationer.

”En koncentration som påtagligt skulle hämma den effektiva konkurrensen inom den gemensamma marknaden eller en väsentlig del av den, i synnerhet till följd av att en dominerande ställning skapas eller förstärks, skall förklaras oförenlig med den gemensamma marknaden.”

Vid den konkurrensrättsliga bedömningen av en koncentration är det effekterna på en eller flera så kallade relevanta marknader som är avgörande. Relevanta marknader avgränsas såväl produktmässigt som geografiskt. En utgångspunkt vid bedömningen av relevant produktmarknad är normalt att de produkter som köparna anser vara utbytbara, det vill säga sådana varor eller tjänster som på grund av pris, funktion och egenskaper i övrigt kan tillfredsställa samma behov hos köparen, tillhör samma marknad. Den relevanta geografiska marknaden omfattar det område inom vilket de berörda företagen tillhandahåller de relevanta produkterna eller tjänsterna, inom vilket konkurrensvillkoren är tillräckligt likartade och som kan skiljas från angränsande geografiska områden, framför allt på grund av väsentliga skillnader i konkurrensvillkoren.³⁵

Vid bedömningar av förvärv på den nordiska elmarknaden, såväl av de nordiska konkurrensmyndigheterna som av kommissionen, har de vanligast förekommande relevanta produktmarknaderna varit råkraftsmarknaden (inkluderande produktion och försäljning av råkraft via Nord Pool och bilateralt mellan företag), försäljning av el till slutkund och nätverksamhet. Slutkundsmarknaden har ibland delats upp i delmarknader för industrikunder, eldistributörer och hushållskunder. Andra produktmarknader som studerats har varit marknaden för finansiell elhandel, reglerkraftsmarknaden och marknaden för reservkraft. Geografiskt har slutkundsmarknaderna bedömts vara nationella medan nätverksamhet normalt avgränsats till lokala, regionala eller nationella nätområden. Den geografiska avgränsningen av berörda råkraftsmarknader har varierat från ett enda av Nord Pools elspotområden till nationella marknader eller marknader bestående av två eller flera elspotområden. Eftersom Nord Pools elspotområden i varierande grad binds samman med ett gemensamt pris har en produktmarknad ansetts kunna ha olika geografiskt utbredning vid olika tidpunkter. Ofta har konkurrensmyndigheterna emellertid inte ansett det nödvändigt att slutligt definiera den geografiska marknaden för att kunna avgöra ärendena. På motsvarande sätt har det ofta lämnats öppet om råkraftsmarknaden och marknaderna för finansiell handel, reglerkraft och reservkraft utgör en eller flera separata produktmarknader.

Som nämnts har lagstiftaren ansett att ingripande för att förhindra företagskoncentrationer ska vara en undantagsåtgärd. Inga koncentrationer har slutligt helt stoppats på de nordiska eller nordeuropeiska elmarknaderna. I ett antal fall har det dock ställts krav på åtaganden från de samgående företagen för att

³⁵ Europeiska Kommissionens tillkännagivande om definition av relevant marknad i gemenskapens konkurrenslagstiftning, EGT nr C327, 9.12.1997 s. 5.

affären skulle tillåtas. Dessa åtaganden har oftast inneburit att vissa produktionsenheter måste avyttras.

Kommissionen har i några fall undersökt om koncentrationer kunnat antas leda till att en kollektivt dominerande ställning skapas eller förstärks på den svenska eller den nordiska marknaden. Detta har skett mot bakgrund av att elmarknaderna i större utsträckning än många andra marknader uppvisar egenskaper som riskerar att bidra till att konkurrensen begränsas genom kollektiv dominans. Marknaderna är mycket stabila och mogna med en hög transparens där priset sätts dagligen på en börs med relativt få säljare.³⁶ Andra faktorer som är av betydelse är att priselasticiteten är låg, företagens kostnadsstrukturer ofta likartad och det finns strukturella band mellan företag genom kors- och samäganden.

Vid kommissionens prövning av Sydkrafts (nuvarande E.ON-Sverige) förvärv av Gräninge 2003 befarades att koncentrationen skulle begränsa konkurrensen genom att skapa eller förstärka en kollektiv dominans mellan de tre största elproducenterna i Sverige. Kommissionens kom dock fram till att aktuell koncentration endast i mycket begränsad utsträckning skulle påverka konkurrensstrukturen på den svenska marknaden och de andra nordiska marknaderna. Framför allt bedömdes Gräninges begränsade produktionskapacitet inte i någon större utsträckning kunna bidra till att öka risken eller möjligheterna för samordning mellan de tre stora elproducenterna i Sverige. Kommissionen fattade därmed beslut om att inte ingripa mot affären.

³⁶ Se bland annat kommissionens beslut i Vattenfall/Elsam och Energi E2, COMP/M.3867, 22 december 2005 och Sydkraft/Gräninge, COMP/M.3268, 30 oktober 2003.

4 Prisbildning och konsekvenser

Följande avsnitt syftar till att belysa prisbildningen på råkraftsmarknaden i Norden. Avsnittet inleds med en översikt av utvecklingen sedan elmarknadsreformen. Därefter följer en analys av de bakomliggande faktorer som anses ha störst betydelse för elpriset i Norden.

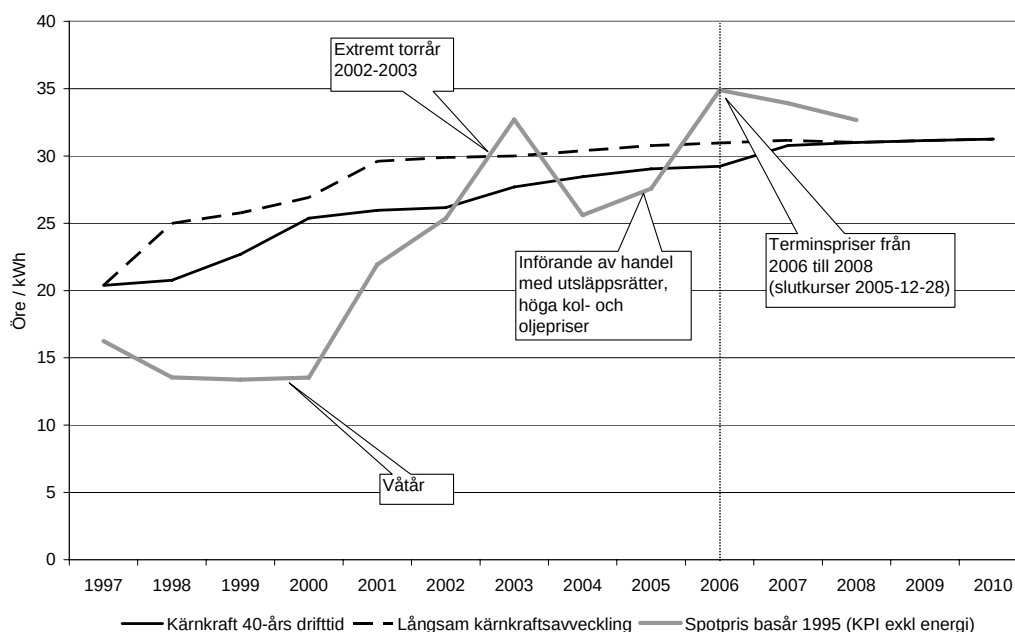
4.1 Energikommissionens prognos

Energikommissionen hade bland annat i uppgift att belysa konsekvenser för den svenska ekonomin av en kärnkraftsavveckling (SOU 1995:139). Genomgången i detta avsnitt baseras på kommissionsrapportens underbilaga del 3 (SOU 1995:140). I analysen utarbetades ett antal scenarier för att belysa utvecklingen mot 2020 med motivet att belysa skillnader och utvecklingstendenser på lång sikt och speciellt utvecklingen av elpriset fram till 2010. Syftet med detta avsnitt är att jämföra Energikommissionens prisprognoser med den faktiska elprisutvecklingen fram till idag.

I underlagsbilagan presenterades tre alternativ för avveckling av kärnkraften i Sverige. I referensalternativet drivs kärnkraftverken i 40 år, avvecklingen inleds efter 2010 och är fullt genomförd 2025. I de två övriga alternativen inleds avvecklingen 1998. I det ena alternativet stängs två kärnkraftverk före sekelskiftet medan resterande kraftverk avvecklas under perioden 2004 till 2010. I det tredje alternativet sker avvecklingen i långsammare takt, vilket innebär att drygt hälften av kapaciteten i kärnkraften finns kvar 2010.

I sina prognoser varierade Energikommissionen antaganden om ekonomisk tillväxt och kärnkraftens driftskostnader. Beträffande driftskostnaden för kärnkraften antogs kostnaden inklusive modernisering och förnyelse vara 10 respektive 12 till 15 öre per kWh (1995 års priser). I huvudscenariot antogs att oljepriset skulle öka från 17 USD per fat 1995 till 28 USD per fat 2020, medan gaspriset antogs öka från 2,5 USD per Mbtu 1995 till 3,75 USD per Mbtu 2020. Kommissionen gjorde även beräkningar med konstanta samt snabbare ökning av bränslepriser. I beräkningarna varierades även möjligheterna att importera el; ingen import, högst 5 TWh tillåts från år 2000, högst 10 TWh från 2005, samt ingen importrestriktion.

I figur 10 presenteras Energikommissionens scenarier med kärnkraften i drift ytterligare 40 år samt det scenario där kärnkraftsavvecklingen påbörjas 1998 med hälften av kärnkraften fortsatt i drift 2010.



Figur 10 Energikommissionens elprisprognos jämfört med det faktiska utfallet

Källor: Energimarknadsinspektionens bearbetning av figur i SOU 1995:140, Nord Pool och Svenska kraftnät

Båda de presenterade beräkningsalternativen resulterade i ett ökat elpris. Elprisökningen skulle dock komma tidigare i alternativet med gradvis avveckling redan från 1998. Eftersom Energikommissionens prognos gällde elpriset på stamnätets nivå inklusive kostnad för överföring har Svenska kraftnäts intäkter för överföring på stamnätet inkluderats i spotpriset i figur 10.

Under de första sex åren med en avreglerad elmarknad var elpriserna lägre än Energikommissionens prognos, förutom under torråret 1996. Det första året då elpriserna översteg prognosen var under det extrema torråret 2002/2003. Denna toppnotering var en följd av en ansträngd hydrologisk balans.

Efter toppnoteringen vintern 2002/2003 föll elpriset tillbaka och var återigen lägre än prognosen fram till början av 2005. I slutet av 2005 låg elpriset åter över Energikommissionens prognos. Denna höga elprisnivå antas bland annat orsakas den historiskt höga prisnivån på fossila bränslen i kombination med en hög prisnivå på utsläppsrätter. Eftersom verkningsgraden i den fossilbaserade och ofta prisbestämmande elproduktionen är relativt låg, i sämsta fall 33 procent, innebär detta att effekterna på elpriset tredubblas av en bränsleprisökning. En analys av dessa och övriga faktorer påverkan på elpriset presenteras närmare i de följande avsnitten.

4.2 Elprisutvecklingen de tio första åren efter elmarknadsreformen

4.2.1 Prisutvecklingen på spotmarknaden

En förutsättning för en väl fungerande elmarknad är tillgången till en neutral marknadsplats. Prisbildningen på spotmarknaden och den (långsiktiga) finansiella marknaden ger därför basen för handeln med el på hela den nordiska marknaden. Utöver handeln på Nord Pools marknader förekommer bilateral handel mellan köpare och säljare.

På Nord Pools spotmarknad (Elspot) fastställs elpriset timme för timme för nästa dygn genom att respektive aktör i ett auktionsförfarande lämnar bud till Nord Pool om köp och försäljning av el. Det finns fysiska överföringsbegränsningar bland annat mellan länderna. För att hantera situationer när marknaden efterfrågan på överföring överstiger tillgänglig överföringskapacitet är marknaden indelad i anmälningsområden (elspotområden). När den tillgängliga kapaciteten för handel mellan elspotområden inte är tillräcklig för att uppnå ett gemensamt pris för hela marknaden delas spotmarknaden in i flera prisområden.³⁷ Ett elspotområde kan utgöra ett isolerat prisområde alternativt bilda ett gemensamt prisområde med ett eller flera elspotområden.

Aktörerna på spotmarknaden specificerar hur mycket el de önskar köpa respektive sälja beroende på pris. För varje timme under nästkommande dygn aggregeras aktörernas bud till utbuds- respektive efterfrågekurvor. Utbudskurvan består av aktörernas sammanlagda säljbud med avseende på pris och kvantitet. På motsvarande sätt består efterfrågekurvan av aktörernas sammanlagda köpbud med avseende på pris och kvantitet. Den kombination av pris och kvantitet där utbudet och efterfrågan exakt motsvarar varandra fastställer jämviktspris och kvantitet.

Det fastställs ett pris för varje elspotområde samt ett systempris för varje timme under det kommande dygnet. Systempriset är det pris som skulle ha gällt utan fysiska begränsningar i överföringsnätet. Detta pris utgör även ett referenspris för terminshandeln med el på den finansiella marknaden. Priserna i de enskilda områdena bestäms av utbud och efterfrågan inom området samt av överföring av kraft till och från det aktuella området. I tabell 11 redovisas genomsnittligt systempris samt spotpris i de vanliga elspotområdena i Norden under perioden 1996 till 2005.

³⁷ Stockholm, Oslo, Tromsø, Århus (Jylland), Köpenhamn (Själland), Helsingfors och Kontek (Tyskland). Norge indelas normalt i två elspotområden men kan under perioder delas in i fler. Danmark i sin tur utgör två områden medan Sverige och Finland utgör ett vardera. Från och med hösten 2005 finns även ett tyskt prisområde, Kontek, sammankopplat med Danmark.

Tabell 11 Genomsnittligt systempris respektive spotpris i Norden och Tyskland i löpande priser 1996 till 2005 (SEK per MWh)

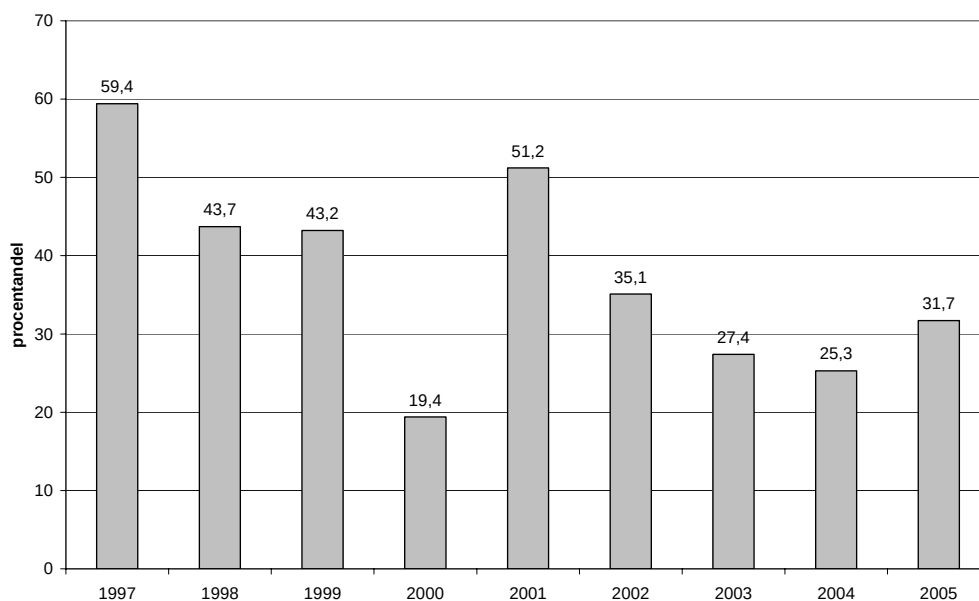
	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Systempris	263,0	146,0	122,7	118,4	108,0	213,7	245,9	334,9	263,9	272,5
Stockholm	260,0	143,8	120,5	119,4	120,4	211,0	252,4	333,0	256,3	276,5
Oslo	266,1	148,6	122,2	115,3	102,1	213,0	242,8	338,7	268,3	270,6
Tromsö	260,9	143,8	122,5	126,4	105,3	216,0	244,9	334,5	265,8	273,0
Århus	-	-	-	131,5	138,7	219,3	232,9	307,5	262,9	346,4
Köpenhamn	-	-	-	-	-	217,3	261,2	335,9	258,8	314,3
Helsingfors	-	-	122,6	120,0	125,8	210,8	249,3	322,2	252,6	283,7
Tyskland (EEX)	-	-	-	-	157,6	214,2	208,7	270,2	260,7	425,4
SEK/NOK	1,04	1,08	1,05	1,06	1,04	1,15	1,22	1,14	1,09	1,16

Källor: Nord Pool och EEX

Värt att notera är att Stockholmsprisets årsmedel i genomsnitt varit 0,7 procent högre än systempriset, det vill säga elprinsnivån i Sverige har för tidsperioden som helhet legat nära den prisnivå som skulle ha gällt om inga överföringsbegränsningar funnits i det nordiska nätet. Den största avvikelser inträffade under 2000. Det är också det år som uppvisat flest tillfällen då något elspotområde var prismässigt isolerat från samtliga övriga områden. Stockholmspriset var då sett över året 11,5 procent högre än systempriset. För Jylland (Århus) var avvikelsern än högre, 28 procent, och för Finland nästan 17 procent. Året 2000 var ett extremt våtår, särskilt i Norge, vilket fick priserna att avvika relativt mycket från varandra.

Eftersom vattenkraftsproducerad el är jämförelsevis billig leder våtårssituationer, till ökad efterfrågan på överföringskapacitet från vattenkraftsområden till värmekraftsdominerande områden (Danmark, Finland och Tyskland). Det mesta av Nordens vattenkraft återfinns i Norge och Sverige vilket medförde att efterfrågan på överföringskapacitet därifrån var större än den fysiskt möjliga överföringen. För att balansera det stora utbudet av vattenkraft var den nordiska marknaden följaktligen uppdelad i prisområden under en förhållandevis stor del av tiden under 2000, se figur 11.³⁸

³⁸ Notera att Finland, Jylland och Själland inte deltog på spotmarknaden före 1998 respektive 1999 och respektive 2000.



Figur 11 Andel av tiden med gemensamt pris för alla områden 1997 till 2005

Källa: Nord Pool

Det första året med avreglerad elmarknad var ett torrår, den nordiska magasinbalansen var i genomsnitt -20 TWh. Detta kan jämföras med vååret 2000 då magasinbalansen i genomsnitt var 7,5 TWh.³⁹ Prisutveckling i form av genomsnittliga veckopriser på spotmarknaden för det svenska prisområdet presenteras i figur 12.



Figur 12 Stockholmspris 1996 till 2005 (löpande veckopriser)

Källa: Nord Pool

³⁹ Med magasinbalans avses fyllnadsgrad i vattenkraftens vattenmagasin/dammar i förhållande till medianen under perioden 1990 till 2003.

Den högsta prisnivån hittills uppstod vintern 2002/2003. En extrem torrårssituation gav en mycket ansträngd energisituation i Norden med kraftig prisuppgång som följd, se exempelvis Energimyndigheten (2004c). De därpå följande åren har priset sjunkit, dock synes priset ha stabiliserats på en högre nivå än före torrårsvintern 2002/2003. För att kontrollera detta strukturella nivåbrott vid årsskiftet 2002/2003 genomfördes ett så kallat Chow-test där det undersöktes om det föreligger en signifikant skillnad i parametervärden mellan tidsperioden före respektive efter den aktuella tidpunkten. Resultatet av Chow-testet bekräftar den bild som figur 12 förmedlar; att ett statistiskt säkerställt nivåbrott i spotpriset kan påvisas efter pristoppen vintern 2002/2003.⁴⁰

4.2.2 Prisutvecklingen på den finansiella marknaden

Prisbildningen på den finansiella marknaden speglar marknadens aktuella förväntningar om framtida elpriser. Exempelvis kan en elleverantör som ingår ett avtal om fast pris med ett hushåll ha behov av att prissäkra detta avtal. Dyliga prissäkringar görs antingen direkt med en annan aktör (bilateralt) eller genom köp av *futures* eller *forwards* på Nord Pools finansiella marknad. För att åskådliggöra prisutvecklingen på den finansiella marknaden visas i figur 13 prisutvecklingen för årskontrakt med leverans följande kalenderår under perioden 1996 till 2005. För 1996 visas följaktligen forward år 1997. När det kontraktet går i leverans, det vill säga den 1 januari 1997, tar forward år 1998 vid och så vidare. För perioden 1996 till 1998 fanns inga årskontrakt. För dessa år används i figuren ett medel av de säsongskontrakt som då var tillgängliga.

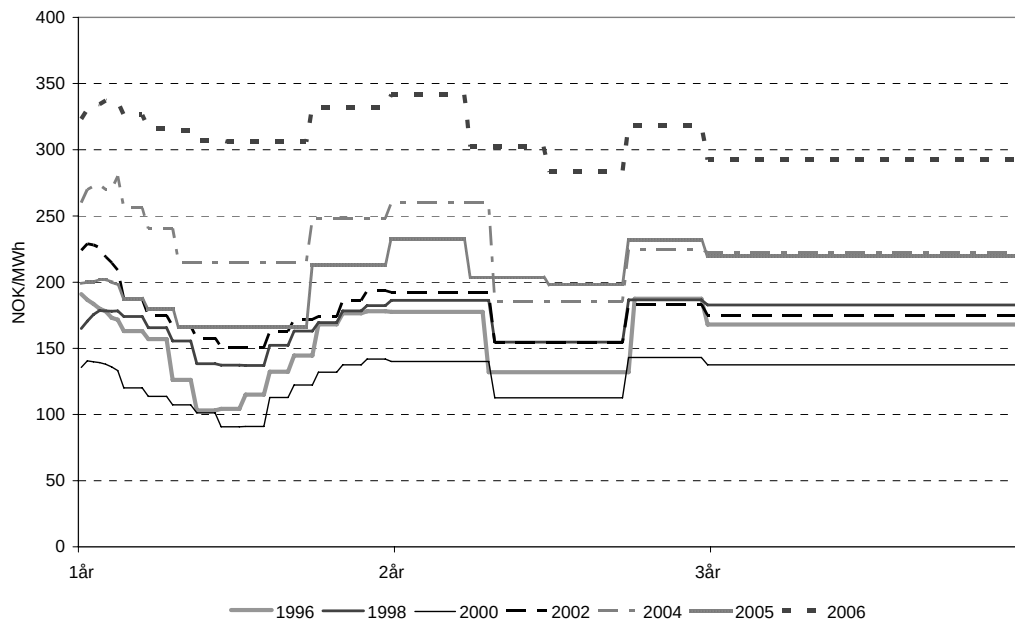


Figur 13 Prisutveckling Nord Pools finansiella marknad, kontrakt med leverans följande kalenderår (löpande priser)

Källa: Nord Pool

⁴⁰ 95-procents signifikansnivå.

Med utgångspunkt i januari vartannat visas i figur 14 terminskurvor på Nord Pool tre år fram i tiden. Det visar således förväntningar om framtida elpriser utifrån fem olika starttidpunkter och efter de kontrakt som finns tillgängliga på börsens finansiella marknad. Serierna i figur 14 inleds med veckokontrakt, fortsätter med månads- och kvartalskontrakt (eller motsvarande) och avslutas med årskontrakt.



Figur 14 Terminspriser tre år fram i tiden

Källa: Nord Pool

Skillnaden i prisnivå mellan olika år framgår tydligt i figur 14. Bakom förväntningar om framtida elpriser ligger faktorer som påverkar marginalkostnaden för elproduktion och framtida förbrukning. Exempel på detta är den nyligen implementerade utsläppshandelssystemet i Europa, eller konjunkturläget för elintensiv industri.

4.2.3 Europeisk prisutveckling

I figur 15 jämförs den nordiska prisutvecklingen med utvecklingen på två andra europeiska elmarknader. I figuren jämförs löpande priser för finansiella årskontrakt med leverans följande år i Norden med motsvarigheter i Frankrike och Tyskland.⁴¹

⁴¹ De jämförda kontrakten är så kallade *year ahead*, det vill säga forward för nästkommande kalenderår.



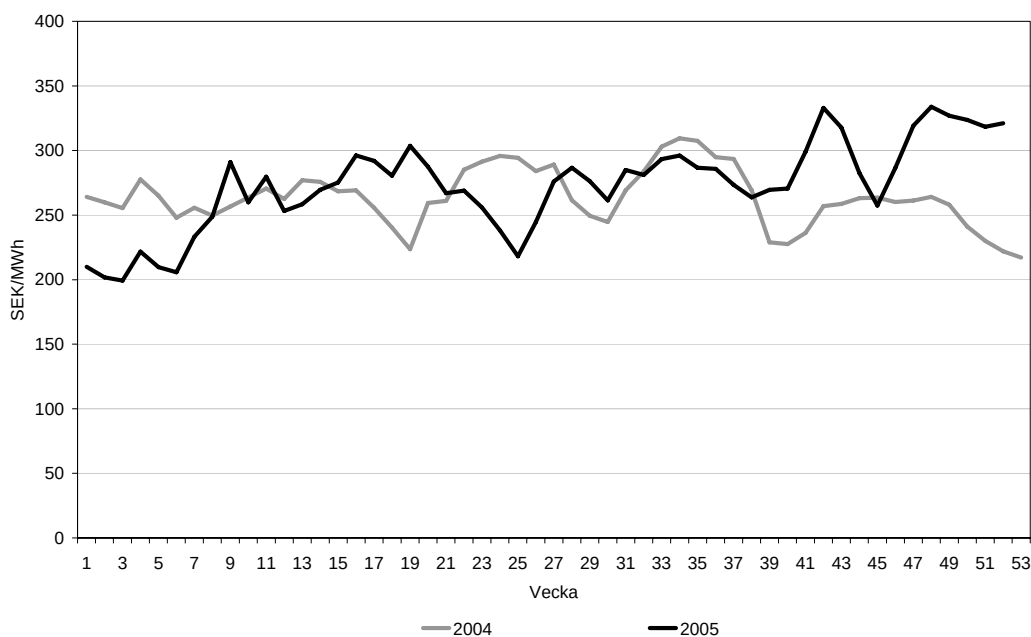
Figur 15 Europeisk jämförelse – löpande priser på finansiella årskontrakt med leverans följande kalenderår

Källor: Nord Pool, EEX, och Powernext

Utifrån jämförelsen i figur 15 kan tre generella iakttagelser göras: (1) prisutvecklingen i Norden under de 3 senaste åren följer ett europeiskt mönster, (2) prisnivån i Norden ligger under en stor del av perioden lägre än på övriga marknader, samt (3) från och med halvårsskiftet 2004 finns en tendens mot ökade prisskillnader mellan Norden och Europa.

4.3 Prispåverkande faktorer

På en råkraftsmarknad för el finns en mängd olika prispåverkande faktorer. I detta avsnitt görs en generell genomgång av de prispåverkande faktorer som bedöms vara de mest betydelsefulla för elpriset på Nordens råkraftsmarknad; hydrologisk balans, produktion, utbyte med kontinentala Europa, råvarupriser, samt utsläppshandeln. Därefter analyseras den faktiska effekten på elpriset av dessa faktorer. Genomgången har särskild fokus på hur dessa faktorer påverkat prisutvecklingen på Nord Pool under 2004 och 2005. I figur 16 görs en årsvis jämförelse av systemprisets utveckling under de senaste två åren.



Figur 16 Systempriset på Nord Pool under 2004 och 2005 (löpande veckomedelpriser)

Källa: Nord Pool

Under kalenderårets första veckor var prisnivån uttryckt som veckomedelpriset omkring 50 kronor per MWh högre 2004 jämfört med 2005. Under slutet av året var dock situationen den omvända, med ett veckomedelpris 2005 omkring 70 till 100 kronor per MWh högre än motsvarande period föregående år. Efter torrårvintern 2002/2003, då spotpriserna var rekordhöga, har prisnivån stabiliserats kring 250 till 350 kronor per MWh.⁴²

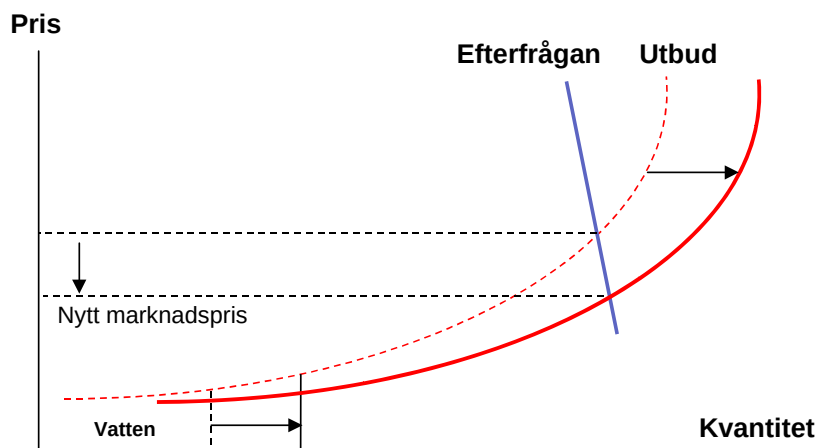
4.3.1 Hydrologisk balans⁴³

Utbudet på råkraftsmarknaden i Norden utgörs till stor del av vattenkraft, vilket medför att den potentiella produktionen beror på nederbörds mängder i upptagningsområdena för vattenkraftsmagasinen. Under ett normalt år kan den nordiska vattenkraften producera cirka 200 TWh medan produktionen under ett torrår kan gå ner mot 150 TWh och under ett våtår upp till så mycket som 250 TWh. I figur 17 presenteras en teoretisk bild över utbudet på elmarknaden och hur det varierar med magasinstryckningen. Vid hög fyllnadsgrad i vattenkraftsmagasinen, allt annat lika, kan en större del av förbrukningen tillgodoses med vattenkraftsbaserad el, vilket i figuren åskådliggörs genom att utbudet förskjuts utåt. Följden av en större mängd vattenkraft i förhållande till

⁴² Det genomsnittliga systempriset för 2003 var 338 kronor per MWh. När prisnivån var som högst, under december 2002 och januari 2003, var det genomsnittliga systempriset 667 kronor per MWh.

⁴³ Hydrologisk balans innefattar normalt vattenmagasin, snömagasin och markvatten. Eftersom utredningen inte haft tillgång till uppgifter om de två senare används magasinstryckningen som en proxy för den hydrologiska balansen, det vill säga fyllnadsgraden i vattenkraftsmagasinen i det nordiska systemet jämfört med medianvärdet för perioden.

dyrare produktionsslag, som exempelvis värmekraft, är ett lägre jämviktspris på elmarknaden. Hur mycket ett torrår påverkar prisnivån uppåt beror på marginalkostnaden för de produktionsslag som måste nyttjas istället. Det påverkas i sin tur av faktorer som aktuell prisnivå på bränslemarknader (kol, gas, olja), samt utformningen av skatter och styrmedel.



Figur 17 Principiella effekter av ett våtår

Källa: ABB Financial Consulting (underlagsrapport till Elkonkurrensutredningen SOU 2002:7)

En vattenkraftsproducent med vattenmagasin har möjlighet att lagra vatten och därmed välja hur elen ska produceras över tiden.⁴⁴ Givet att magasinet inte är överfullt kan en vinstmaximerande vattenkraftsproducent välja hur stor produktionen ska vara i nuläget och utifrån förväntningar om framtida elpriser försöka optimera sin produktion över tiden, det vill säga hur mycket vatten ska användas nu och hur mycket ska sparas till framtiden. Vattenkraftverk som är reglerbara kan reglera sin produktion närmast momentant och till en låg kostnad. Vattenkraften är därmed betydligt mer flexibel än värmekraften.

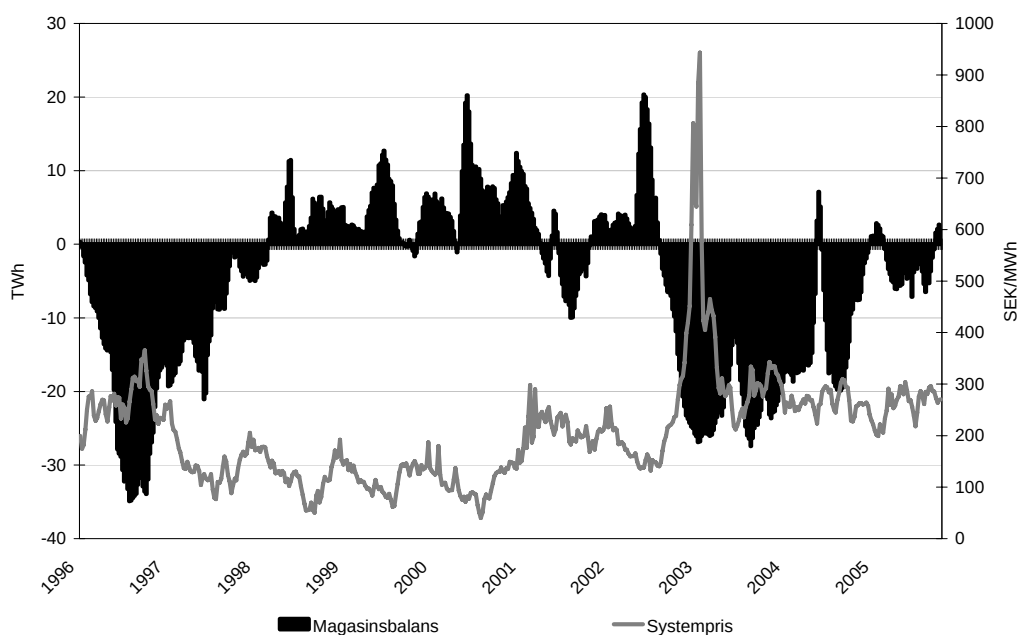
I praktiken finns det åtminstone tre faktorer som orsakar förändringar av värderingen av vattnet i vattenkraftsmagasinen mellan tidsperioder:

1. Ett produktionsval som innebär att vatten i magasinen utnyttjas i en senare tidsperiod medför att vattenkraften i den framtida tidsperioden säljs till ett lägre pris än vad som annars skulle ha varit fallet (större utbud med oförändrad efterfrågan ger ett lägre pris). Samtidigt innebär det att priset blir högre i den nuvarande tidsperioden (och vice versa).
2. Osäkerheter om framförallt framtida inflöden av vatten till ett vattenmagasin, men också om framtida bränslepriser, påverkar utbudet på råkraftsmarknaden. Det betyder att vattenkraftsproducenter måste fördela produktion mellan tidsperioder utifrån sina förväntningar och historiska erfarenheter.

⁴⁴ Under vissa begränsningar. Turbinen är exempelvis tekniskt begränsad och fungerar effektivast vid vissa flöden.

3. I allmänhet finns det en begränsning för högsta och lägsta vattennivån i magasinen. När magasinen är fulla och inte tillåter ytterligare ökning av vattennivån faller det marginella vattenvärdet till noll. Dessutom produceras en del av vattenkraften i produktionsenheter utan lagringsmöjligheter.

Vattenkraften har genom sin lagringsmöjlighet, en prisutjämnande effekt, eftersom den utnyttjas för att ersätta värmekraften när denna är som dyrast. Vid större förväntade framtida prishöjningar kan man förvänta sig att mer vattenkraft sparas i magasinen vilket dämpar prishöjningen, medan förväntningar om en framtida lägre prisnivå minskar vattenkraftssparandet. Vattenkraftsproducenternas målsättning att maximera intäkterna från produktionen medför, på en effektiv marknad, att vattenkraften utnyttjas så att systemets sammanlagda produktionskostnader minimeras. Eftersom kapaciteten i vattenkraften inte räcker till för att ersätta all värmekraft kommer elprisnivån periodvis att bestämmas av vilket annat kraftslag som kommer in på marginalen. Vanligtvis är något annat kraftslag än vatten eller kärnkraft prissättande i Norden. Eftersom värderingen av vattnet i magasinen är beroende av vilket kraftslag som är prissättande innebär varje neddragning av billig produktion i systemet, exempelvis stängningen av Barsebäck, att värdet på vattnet i magasinen stiger. En ökad export, exempelvis till Tyskland medverkar också till ett ökat värde på vattnet i de nordiska magasinen. I figur 18 presenteras en sammanställning av veckodata för magasinsbalansen och systempriset för perioden 1996 till 2005.⁴⁵



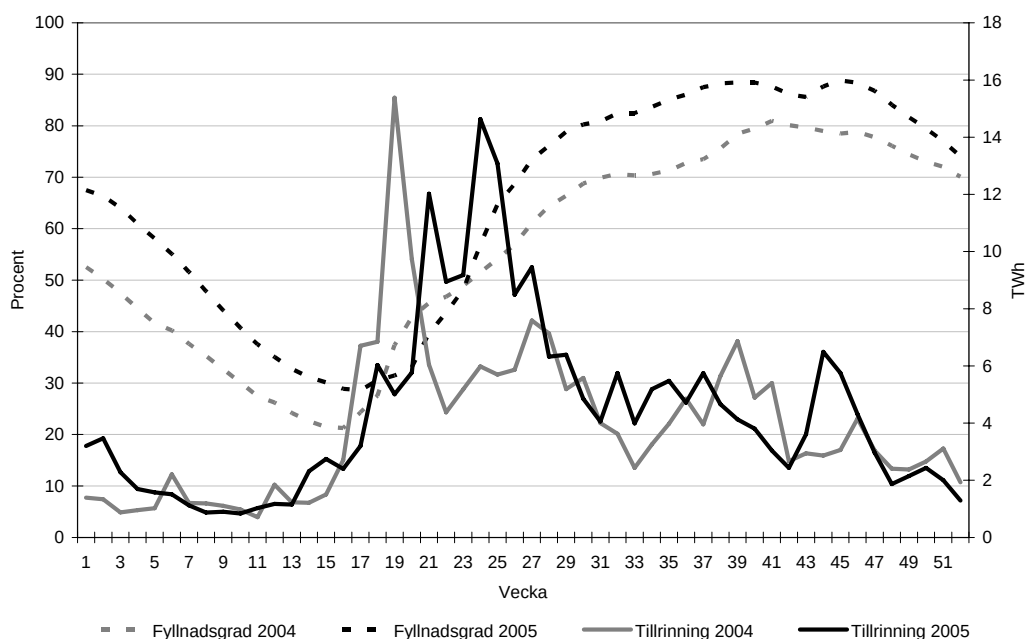
Figur 18 Systempris (löpande priser) och magasinsbalans 1996 till 2005

Källor: Nord Pool, Svensk Energi och Nordel

⁴⁵ Den finska magasinsfyllnaden är inkluderad från och med år 2001.

Sambandet mellan systempriset och magasinbalansen är tydligt. När vattenkraftsmagasinen är välfyllda, vilket var fallet under den senare delen av 1990-talet, så är prisnivån jämförelsevis låg. Omvänt är priset högre när balansen är svag, exempelvis under 1996 och 2002 till 2004. Dock framträder ett tydligt trendbrott efter torrårsvintern 2002/2003, där sambandet före den aktuella tidpunkten är betydligt starkare än efter densamma. Förklaringen står sannolikt att finna i andra fundamentala förändringar, så som högre bränslepriser och införandet av handeln med utsläppsrätter.

I figur 19 redovisas fyllnadsgraden samt tillrinningen i de nordiska vattenkraftsmagasinen för 2004 och 2005. Till följd av det föregående torråret var fyllnadsgraden i vattenkraftsmagasinen under första halvåret 2004 mycket låg. Det medförde en förhållandevis hög värdering av det kvarvarande vattnet i magasinerna. Följaktligen användes mindre av vattnet i produktion, vilket resulterade i en relativt hög prisnivå. Som synes i figur 19 var emellertid tillrinningen av vatten till magasinerna förhållandevis god. Sett över hela året var tillrinningen under 2004 till och med högre än genomsnittet för perioden 1996-2005.



Figur 19 Magasinsfyllnadsgrad i procent och tillrinning i TWh i Norden 2004 till 2005

Källa: Nord Pool

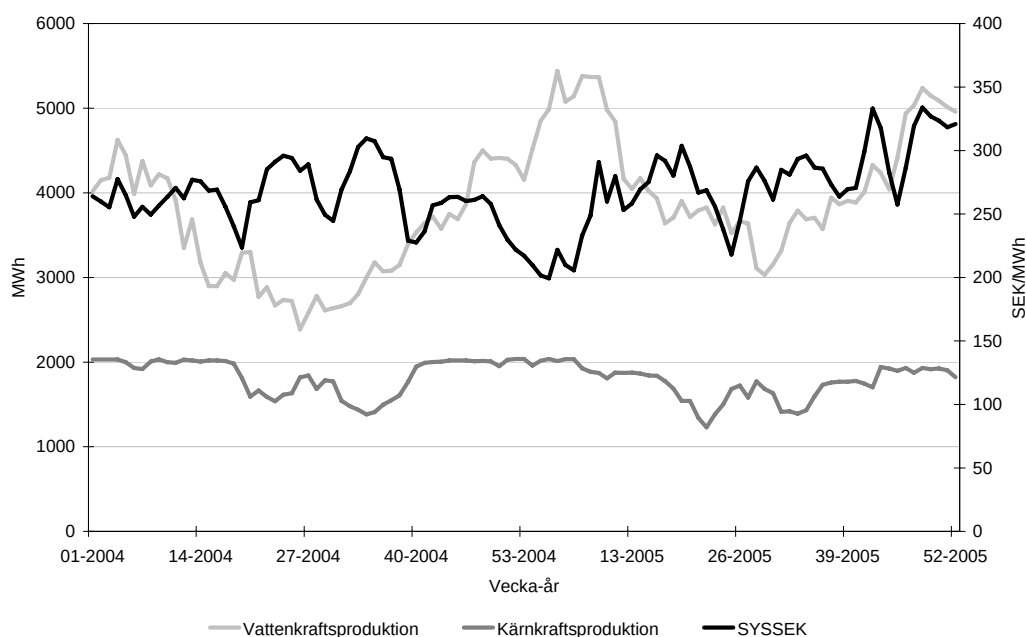
För de vattenkraftsanläggningar som har lagringsmöjligheter används vårflodens tillrinning främst för att fylla magasinerna efter den gångna vintern, därav fyllnadsgradskurvornas cykliska karaktär.⁴⁶ Tillrinningen under vecka 17 till

⁴⁶ I de fall lagringsmöjligheter saknas, vattenkraftsverk utan dammar eller överfulla magasin, leder en ökad tillrinning emellertid till ökad produktion.

vecka 19 2004 var betydligt högre än normalt, varför den tidigare under året svaga magasinsfyllnaden normaliserades före sommaren 2004.

4.3.2 Produktion

Kärnkraften är vanligtvis den näst största produktionskällan i Norden, efter vattenkraften. I Sverige är kärnkraftsproduktionen och vattenkraftsproduktionen ungefär lika stora under ett normalår, det vill säga med genomsnittlig vattentillgång. Eftersom kärnkraft och vattenkraft, relativt andra teknologier, har mycket låg marginalkostnad för produktion är producerad volym för dessa produktionsslag betydelsefull för elprisnivån. I figur 20 visas genomsnittlig vattenkraft- och kärnkraftsproduktion per vecka för 2004 och 2005, samt systempriset.



Figur 20 Vattenkrafts- respektive kärnkraftsproduktion i Norden per vecka under 2004 och 2005

Källa: Nord Pool

Vattenkraftsproduktionen i hela Norden är ungefär dubbelt så stor som den nordiska kärnkraftsproduktionen. Vattenkraften har ett mer varierat produktionsmönster och producerar som mest under vinterhalvåret då efterfrågan är som störst. Sambandet mellan kärnkraftsproduktionen och spotpriset är inte lika tydligt som mellan vattentillgången och spotpriset. Kärnkraftsproduktionen har karaktären av basproduktion, det vill säga anläggningarna är konstruerade för att producera vid fullt kapacitetsutnyttjande under en så stor del av året som möjligt och utnyttjas av lönsamhetsskäl mycket lite för att möta variationer i efterfrågan. Nästan alla planerade neddragningar i kärnkraftsproduktionen, mestadels avställningar för årlig revision, genomförs under sommarmånaderna, det vill säga när efterfrågan och priset på el är som lägst. Under resten av året, när efterfrågan

och priset är högre, producerar kärnkraften i regel med maximal kapacitet. Under 2004 som var ett rekordår för den svenska kärnkraften producerades 75 TWh eller 91 procent av den maximalt möjliga produktionen. Av de resterande 9 procentenheterna förklaras huvuddelen av otillgänglighet på grund av revisioner och störningar, medan 1 procentenhet förklaras av nedregleringar av kraftbalansskäl och så kallad *coast down*-drift för att utnyttja kärnbränslet maximalt. Under vååret 2000 var kärnkraftproduktionen endast 55 TWh eller ungefär 15 TWh mindre än kärnkraftproduktionen 1999 och 2001 till följd av lägre tillgänglighet och omfattande nedregleringar.

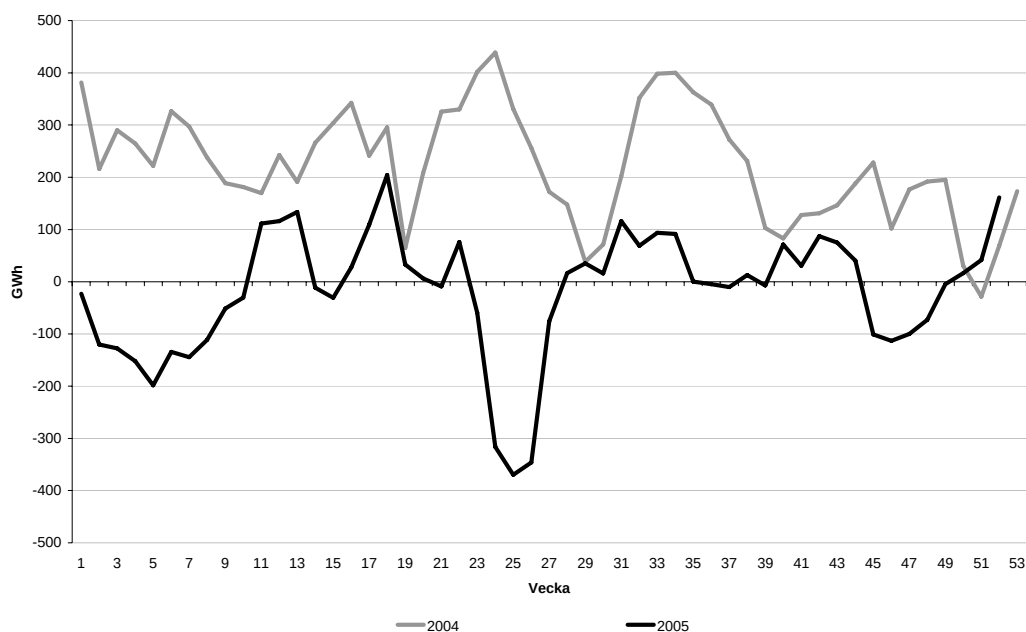
Övrig produktion kommer främst från olika former av värmekraft, i Sverige framförallt från biobränslebaserad kraftvärme och industriellt mottryck. Olje och kolkondensproduktionen i Sverige är generellt sett mycket liten. Produktion från fossilbaserad *övrig värmekraft* har under 2005 minskat till följd av utsläppshandeln, de historiskt höga bränslepriserna och den något förbättrade tillgången på vattenkraft.

4.3.3 Kraftutbyte med omvärlden

Som nämnts tidigare har Norden kraftutbyte med Tyskland, Polen och Ryssland. Från Ryssland sker endast import till Norden och normalt sett med en stabil omfattning motsvarande maximal importkapacitet.⁴⁷ Importen uppgår till cirka 240 GWh i veckan med undantag för några veckor under sommarmånaderna då det är revision på förbindelsen. Totalt importeras knappt 11,5 TWh årligen från Ryssland. Utbytet med Polen sker i betydligt mindre omfattning, samt med mer varierande flödesriktning. Under de senaste åren har det främst handlat om import till Norden. År 2003 var nettoimporten 2,6 TWh, året efter uppgick densamma till 2,2 TWh, medan den 2005 var 0,4 TWh. En sammanställning över Nordens nettoimport under 2004 och 2005 presenteras i figur 21.

Trots rekordhög kärnkraftsproduktion och en tillrinning över medel för den senaste tioårsperioden så var importen betydligt högre än normalt under 2004. Den främsta orsaken bakom detta bedöms vara att nivån i vattenmagasinen behövde normaliseras efter det föregående torråret. Under 2005 var Norden däremot nettoexportör av kraft.

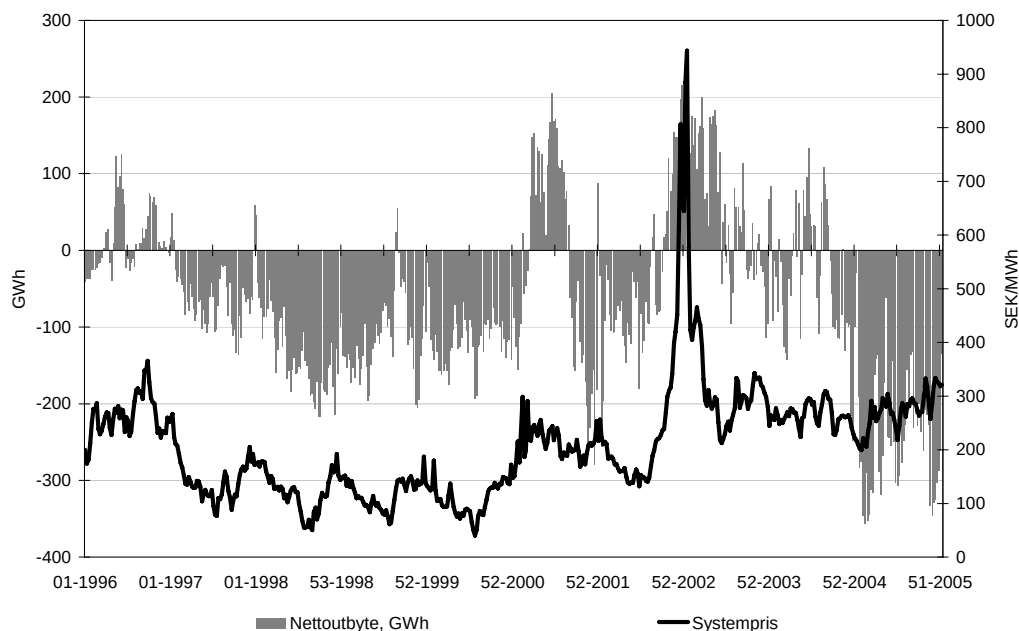
⁴⁷ Mellan den 19 och 25 januari 2006 begränsades emellertid exporten från Ryssland av nätskäl under höglasttimmar. Se Nord Pool UMM: 20.01.06 h. 13:33 Finland-Russia Special info.



Figur 21 Nordens nettoimport av el under 2004 och 2005

Källa: Nord Pool

Det land med vilken den största och den mest dynamiska delen av Nordens handel med omvärlden sker med är Tyskland. I figur 22 visas nettoutbytet mellan Norden och Tyskland med systempriset på Nord Pool som referens. Notera att de grå staplarna i figuren representerar det nordiska nettoflödet av el. En positiv stapel motsvarar följaktligen nordisk nettoimport medan en stapel under nollstrecket representerar en nordisk nettoexport under den aktuella veckan.



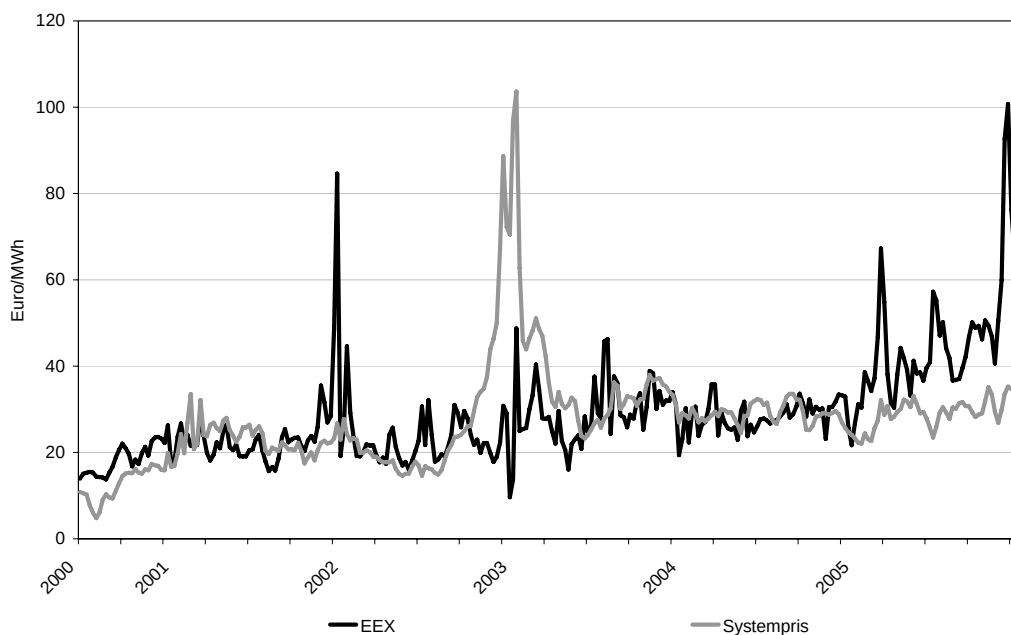
Figur 22 Den nordiska nettoimporten från Tyskland per vecka och systempriset på Nord Pool 1996 till 2005 (löpande priser)

Källa: Nord Pool

Av figuren framgår att de nordiska länderna oftast varit nettoexportörer till Tyskland. Det är bara under torråren 1996 och 2003 som Nordens handel med Tyskland utgjordes av en nettoimport. Sett över hela tioårsperioden var den nordiska nettoexporten i genomsnitt 3,54 TWh per år.

Handel verkar utjämnande på priserna. Under 2004 medförde den förhållandevis låga fyllnadsgraden i magasinerna en hög värdering av kvarvarande vatten. Sett över hela året och jämfört med 2005 importerade Norden därför förhållandevis mycket. Det bidrog till en prisnivå som delvis motsvarade marginalkostnader för produktion och marknadssituationen på kontinenten. Hur den Nordiska marknaden påverkas begränsas främst av kapaciteten på förbindelserna till dessa områden eftersom det avgör hur mycket tillkommande efterfrågan (eller utbud) som kan överföras mellan marknaderna. Under 2005 var tillgången på vattenkraft däremot mer gynnsam, vilket fick till följd att mer vatten (relativt 2004) kunde användas i systemet. Det märks på handeln med Tyskland som i en högre grad utgjordes av export.

I takt med att handeln mellan Norden och Tyskland ökar, vilket den gjort årligen sedan 1996 (undantaget en svag minskning 2000) torde de tyska och de nordiska spotpriserna harmoniseras i allt större grad. I figur 23 visas spotpriserna på Nord Pool och på den tyska elbörsen European Energy Exchange (EEX) från och med andra halvåret 2000 till och med 2005.



Figur 23 Systempriset på Nord Pool och EEX 2000 till 2005, veckomedel (löpande priser)

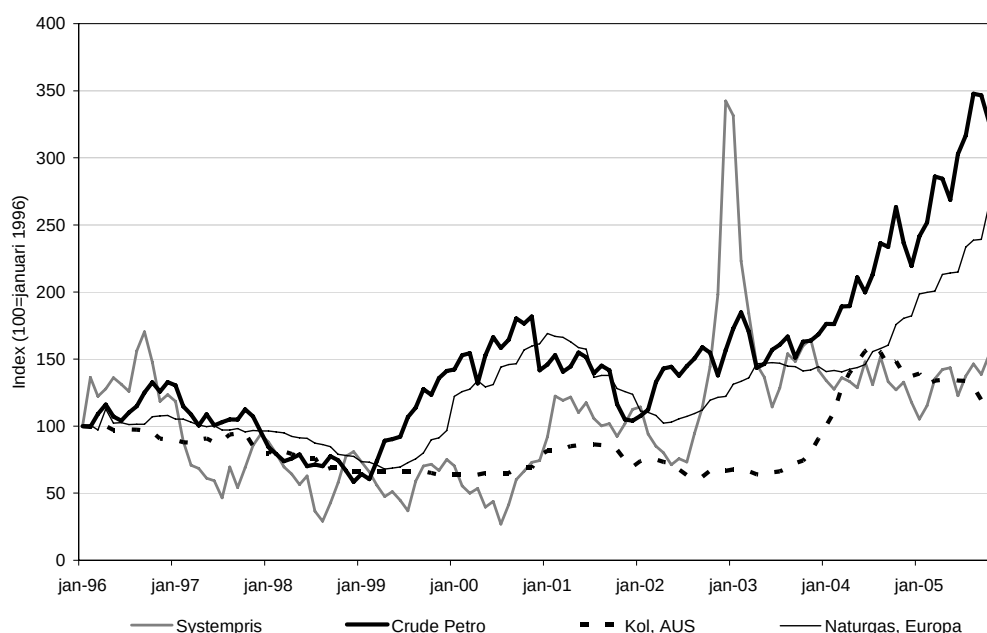
Källor: Nord Pool och EEX.

Den tydligaste skillnaden i prisvolatiliteten mellan Nord Pool och EEX återfinns i variationer dag/natt och vardag/helg, där priset på EEX uppvisar större variationer. Vid en normal hydrologisk situation och på årsbasis har spotpriserna

på EEX och Nord Pool varit tämligen väl harmoniserade fram till och med 2004. Vid extrema torrår eller våtar skiljer sig dock prisnivåerna kraftigt från varandra. Det är emellertid i sådana extrema situationer som de positiva samhällsekonomiska effekterna av handeln är som störst. Möjligheten att importera värmekraft från kontinenten under torrårsvintern hade exempelvis en tydlig prisdämpande effekt i Norden, eftersom dyr reservkapacitet behövdes i mindre utsträckning. Skillnaden under 2005 bedöms främst ha sitt ursprung i införandet av handel med utsläppsrätter samt högre bränslepriser. Dessa faktorer kan antas slå igenom i en mindre omfattning i det vattenkraftsbaserade nordiska systemet jämfört med det värmekraftsbaserade tyska systemet.

4.3.4 Priser på insatsbränslen

I Sverige utgör elproduktion med fossila bränslen en mycket liten andel av den totala produktionskapaciteten. I såväl Finland och Danmark som Tyskland och Polen utgör emellertid fossilbaserad värmekraft den största enskilda produktionsteknologin. När Sverige bildar gemensamt prisområde med dessa länder är sannolikheten stor att värmekraft kommer in på marginalen, det vill säga utgöra de sista producerade megawattimmarna för att möta efterfrågan inom prisområdet. Därmed kan det prissättande budet härstamma från kolkondens i Danmark eller Finland. I figur 24 visas prisutvecklingen på olja, kol och naturgas jämfört utvecklingen för det nordiska systempriset under perioden efter elmarknadsreformen 1996.



Figur 24 Prisutveckling för olja, kol och naturgas jämfört med systempriset på Nord Pool (löpande priser)

Källor: Nord Pool och Svensk energi

Priserna på olja och naturgas föll mellan 1996 och 1999 men har därefter ökat, särskilt under 2004 och 2005. Sedan 1996 har oljepriset exempelvis mer än

tredubblats, medan priset på naturgas i det närmast har tredubblats. Under 2004 och 2005 har systempriset på Nord Pool stigit med knappt 50 procent. Kolpriset föll fram till 2003 men ökade kraftigt under 2004 för att därefter falla tillbaka till en nivå något över 1996-års prisnivå.

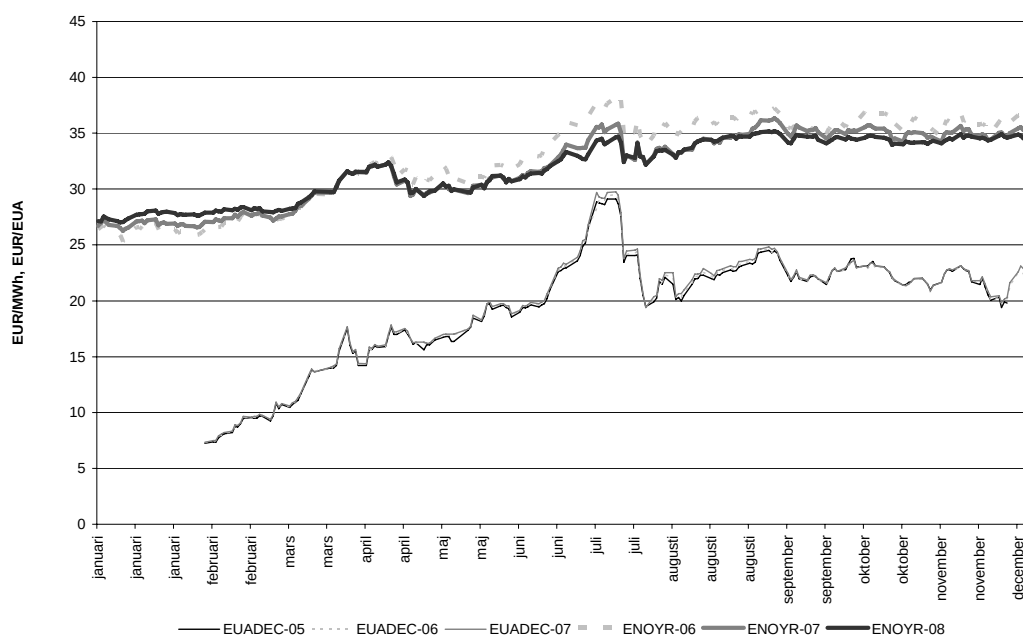
4.3.5 Handel med utsläppsrätter

Från januari 2005 infördes inom EU ett system för handel med rättigheter för att släppa ut koldioxid. För den handlande sektorn, utgör tilldelade utsläppsrätter en tillgång med positivt värde, det gäller oavsett om ett företag fått dem gratis, eller köpt dem på marknaden.⁴⁸ En elproducent med fossil produktion står inför valet mellan att använda sina utsläppsrätter för att täcka utsläppen från sin egen produktion, rena sina utsläpp och sälja rätterna på marknaden. Värdet på utsläppsrätter i elproduktionen bestäms således av marknadsvärdet på utsläppsrätter, det vill säga producenternas alternativkostnad för utsläppsrätter.

Utsläppshandelssystemet påverkar prisbildningen på råkraftsmarknaden direkt. Effektens storlek beror på marknadspriset på utsläppsrätter och volymen på koldioxidutsläppen från den elproduktion som är på marginalen. Härvid bör observeras att införandet av handel med utsläppsrätter också påverkar vattenvärderingen i Norden, det vill säga värdet av vatten i ett magasin. Vattnet blir relativt mer värdefullt om det kan ersätta relativt sett dyrare kraftslag, det vill säga elproduktion som tillförts en extra kostnad i form av utsläppsrätter.

Figur 25 och figur 26 jämför prisutvecklingen på terminsmarknaden för elektricitet och terminsmarknaden för utsläppsrätter I figur 25 visas utsläppsrättsterminen leverans 2005 (EUA, tunna linjer) och årsterminen el 2006 (ENOYR, tjocka linjer) samt motsvarande jämförelse för efterföljande år.

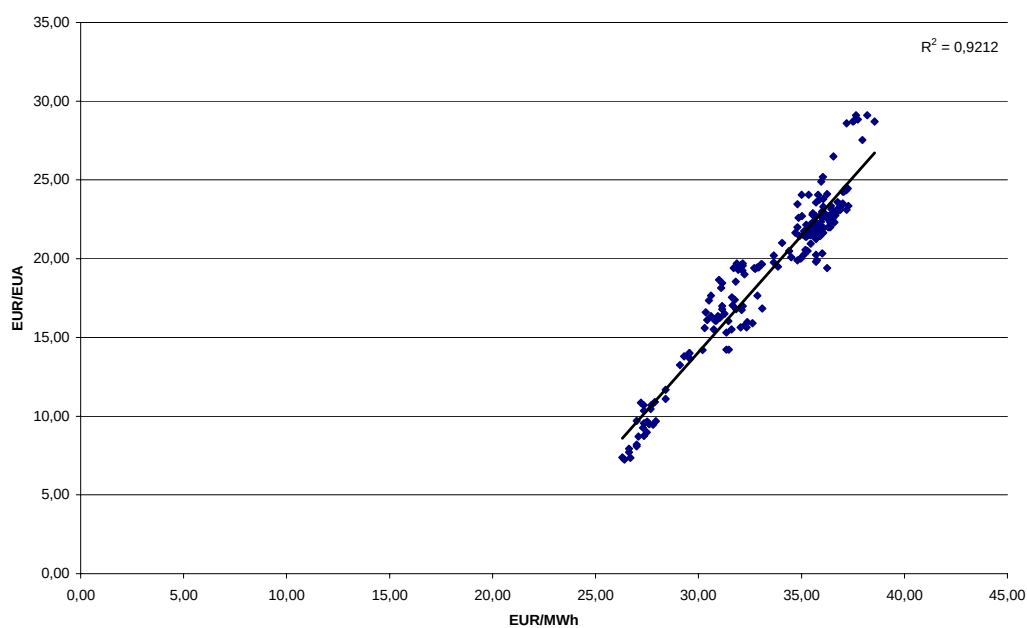
⁴⁸ För en mer djuplodande analys av hur handeln med utsläppsrätter påverkar elpriset se ECN (2005) eller Hill och Kriström (2005).



Figur 25 Prisutveckling för utsläppsrätter och årsterminer 2005 till 2005-12-01

Källa: Nord Pool

Figur 26 visar sambandet mellan priset på utsläppsrätter och terminspriset.



Figur 26 Samband mellan pris på utsläppsrätter med levereras i december 2005 och terminspriset för 2006

Källa: Nord Pool

Utifrån figurerna 25 och 26 framkommer utsläppsrätternas effekt på elpriserna tydligt. Förväntan om kostnad för (priser på) på utsläppsrätter avspeglas i

förväntan om det framtida elpriset. Samma mönster framkommer vid en motsvarande jämförelse av senare år. Den ökade marginalkostnaden för kolkondens som följer av utsläppshandelssystemet har medfört en kraftigt ökad efterfrågan från Tyskland eftersom spotpriserna i Norden varit lägre. Denna ökade efterfrågan får inte fullt genomslag på det svenska spotpriset när det är flaskhalsar i överföringen. Dock leder de höjda vattenvärdena till en ökad prisnivå i Norden även under perioder när det är flaskhalsar i överföringen. Ytterligare överföringskapacitet mellan Norden och Tyskland möjliggör ytterligare handel och leder till än mer harmoniserade priser. Eftersom utsläppshandeln har en betydande påverkan på elpriset är en väl fungerande marknad för utsläppshandel avgörande för att säkerställa att priset som belastar råkraftsmarknaden är riktigt. Behovet av en väl fungerande handel med utsläppsrätter är inte begränsad till Sverige utan gäller för hela Europa.

4.3.6 Fundamentala faktorerers påverkan på elpriset

I syftet att utvärdera betydelsen av (1) utsläppshandeln, (2) hydrologisk balans, (3) stängningen av Barsebäck 2, samt (4) utvecklingen av bränslepriser har prognosmodellen PoMo att använts. PoMo är en fundamental kraftbalansmodell som, baserat på aktuella marknadsdata vid varje prognostidpunkt, beräknar veckomedelpriser i Norden vecka för vecka två år framåt från startdatumet.⁴⁹

Genom att göra flera prognoser med olika förutsättningar erhålls en indikation på ovan nämnda faktorerers påverkan på elpriset. Resultaten bör därav tolkas med försiktighet. I tabell 12 visas resultatet av prognoser den 30 januari 2006 och för två år framåt i tiden

Tabell 12 PoMo prognoser – prispåverkande faktorer (kr/MWh)

Nr	Scenario	Aktuell prognos 2006-01-30	Prognos med angivna förändringar	Skillnad
1	Utan utsläppshandel	392	223	-169
2	Normal hydrologisknivå	392	359	-33
3	Med Barsebäck 2 i drift	392	376	-16
4	Medel bränslepris mellan 2000 och 2004	392	333	-59

Förklaring till respektive scenario:

1. *Utsläppshandelns påverkan.* Prognosen utan utsläppshandeln ger ett medelpris knappt 17 öre lägre än motsvarande prognos med aktuellt pris på utsläppsrätter (26,55 Euro per ton).
2. *Hydrologisk balans.* Den hydrologiska nivån (det vill säga fyllnadsgrad på vatten och snö magasin) har alltid haft stor betydelse för elpriset, enligt prognosen skulle en normal vattentillgång ha resulterat i ett omkring 3 öre lägre pris per kWh.

⁴⁹ Målfunktionen i PoMo är kostnadsminimering, priserna sätts efter den kortsiktiga marginalkostnaden, vilket enligt ekonomisk teori sammanfaller med priser på en marknad med väl fungerande konkurrens.

3. *Effekten av stängningen av Barsebäck.* Vid en jämförelse med den aktuella prognosen förefaller stängningen av Barsebäcks andra reaktor ha medfört en elprisökning i storleksordningen 1,6 öre per kWh.
4. *Prisnivå för insatsbränslen.* Den sista prognosen utgår från en historiskt "normal" nivå på bränslepriserna, vilket ger en prognos med nära 6 öre lägre medelpriser.

4.4 Fri eller reglerad prisbildning på råkraftsmarknaden?

Prisutvecklingen på den nordiska elmarknaden under de senaste åren har föranlett en diskussion om hur väl elmarknaden faktiskt fungerar efter avregleringen 1996. Bland annat har effektiviteten i prisbildningen på råkraftsmarknaden ifrågasatts och diskuterats flitigt i olika media såväl som lönsamheten bland elmarknadens aktörer till en följd av införandet av utsläppshandelssystemet, se till exempel Sjölin (2003), Grill (2005), Bergman (2005), Fredriksson (2006), samt Palmgren (2006). Det finska kraftföretaget Pohjolan Voima varnar vidare för att en fjärdedel av den finska kraftproduktionen riskerar måsta stängas ner "som ett resultat av den befintliga prisbildningsstrukturen på den nordiska elbörsen och utsläppshandelssystemet" (Montel Powernews, 2005). I den kritik som riktats gentemot den så kallade marginalkostnadsprissättningen på råkraftsmarknaden har olika förslag till alternativa prisbildningsmekanismer framhållits. Till exempel argumenterar Grill (2005) för ett tvåprissystem på råkraftsmarknaden med separata marknader för energi och effekt. På andra håll framförs argument för en genomsnittskostnadsprissättning på elmarknaden, se exempelvis diskussionen i ÅF (2004) och Vattenfall (2004) alternativt en modifierad marginalkostnadsprissättning där elproduktionen prisdiskrimineras utifrån budets storlek (Vattenfall, 2005).

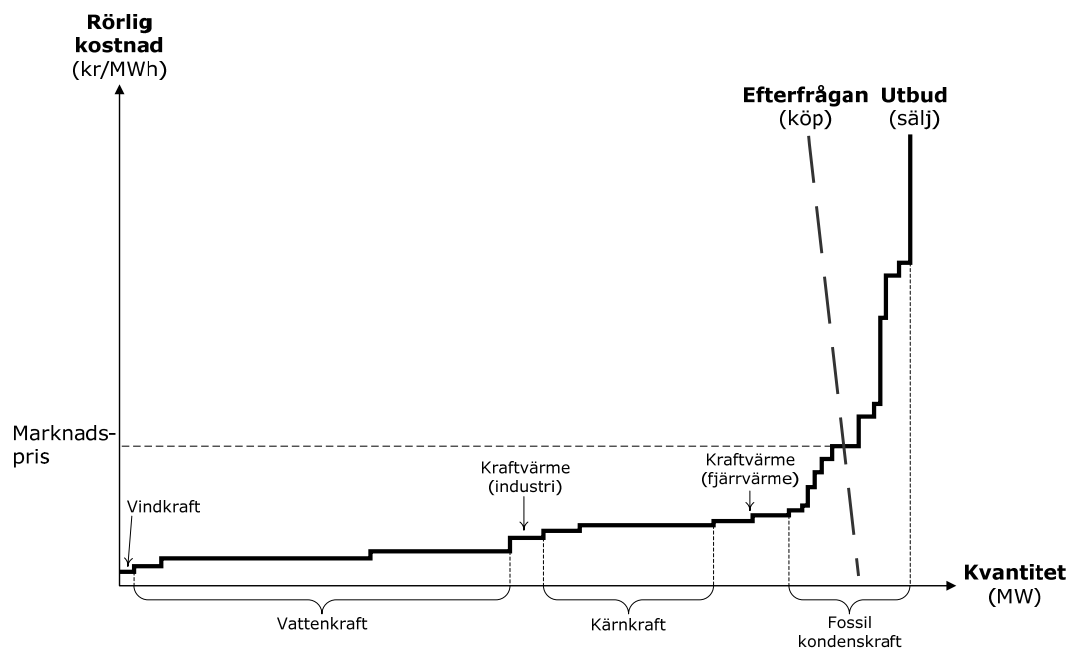
Värt att notera är att det grundläggande i denna diskussion inte är huruvida det finns olika alternativa prisbildningsmekanismer som praktiskt kan användas på den fria elmarknaden utan snarare om det är önskvärt med en återreglering av stora delar av elmarknaden. Det vill säga, huruvida prisbildningen på den fysiska elmarknaden bör vara fri eller, åtminstone delvis, reglerad. I detta avsnitt diskuteras de grundläggande principerna för prisbildningen på den del av den fysiska elmarknaden som omsätts via Nord Pool, främst Elspot, och indirekt även prisbildningen på reglermarknaden.⁵⁰

Principerna för prisbildning i den bilaterala handeln mellan aktörer eller på slutkundsmarknaden berörs inte i detta avsnitt. De priser som etableras i dessa handelsled påverkas, dock, starkt av det pris som etableras på Nord Pools fysiska marknad.

⁵⁰ Reglerkraftsmarknaden är realtidsmarknaden som de nordiska systemansvariga använder för att göra anpassningar av produktion och förbrukning för att bland annat upprätthålla balansen under den aktuella drifttimmen.

4.4.1 Prisbildningen på råkraftsmarknaden⁵¹

På Nord Pools spotmarknad bestäms elpriset timme för timme genom att respektive marknadsaktör i ett auktionsförfarande lämnar köp- eller säljbud till Nord Pool. Aktörerna kan lämna olika typer av bud varav den enklaste formen är prisoberoende köp eller försäljning av en viss volym el.⁵² Samtliga aktörers köpbud sammanställs i en köpkurva medan säljbuden sammanställs i en säljkurva. Figur 27 presenterar en möjlig säljkurva (utbud) respektive köpkurva (efterfrågan) på den nordiska råkraftsmarknaden.



Figur 27 Princip för prisbildningen på den nordiska råkraftsmarknaden

På Nord Pool rangordnas buden i kostnads- (sälj) respektive prisordning (köp) och spotpriset bestäms utifrån budet för den sista, marginella, produktionsenhet som behövs för att efterfrågan precis ska kunna mötas; så kallat marknadsklarerande pris (jämför figur 27).^{53, 54} Alla elproducenter (säljare) som bjudit in sin produktion till en kostnad som är lägre än detta marknadsklarerande pris får ett pris motsvarande det marginella budet. Samtliga elproducenter erhåller samma marknadsklarerande pris oavsett bud. Detta medför att all tillgänglig elproduktion konkurrerar på samma villkor och värderas lika, oavsett produktionsteknik. De

⁵¹ I detta avsnitt förs en grundläggande och förenklad diskussion kring principerna för och konsekvenserna av prisbildningen på den avreglerade råkraftsmarknaden. En utförlig diskussion om prisbildningen på en fri elmarknad återfinns i exempelvis EIA (1997).

⁵² Marknadsaktörerna kan även lämna prisberoende bud och så kallade blockbud.

⁵³ I extremfall kan det finnas situationer när efterfrågan överstiger den tillgängliga produktionskapaciteten på elmarknaden. Då kan inget marknadsklarerande pris etableras. I dessa situationer tillämpas kvotering på Nord Pool.

⁵⁴ En förenkling i den fortsatta genomgången är att det endast är producenter som agerar på säljsidan, det är dock möjligt för aktörer utan egen produktion att sälja el på Nord Pool. Detta förutsätter dock att de har avtal med en annan aktör om fysisk inmatning av el på elnätet.

elproducenter som har lämnat ett bud som överstiger det marknadsklarerande priset får å andra sidan inte sälja någon el. Genom att elproduktionen körs i kostnadsordning, från den produktionsenhet som har lägst marginalkostnad upp till marginalkostnaden för den sista produktionsenhet som behövs, möts efterfrågan vid varje givet tillfälle till lägsta möjliga kostnad. Det vill säga en kostnadseffektiv allokering av produktionsresurserna på elmarknaden.

Av exemplet i figur 27 framgår att för vissa produktionsanläggningar överstiger det elpris som elproducenten erhåller det bud som denne lämnat och därigenom den kostnad som budet baseras på, så kallat producentöverskott. Producentöverskott fyller ett antal principiella funktioner för elproducenterna, dock behöver begreppen intäkt respektive kostnad definieras före dessa funktioner kan närmare beröras.

Ett företags totala intäkter ges av marknadspriset multiplicerat med företagets elförsäljning. Företagets totala kostnader delas in i fasta respektive rörliga (drifts-) kostnader. De fasta kostnaderna har två huvudsakliga beståndsdelar; dels kapitalinvesteringar i produktionsanläggningar och utrustning, dels underhållskostnader. Fasta kostnader är följaktligen kostnader som uppstår vare sig anläggningen används eller inte; de är inte undvikbara. Rörliga kostnader innefattar de undvikbara kostnader som uppstår när produktionsanläggningen körs; kostnaden för att producera el.⁵⁵ Rörliga kostnader består av kostnader för insatsbränslen, i de fall dessa behövs, samt av driftsrelaterade lönekostnader. Ett företags ekonomiska vinst ges av skillnaden mellan företagets totala intäkt och företagets totala kostnad.

På elmarknaden varierar företagets rörliga (marginella) kostnad beroende på den typ av elproduktion det är fråga om. Exempelvis har vindkrafts- och vattenkraftsbaserad elproduktion relativt låga rörliga kostnader medan elproduktion baserat på fossila bränslen, som belastas med kostnader för insatsbränsle och utsläppsrätter, har en högre rörlig kostnad, se exempelvis figur 27. Värt att notera när det gäller vattenkraft är att den relevanta marginalkostnaden utgörs av alternativkostnaden av att använda vattenmagasinen idag istället för att vänta med att producera elen vid ett senare tillfälle, och inte exempelvis lönekostnader.⁵⁶ Enligt alternativkostnadsprincipen får också utsläppsrätter ett direkt genomslag på kostnaden för fossilbaserad elproduktion genom utsläppsrätternas alternativa marknadsvärde.

Elproducenterna har betydande incitament att utforma sina bud till elmarknaden i enlighet med sina marginella (alternativ-) kostnader eftersom de vet att om deras bud förkastas belastas de inte av undvikbara rörliga kostnader. Med ett

⁵⁵ På kort sikt utgörs ett företags marginalkostnad, kostnaden för att producera ytterligare en enhet, av rörlig kostnad (undvikbar kostnad). På lång sikt är även fasta kostnader undvikbara, därav utgörs den långsiktiga marginalkostnaden av ett företags totala kostnader.

⁵⁶ Alternativkostnaden definieras således som den implicita kostnaden för elproducenten av att realisera sitt "vattenvärde".

marknadsklarerande pris som överstiger elproducentens bud, producentöverskott, finns också en möjlighet för producenten att få täckning för fasta kostnader (knapphetsränta) samt, om de totala intäkterna överstiger de totala kostnaderna, att göra en ekonomisk vinst (ekonomisk ränta).⁵⁷

Producentöverskottet varierar med efterfrågenivån på elmarknaden och eventuella ekonomiska vinster kompenserar elföretagen för fasta kostnader i produktionsanläggningar med relativt höga marginalkostnader. Till exempel topplastkapacitet som endast producerar el när efterfrågan på el är mycket hög.⁵⁸ Producentöverskottet ger också signaler till såväl befintliga som presumtiva elmarknadsaktörer om huruvida ny produktionskapacitet bör tillföras marknaden. Detta utifrån bedömningar om den långsiktiga elprisnivån är tillräcklig för att motivera investeringar i ny elproduktion. Det vill säga om knapphetsräntan förväntas ge täckning även för de fasta kostnaderna. Med andra ord signalerar stigande elpriser en tilltagande knapphet på elproduktionsresurser och när priset når en nivå som gör investeringar lönsamma kommer ny produktionskapacitet att tillföras marknaden.⁵⁹

Positiva ekonomiska vinster ger förutsättningar för befintliga elproducenter att hantera de ekonomiska risker ett beslut att investera i ny elproduktionskapacitet medför. Förekomsten av positiva ekonomiska vinster är i sig en signal för nya aktörer att etablera sig på marknaden och ger också incitament för befintlig produktion att sänka sina produktionskostnader genom exempelvis teknisk utveckling. Producentöverskott verkar sålunda innovationsdrivande.

På lång sikt tenderar positiva ekonomiska vinster att, på en marknad med institutionella förhållanden som stödjer detta, ätas upp genom att nya aktörer och/eller ny produktionskapacitet tillkommer på marknaden. Ju snabbare investeringar kan komma till stånd, desto lägre blir de totala kostnaderna för kundkollektivet.

Med bestående eller ökande ekonomiska vinster tilltar intresset från och trycket på staten att intervensera på elmarknaden för att låta samhället ta del av dessa vinster. Detta är något som exemplifieras av diskussionen om de så kallade windfall profits som realiserats för lågkostnadsproducenter i och med införandet av utsläppshandelssystemet med dess påverkan på det marknadsklarerande elpriset, se exempelvis Grill (2005).⁶⁰

⁵⁷ Ekonomisk vinst är inte detsamma som en bokföringsmässig vinst. En ekonomisk vinst kan exempelvis vara negativ; de totala kostnaderna överstiger de totala intäkterna.

⁵⁸ Detta motsvaras av en situation där efterfrågan rör sig parallellt åt höger i figur 27.

⁵⁹ Möjligheterna till att investera i ny elproduktion begränsas i praktiken ofta av planerings- och tillståndprocesser samt av begränsningar vad avser elproduktionsalternativ.

⁶⁰ En windfall profit, eller fritt översatt ”fallfruktsvinst”, är en oförutsedd ekonomisk vinst som uppstår utom vinstmottagarens kontroll. Förekomsten av windfall profits påverkar inte marknadens kostnadseffektivitet utan är uteslutande ett förmögenhetsfördelningsproblem.

Att praktiskt utforma en policy som enbart fångar ekonomisk ränta och inte påverkar knapphetsräntan är dock relativt svårt (Came och Dupuy, 2005). Statliga interventioner som syftar till att komma åt ekonomiska vinster, exempelvis genom någon form av skatt, riskerar verka dämpande på såväl incitamenten till nyinvesteringar som på innovationsviljan och, därigenom, på längre sikt förorsaka ökade kostnader för elanvändarna genom att verka undanträngande på investeringar i ny kapacitet eller andra kostnadssänkande åtgärder. En ytterligare invändning mot statlig intervention i detta syfte är att ekonomiska vinster normalt slussas tillbaka till samhället i form av nyinvesteringar och/eller genom utdelning till bolagets ägare.⁶¹

Elmarknaden kännetecknas vidare av volatila priser med tillfälliga och plötsliga prisnivåfluktuationer. Detta kan exempelvis hänföras till situationer då efterfrågan på elmarknaden är mycket hög och högkostnadsproduktion blir prissättande på elmarknaden.⁶² Prisvolatiliteten på elmarknaden spelar därigenom en roll för att täcka kostnaderna för elproduktionskapacitet som används relativt sällan, så som till exempel topplastkapacitet. Att priserna på elmarknaden generellt sett är volatila beror på att el som produceras och matats ut på nätet inte är möjlig att lagra, på att efterfrågan på el är relativt prisokänslig,⁶³ åtminstone på kort sikt, samt på att även utbudet är relativt prisokänsligt på kort sikt när efterfrågan är hög.

Ovanstående resonemang gäller under förutsättning att elmarknaden fungerar väl och prisspikarna kan sägas representera effektiva (korrekta) knapphetssignaler. Om konkurrensen på elmarknaden sätts ur spel till följd av någon form av störning kan det bli möjligt för någon aktör att agera som en monopolist och utöva marknads-makt. Detta genom att manipulera marknadspriset till en nivå som överstiger marginalkostnaden och därigenom göra en monopolvinst. Detta skulle exempelvis kunna inträffa genom att prisspikar på elmarknaden förstärks i situationer med hög efterfrågenivå eller med begränsad överföringskapacitet genom att undanhålla produktionskapacitet. Monopolvinster är ett uttryck för ineffektivitet och skadar slutanvändarna genom att utsätta dessa för (onödigt) höga kostnader. Möjligheten till att på detta sätt utöva marknads-makt på elmarknaden begränsas främst genom att säkerställa tillräcklig överföringskapacitet, förenkla för nya aktörer eller ny kapacitet att komma in på marknaden och stimulera slutanvändarnas möjligheter till att anpassa efterfrågan i topplastsituationer (se exempelvis Newberry, 2002).

⁶¹ Det är vanligt förekommande att staten själv förfogar över ägarandelar i elproduktionsbolag.

⁶² Plötsliga prisspikar kan även uppstå i situationer då lågkostnadsproduktion bortfaller på grund av driftsstörningar, till följd av överföringsbegränsningar eller störningar i stamnätet eller som ett resultat av att produktionsanläggningar eller överföringskapacitet stängs ner för underhåll.

⁶³ Efterfrågan på el är prisokänslig (prisoelastisk). Detta kan härledas till det sätt på vilket en stor andel av elanvändarna köper el; många elkunder köper el till kontrakt som är bundna under längre tidsperioder och som bygger på prisgenomsnitt under längre perioder (från månadsmedel upp till flertalet år) medan det faktiska marknadspriset kan variera avsevärt på timbasis. Dessutom är elanvändarnas tillgång till egentliga substitut till el i många fall ytterst begränsade, exempelvis vad avser behovet av hushållsel.

4.4.2 Alternativa prisbestämningsmekanismer

I detta avsnitt diskuteras två alternativa prisbestämningsmekanismer som har diskuterats i litteraturen och praktiskt används på elmarknader runt om i världen. Den första av dessa är den form av diskriminerande marginalkostnadsprissättning ("pay-as-bid") som infördes i Storbritannien 2001 enligt de så kallade New Electricity Trading Arrangements (Ofgem, 2000) och som föreslagits för den fysiska elmarknaden i Kalifornien (Kahn m fl, 2001). I praktiken är detta också den prisbildningsmekanism som används på såväl Nord Pools justeringsmarknad Elbas som på den finansiella elmarknaden. Den andra "mekanismen" omfattar de olika modeller av reglerad prisbildning som använts alternativt kan tänkas användas på icke-avreglerade elmarknader, exempelvis det tidigare nämnda förslaget om genomsnittskostnadsprissättning. Även ett införande av diskriminerande prisbildning på råkraft- respektive reglermarknaden kan kräva någon form av reglering eftersom detta inte är den naturliga prisbestämningsmekanismen på dessa marknader.

Pay-As-Bid

Med en diskriminerande prisbildning där respektive elproducent får sitt bud i stället för det marginella budet (enhetlig prissättning) är tanken att produktionsöverskott inte ska uppstå med lägre genomsnittlig prisnivå som följd. Detta förutsätter dock att prisbildningen i övrigt inte påverkas eller mer precist att de bud som lämnas till spotmarknaden med en diskriminerande prisbildning inte förändras jämfört med de bud som lämnas när prisbildningen är enhetlig.

Kahn m fl (2001) diskuterar komplexiteten med att förändra prisbildningen till en "pay-as-bid" utformning och pekar på ett antal möjliga problem. Eftersom elproducenten om denne bjuder sin marginalkostnad endast får täckning för sina undvikbara rörliga kostnader leder diskriminerande prisbildning sannolikt till ett förändrat budbeteende där denne i stället lägger sitt bud i enlighet med vad denne tror att det marknadsklarande priset blir. Diskriminerande prisbildning riskerar därigenom att leda till en situation där efterfrågan inte möts till lägsta möjliga kostnad genom att respektive elproducent stimuleras att frångå sin marginalkostnad när denne lägger sitt bud. I praktisk tillämpning visar det sig också att pay-as-bid prisbildning tenderar att leda till ungefär samma genomsnittliga prisnivå som marginalkostnadsprissättning, men på ett mindre kostnadseffektivt sätt (Came och Dupuy, 2005).

Återreglerad prissättning

Även de argument som framförts för en reglerad prissättning på råkraftsmarknaden tar sin utgångspunkt i producentöverskotten för elproduktion med låg marginalkostnad (ÅF, 2004). Genomsnittskostnadsprissättning, det vill säga att producenternas genomsnittliga produktionskostnad bestämmer slutkundspriset är ett av de förslag som diskuterats.

Problemen med en återreglerad prissättning innefattar ett elpris som inte ger nödvändiga förutsättningar för kostnadseffektivitet i elproduktionssystemet och

som inte ger signaler om önskvärt beteende vare sig på elmarknadens produktions- eller konsumtionssida. Reglerad prissättning ger vidare inte nödvändigtvis upphov till lägre elpriser samt skapar behov av planekonomiska inslag för att tillförsäkra att tillräcklig elproduktionskapacitet upprätthålls, exempelvis genom att uppställa kapacitetskrav i elförsäljningsledet (Bergman, 2005). Erfarenheter från det svenska elproduktionssystemet före avregleringen visar även att reglering tenderar att ge upphov till överkapacitet.

En återreglering av prisbildningen på elmarknaden, exempelvis genom att införa genomsnittspriser, vore sannolikt djupt olycklig. För att konkludera diskussionen citeras här en intervju med Richard Green (Vattenfall, 2004, s. 17):

”Det är ett allmänt missförstånd att priserna ska återspegla genomsnittskostnaderna. Genomsnittskostnaderna är lägre än marginalkostnaderna, och skulle stimulera till ökad konsumtion. Kostnaden för den ökningen skulle då inte täckas av elpriset. I princip skulle det leda till en situation där samhället måste göra besparingar inom andra områden för att betala för de delar av elproduktionen som inte kan täcka sina kostnader. Jag tror inte att någon tycker att resurserna används optimalt om man subventionerar ökad elkonsumtion genom att spara in på t ex utbildning och hälsovård.”

4.4.3 Kommentar till diskussionen i media

Fredriksson (2006)

Roger Fredriksson anser att utvecklingen av elpriset efter avregleringen kan delas in i fyra faser: (1) oskäligen inträdesbiljett, (2) ocker med tillsvidarepris, (3) torrårsbluffen samt (4) utsläppsvalsen. Av dessa är punkt (3) respektive (4) av särskild relevans för diskussionen här.

I sin diskussion kring prisbildningen på råkraftsmarknaden under torråret 2003 framhåller Fredriksson följande (s. 11):

”Det är pedagogiskt enkelt att skylla på ökade kostnader men den verkliga förklaringen är uppenbart ökade vinster för kraftproducenterna. Vinstökning samtidigt som kostnaderna ökar är inte möjligt på en väl fungerande marknad – då skulle säljarna få lov att ta en del av förlusten, åtminstone på kort sikt.”

Som diskuterats ovan prissätts all el på råkraftsmarknaden utifrån den rörliga kostnaden (den marginella alternativkostnaden) för den sista elproduktionsenhet som måste köras för att möta efterfrågan vid varje given tidpunkt. Under ett torrår minskar den tillgängliga kapaciteten i vattenkraftsanläggningar som utgör ett elproduktionsalternativ med förhållandevis låga marginalkostnader. Under ett torrår höjs vattenvärdet i vattenmagasinen och därigenom alternativkostnaden för att producera el vid ett givet tillfälle. Allt annat lika medför detta att en given efterfrågenivå under ett torrår uppnås till en högre kostnad (med ett dyrare produktionsalternativ) än under ett normalår. Därav är det fullt möjligt att

vinsterna ökar samtidigt som produktionskostnaderna ökar; det beror helt enkelt på huruvida den relativa pris-kostnadsökningen är av tillräcklig magnitud.

Fredriksson finner vidare när det gäller utsläppshandelns påverkan på elpriset att (s. 12):

”Ökade vinster – inte utsläppshandel – förklarar prisuppgång på el under 2005. Inköp av extra utsläppsrätter ökar kostnaderna år 2005 med mindre än ett tiondels öre per kWh.”

Utsläppsrätterna prissätts, oavsett hur de tilldelats eller införskaffats, utifrån rätternas alternativa marknadsvärde. Därigenom får samtliga utsläppsrätter en given elproduktionsanläggning behöver för att täcka sina utsläpp ett genomsnitt på anläggningens marginella alternativkostnad som motsvarar utsläppsrätternas marknadsvärde.⁶⁴

Utsläppsrätterna påverkar också elproducenternas redovisning. Oavsett hur utsläppsrätterna tillfallit respektive företag redovisas de som en tillgång i företagets balansräkning. Att använda utsläppsrätter för att täcka koldioxidbehovet medför därigenom även en bokföringsmässig kostnad.⁶⁵

De vinster som utsläppshandeln har medfört för koldioxidneutral elproduktion med relativt låga marginalkostnader är som berörts ovan att betrakta som windfall profits. Det vill säga ett resultat av politiska beslut utanför respektive elproducents kontroll. Att öka konkurrenskraften för koldioxidneutral elproduktion är även den huvudsakliga intentionen med utsläppshandelssystemet; genom att prissätta den negativa miljöeffekt (externalitet) som koldioxidutsläpp medför höjs marginalkostnaden för fossilbaserad elproduktion. Därigenom skapas incitament till att investera i ny koldioxidneutral elproduktion som inte annars skulle vara konkurrenskraftig, så som exempelvis vindkraft.

Grill (2005)

I ett debattinlägg i Dagens Industri argumenterar Magnus Grill för ett tvåprissystem på råkraftsmarknaden med separata marknader för energi och effekt detta med utgångspunkt i att reella produktionskostnader i dagsläget inte spelar en tillräcklig roll. Grills förslag om en separat marknad för energi respektive effekt är inte vidare utvecklat och motiverat men förtjänar dock att kort kommenteras.

På en fri råkraftsmarknad signalerar elpriset både elenergisituationen och eleffektsituationen. Elenergitillgången uttrycks på elmarknaden genom den genomsnittliga prisnivån. En bestående prisuppgång signalerar bland annat att

⁶⁴ Denna ökade marginalkostnad får konsekvenser i form av ökade kostnader även för slutanvändarna av el om det är just fossilbaserad elproduktion som är prissättande på råkraftsmarknaden.

⁶⁵ Utsläppsrätter som erhålls, eller förvärvas, från respektive lands myndighet, till ett lägre värde än det verkliga värdet redovisas vid anskaffningstidpunkten till verkligt värde som ett statligt bidrag och som varulagertillgång i balansräkningen (Vattenfall, 2006).

elenergibalansen försämrats. Medan eleffektsituationen uttrycks genom den kortsiktiga prisnivån; är effekttillgången god är elpriset lågt och vice versa. Detta är centrala signaler som behövs för att säkerställa elmarknadens funktionalitet. Det är önskvärt att elpriset uttrycker båda dessa signaler både vad avser behovet av ny produktionskapacitet för att säkra elenergitillgången respektive eleffekttillgången. Ur elanvändningsperspektiv är det också centralt att elpriset tillåts få genomslag och signalera elenergitillgången och på lång sikt medverka till att konsumtionsmönstret anpassar sig. Ur eleffektsynpunkt diskuteras ofta behovet av en kortsiktigt mer flexibel (mer priskänslig) efterfrågesida som ett komplement eller alternativ till relativt kostsam toppplastkapacitet, se exempelvis Energimyndigheten (2006). Det är därigenom oklart vad behovet av separata energi- respektive effektmarknader egentligen är. På en väl fungerande elmarknad ger elpriset önskvärda och effektiva signaler i detta avseende.

Grill lanserar även ett alternativt förslag; nämligen att se över systemet med utsläppsrätter så att det inte påverkar Nord Pools marginalpriser. Utsläppshandelssystemet syftar som diskuterats tidigare till att göra fossilbaserad (koldioxidintensiv) elproduktion mindre attraktiv och koldioxidneutral elproduktion mer attraktiv, detta genom att prissätta den negativa externalitet som koldioxidutsläpp medför. Systemet leder därmed till en högre marginalkostnad för fossil elproduktion och om denna elproduktion är prissättande på råkraftsmarknaden till ett högre elpris. Att utforma ett alternativt styrmedel för att hantera utsläppsproblematiken som inte påverkar kostnaden för koldioxidintensiv elproduktion går därigenom stick i stäv med utsläppshandelssystemets mål; nämligen att stimulera till investeringar i koldioxidneutral elproduktion.

4.5 Sammanfattande bedömning

Den förbättrade hydrologiska situationen som rådde 2005 jämfört med 2004 borde, allt annat lika, ha inneburit lägre spotpriser, relativt föregående år. Under 2005 har emellertid andra prispåverkande faktorer haft en motsatt effekt på spotpriset. Handelsutbytet mellan Norden och kontinenten påverkas av prisdifferensen mellan Norden och kontinenten. Stängningen av Barsebäck 2 innebar att billig produktionskapacitet motsvarande 600 MW togs bort från systemet. Numera täcks en förbrukning motsvarande produktionskapaciteten i Barsebäck av produktionsteknologier som i de allra flesta fall har en högre marginalkostnad för produktion än kärnkraften. Effekten på elpriset av den bättre tillgången på vatten bör dock ha mildrat effekten på prisnivån av stängningen av Barsebäck 2. Den främsta faktorn bakom skillnaden i prisnivå mellan 2004 och 2005 är EU:s införande av handel med utsläppsrätter. Högre priser på olja och naturgas är den därefter mest betydelsefulla faktorn.

Med avseende på prisbildningen på råkraftsmarknaden finner Energimarknadsinspektionen att dagens fria marknadsprisbildning som baseras på marginalkostnadsprissättning besitter alla de egenskaper som är önskvärda för att en väl fungerande elmarknad ska kunna uppnås. Detta givet att konkurrensen på marknaden upprätthålls och främjas. På en väl fungerande konkurrensutsatt

elmarknad, där produktionsanläggningar bjuds in till sin marginalkostnad till en marknadsplats där det marknadsklaramande priset (och kvantiteten) bestäms utifrån det marginella budet, kommer marknadens behov av el att tillförsäkras till lägsta möjliga kostnad och priset kommer att ge effektiva (korrekta) signaler för samtliga produktions-, konsumtions- respektive investeringsbeslut.

5 Konkurrensen på råkraftsmarknaden

I följande avsnitt analyseras konkurrensförhållandena och effektiviteten i prisbildningen på Nord Pools marknader. Ett teoretiskt underlag för konkurrens och marknadseffektivitet relaterat till detta avsnitt återfinns i bilaga 2.

Redan i delbetänkandet från Energikommissionen betonades vikten av en omfattande utrikeshandel (SOU 1995:14). Det poängterades att genom att sammankoppla de nationella elsystemen kan stordriftsfördelar uppnås och behovet av reservkapacitet minskas. Vidare kan skillnaderna i produktionskostnader mellan de nordiska länderna utnyttjas. Energikommissionen skriver:

”I ett större sammankopplat elsystem kan de billigaste produktionsanläggningarna utnyttjas i första hand. Det sänker kostnaderna och elpriserna, som också tenderar att utjämnas mellan länderna vid en öppen handel. Detta bidrar till att hålla prisfluktuationerna på en lägre nivå.”

Beträffande konkurrensen finner Energikommissionen att:

”den ökade konkurrensen på en integrerad marknad minskar också riskerna för en alltför stark marknadsdominans på de nationella elmarknaderna. Det samlade behovet av ny produktionskapacitet kommer att bli lägre och utbyggnaden kommer att ske där den är mest kostnadseffektiv.”

5.1 Information

För att tillfredsställande konkurrens och effektivitet ska kunna uppnås krävs att information till marknadens aktörer är transparent och trovärdig samt att det inte förekommer avgörande informationsasymmetrier. Marknadens aktörer rapporterar löpande marknadsinformation till Nord Pool som förmedlar informationen genom sin hemsida som är öppen för samtliga intressenter. Detta beror på att det i Nord Pools regelverk både på den fysiska och finansiella (inklusive bilateral clearing) marknaden ställs krav på vilken typ av information som ska offentliggöras av aktörerna på Nord Pool och inom vilken tidsrymd det ska ske.⁶⁶ Kravet på informationshanteringen skiljer sig mellan de europeiska börserna, där Nord Pool är de enda som tydligt förbjuder handel innan relevant information har rapporterats till marknaden. Nord Pool har också en stor erfarenhet av att upprätthålla de regler som finns på marknaden.

⁶⁶ För mer detaljer om regelverket kring informationskrav se ”Rulebook for physical trade: Enclosure 6- Rules and disclosure of information” på www.nordpool.com, se även ”Market conduct rules”.

Under 2005 så utgjordes den totala mängden av elektricitet som producerades i Norden av cirka 23 procent kärnkraft och cirka 56 procent vattenkraft. Information om hur dessa kraftslag kan tänkas producera vid en given tidpunkt och hur länge är väsentlig för bedömningar av prisnivåer på såväl spotmarknaden som terminsmarknaden. Varje onsdag klockan 13 uppdateras information om mängden vatten i de nordiska vattenmagasinen. Information om vattentillgången i reglermagasinen lämnas således samtidigt till samtliga intressenter på den nordiska elmarknaden. Varje dag inför spothandeln tillkännages den överföringskapacitet som är tillgänglig för handel mellan områden på spotmarknaden. Denna information tillkännages på Nord Pools hemsida och når således samtliga intressenter samtidigt. Informationen ger marknadens aktörer möjlighet att forma sina förväntningar om morgondagens priser och flöden på spotmarknaden. Systempriset är referenspriset för de finansiella kontrakten som handlas och clearas på Nord Pool. Det är centralt att aktörer som har tillgång till prispåverkande information som exempelvis planerade produktionsavställningar informerar om dessa.

För att upprätthålla förtroendet för elmarknaden är det centralt att marknadens aktörer följer det regelverk som finns om rapportering av marknadspåverkande information. För att säkerställa att marknadens aktörer efterlever regelverket har Nord Pools börsövervakning ansvar att följa upp lämnade meddelanden, granska budgivning etcetera.

Nord Pools börsövervakning

Den marknadsövervakning som i praktiken sker på Nord Pool kan delas in i fyra områden:⁶⁷

- Rapporteringsplikt (finansiell marknad)
- Informationsplikt (fysisk och finansiell marknad)
- Insiderinformation (fysisk och finansiell marknad)
- Prismanipulation (fysisk och finansiell marknad, var och en för sig eller i kombination)

Nord Pool granskar att informationen som inkommer är rapporterad enligt det regelverk som finns. Rapporteringsplikten gäller även för finansiella kontrakt som handlas bilateralt och clearas in till Nord Pool. Affärer ska inom 15 minuter rapporteras och godkännas av parterna/mäklaren via applikationen CDA⁶⁸ samt komma till övriga aktörers kännedom. Även information om kontraktstyp, handelstidpunkt, pris och volym måste ingå i rapporteringen. Informationsplikten gäller för information som kan förväntas få väsentlig påverkan på prisbildningen. Planerade avställningar av produktion, överföring eller förbrukning på över 200 MW under någon tidpunkt kommande sex veckor samt över 400 MW under någon tidpunkt de tre kommande åren måste rapporteras. Bortfall eller fel på

⁶⁷ Avsnittet baseras på presentationsmaterial från Nord Pool (Sven Per Lönne), Regulatormöte 27 maj 2005.

⁶⁸ De affärer som görs direkt på Nord Pool använder en applikation som heter "Power-click".

anläggningar över 200 MW måste rapporteras snarast eller senast 60 minuter efter det att händelsen har inträffat. En aktör som innehar icke offentlig kurspåverkande information, det vill säga insiderinformation, får inte registrera order eller utföra börshandel. Detta kontrolleras av Nord Pool via handelsaktiviteten för aktörer som har offentliggjort priskänslig information (då tiden mellan informationen blev känd internt och blev publicerad på Nord Pool). När det gäller prismanipulation så får aktörer inte ge vilseledande information, ingå i fiktiva avtal, eller medverka till att priser som veterligen avviker från gällande marknadspris registreras och leder till att priserna påverkas i någon riktning. Detta kontrollerar Nord Pool genom att övervaka aktörernas budgivning och handel över tiden för att upptäcka eventuella mönster för enskilda aktörer eller mellan aktörer.

Nord Pool lämnar regelbundet så kallade *market surveillance reports*. Exempel på situationer där Nord Pool har reagerat och publicerat sina slutsatser är vecka 18, 2000. Nord Pool undersökte budgivningen från Vattenfall och Sydkraft Energy Trading eftersom budgivningen inte innehöll bud om uppregleringar av nedreglerad kärnkraft trots att det genomsnittliga priset i Sverige var betydligt över kärnkraftens marginalkostnad.⁶⁹ Nord Pool påpekade att de berörda företagen inte brutit mot Nord Pools regler för informationsgivning och inte heller Nord Pools avtalsverk för fysisk handel men Nord Pool tolkade situationen som att bolagen utövat marknadsmakt, det vill säga att företagen bedömt att prishöjningen till följd av utebliven produktion mer än väl motiverade bortfallet av de inkomster som skulle kunna ha erhållits vid en ökad produktion. Nord Pool skulle därför se över det existerande regelverket och inleda ett arbete kring etiska riktlinjer. Ett nytt regelverk inkluderande etiska riktlinjer för aktörerna trädde i kraft 2002.

Nord Pools marknadsövervakning meddelade under 2003 norska Kredittilsynet om ett fall av eventuell prismanipulation. Incidenten gällde eventuell manipulation av ett terminskontrakt under den dag i december 2002 när inlösen av optioner avseende terminskontraktet skulle ske.⁷⁰ Nord Pool bedömde inte att händelsen hade några märkbara konsekvenser för slutkundernas elpris. Kredittilsynet överlämnade efter granskning ärendet till Økokrim i Norge men Økokrim valde att av resursskäl inte gå vidare med ärendet.

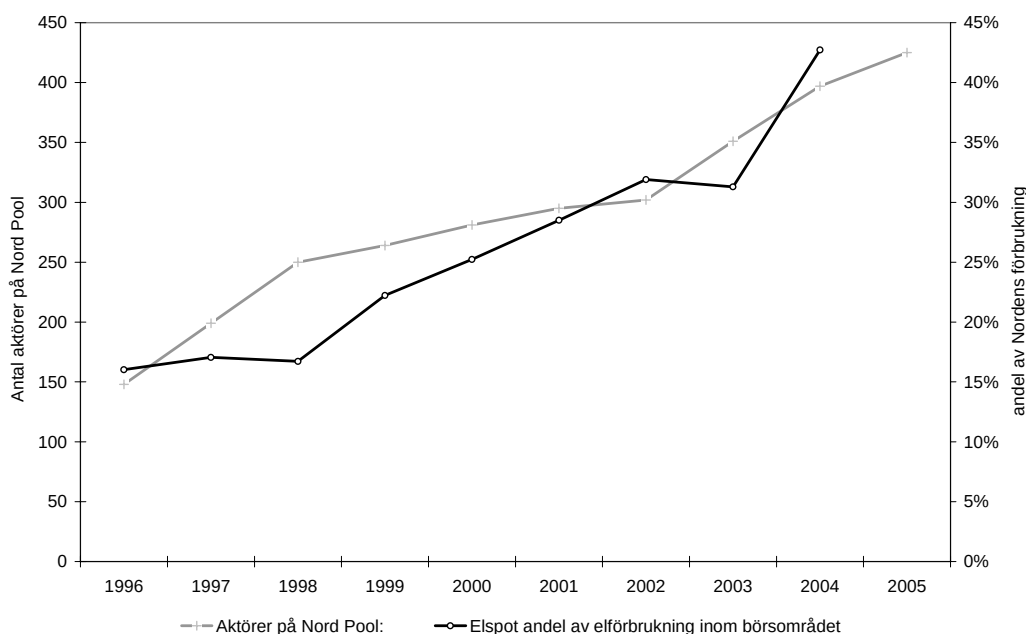
5.2 Effektivitet på spotmarknaden

För en effektiv marknad krävs en tillräcklig likviditet. I figur 28 visas utvecklingen av spotmarknadens andel av börsområdets konsumtion, samt antalet medlemmar på Nord Pool.⁷¹

⁶⁹ För mer information se "Aktörsinformation nr 29", 2000 från Nord Pool.

⁷⁰ Se Exchange information nr 20, den 30 mars 2004 och Kredittilsynets pressmeddelande nr 12/2004.

⁷¹ Under 1996 och 1997 bestod Elspot av Sverige och Norge. Finland tillkom 1998, Jylland 1 juli 1999 och Själland från och med 2000, sedan 4 oktober 2005 ingår ett nordtyskt område, Kontek, på spotmarknaden.



Figur 28 Utveckling av antal aktörer på Nord Pool och spotmarknadens andel av börsområdets förbrukning

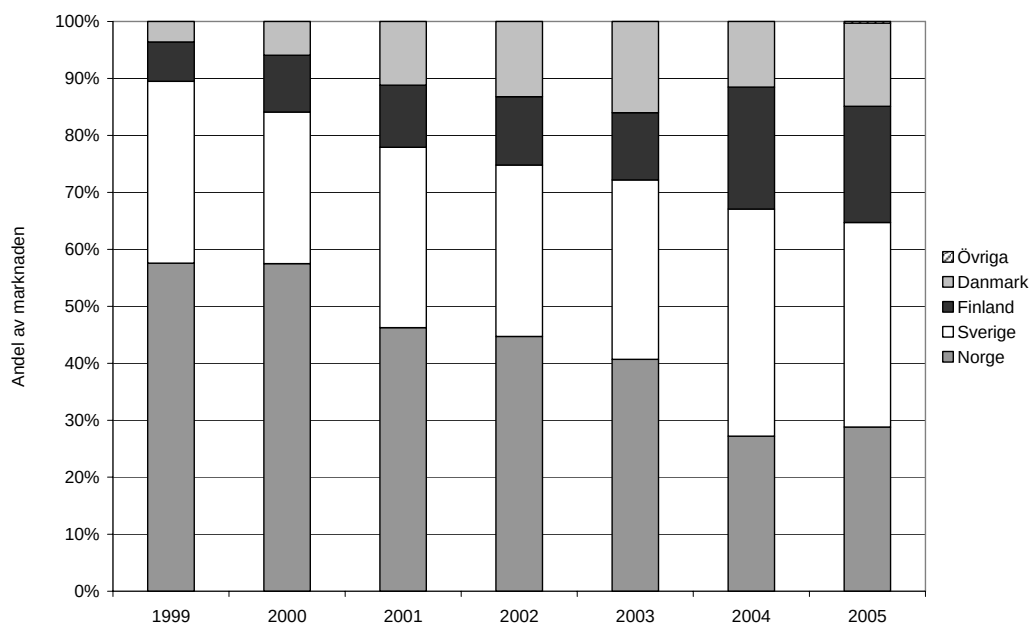
Källor: Nord Pool och Nordel

Såväl antalet aktörer som andelen av förbrukningen som omsatts på Nord Pool har haft en tydligt uppåtgående trend efter elmarknadsreformen. Ett ökande antal aktörer och en allt större andel av konsumtionen indikerar att marknadens förtroende för börsen och dess prisbildning är högt.

Ökningen av antalet aktörer under åren före 2000 förklaras av att elbörsområdet successivt utökades. 1996 bestod börsområdet av Norge och Sverige. Finland tillkom 1998 och de två danska systemen på Jylland och Själland under 1999 och 2000. Totalt finns i nuläget (februari 2006) cirka 340 aktörer på spotmarknaden. Antalet svenska aktörer på spotmarknaden är cirka 100 stycken. Figur 29 visar fördelningen av elspothandeln per land.

Den markanta ökningen av elspots andel av förbrukningen mellan 2003 och 2004 förklaras enligt Nord Pool med att antalet aktörer ökat samt att en reducerad avgift för så kallad bruttobudgivning introducerades.⁷² En ökad bruttobudgivning förväntas bidra till förbättrad effektivitet genom en ökad genomlysning av marknadens prisbildning, men ger ingen direkt effekt på prisbildningen eftersom produktion och förbrukning tillkommer i motsvarande grad.

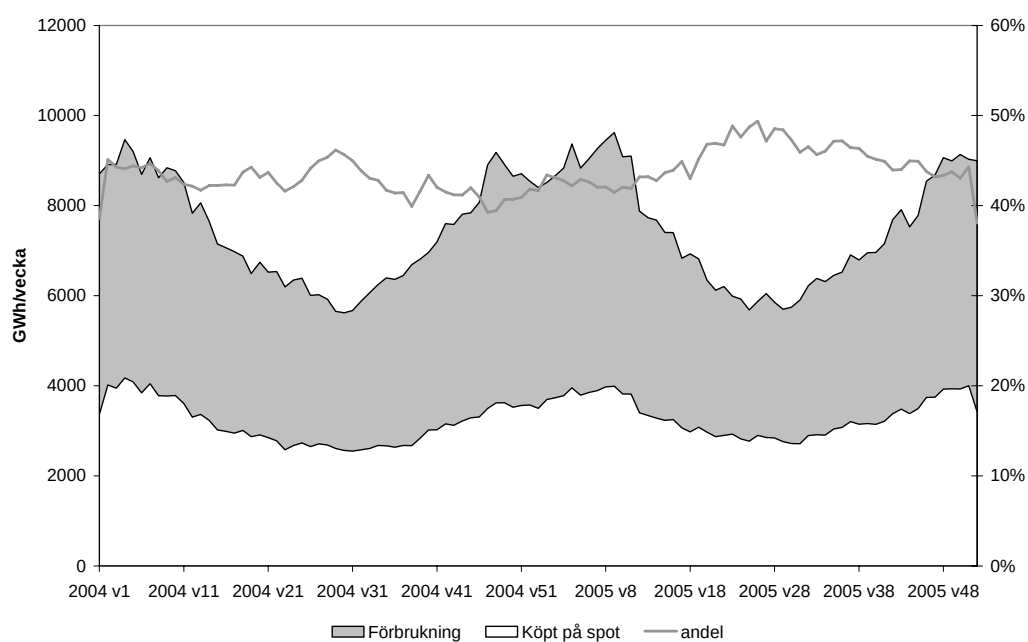
⁷² Med bruttobudgivning menas att företaget säljer all sin produktion och köper all sin förbrukning via spotmarknaden. Motsvarigheten, nettobudgivning, innebär att aktören endast hanterar överskjutande produktion/förbrukning, det vill säga nettot av egen förbrukning minus produktion bjuds in på Elspot.



Figur 29 Andel av omsättningen på Elspot per land

Källa: Nord Pool

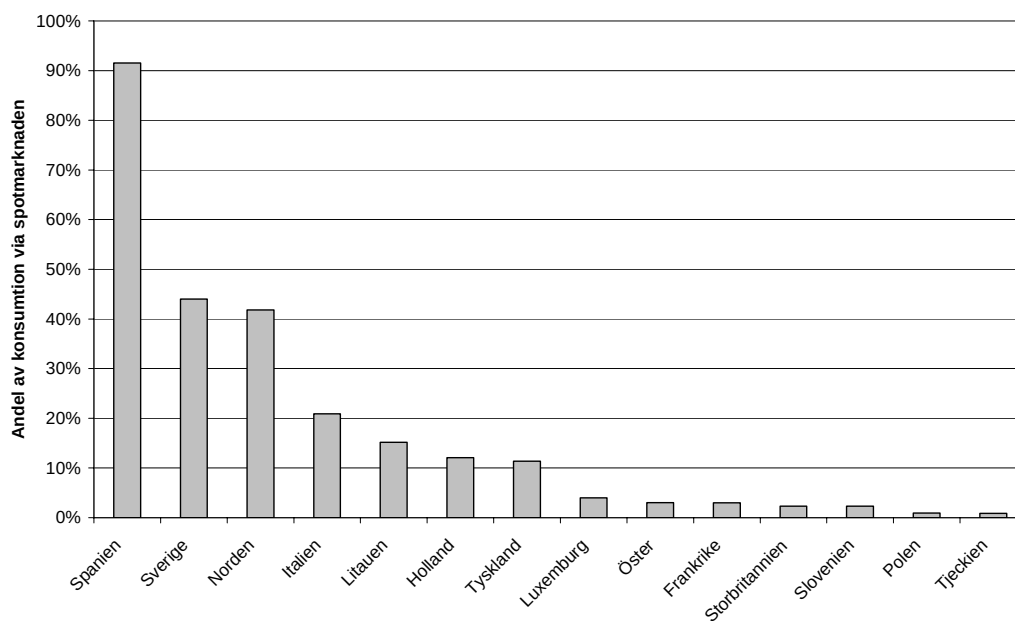
Under 2004 fördelades handeln på spotmarknaden efter land som följer: 39,9 procent svenska aktörer, 27,2 procent norska aktörer, 21,4 procent finska aktörer och 11,5 procent danska aktörer. I figur 30 visas likviditeten på spotmarknaden vecka för vecka under 2004 och 2005. På den vänstra y-axeln visas Nordisk elförbrukning jämfört med hur mycket som köpts på Elspot uttryckt i GWh per vecka. På den högra y-axeln framgår hur stor andel av förbrukningen som omsatts på Elspot. Under den studerade perioden ligger spothandelns andel av nordisk förbrukning mellan 40 och 45 procent. Andelen som omsätts via Elspot är relativt jämnt fördelad mellan vinter och sommar.



Figur 30 Andel av Nordens elförbrukning som köptes på Elspot per vecka under 2004 och 2005

Källa: Nord Pool

I figur 31 visas en europeisk jämförelse över hur stor andel av elkonsumtionen som omsätts på spotmarknaden i sammanlagt 15 länder.



Figur 31 Andel av konsumtionen som omsätts på spotmarknaden

Källa: ERGEG

Den spanska börsern OMEL har en andel på drygt 90 procent av landets elkonsument. Förklaringen återfinns i regelsystemet som skapar starka incitament för handel via spotmarknaden eftersom spanska producenter kan få en kapacitetsersättning när kraft bjuds in på spotmarknaden. Efter Spanien kommer Nord Pool. Notera att svenska aktörers andel av svensk förbrukning är något högre än motsvarande uppgift för Nord Pool-området sammantaget. I jämförelse med övriga spotmarknader är Nord Pools andel av underliggande konsumtion hög.

I tabell 13 jämförs antalet medlemmar (totalt) på Nord Pool, omsättning i TWh, genomsnittliga handelsavgift för spothandel, samt andel av respektive börsområdes konsumtion under 2004.

Tabell 13 Nord Pool i en europeisk jämförelse

Namn	Antal medlemmar	Omsättning Spot (TWh) År 2004	Omsättning Spot (TWh) År 2001	Andel av total förbrukning 2004	Handelsavgift (genomsnitt) SEK/MWh
Nord Pool	397	167	98,5	41,8%	0,28
EEX (Tyskland)	123	59	13,7	11,2%	0,36
APX (Holland)	38	14,3	8,2	12,9%	0,73
Powernext (Frankrike)	49	14,2	0,02	3,0%	1,28

Källor: Nord Pool och European Regulators Group for Electricity and Gas (ERGEG)

Bland de jämförda börserna har Nord Pool lägst handelsavgift, det flesta antalet aktörer, samt den högsta andelen av total konsumtion. En genomgång av elbörsernas andel i 13 europeiska länder visar en genomsnittlig andel av konsumtionen på 16 procent. Nord Pools handelsavgift för spothandel sänktes i juli 2001 från 0,30 NOK per MWh (motsvarande 0,34 SEK) till dagens nivå på 0,25 NOK (0,29 SEK). Från och med 2006 är avgiften 0,03 EUR per MWh (0,28 SEK).

5.3 Effektivitet på den finansiella marknaden

I det här avsnittet redovisas en bedömning av effektiviteten på Nord Pools finansiella marknad. Deng (2005) har visat det problematiskt att tillämpa den så kallade effektiva marknadshypotesen på den nordiska elmarknaden.^{73,74} Bedömning av den finansiella marknadens effektivitet och prisbildning fokuserar därför på mått som likviditet, omsättning, och jämförelse med andra elbörser etcetera. Omsättningens fördelning mellan kontraktstyper och dess absoluta storlek kommer också att belysas. Avsnittet avslutas med ett stycke om handeln med utsläppsrätter samt aktörernas åsikter om den finansiella marknaden, men först presenteras en genomgång av de produkter som erbjuds på Nord Pools finansiella marknad.

⁷³ Enligt Deng är anledningarna till detta bland annat att en stor andel vattenkraft, som går att lagra, ger möjlighet till arbitrage mellan spot- och derivatmarknaden. Dessutom leder säsongsmönster i efterfrågan och utbud av vattenkraft tillsammans med andra faktorer till autokorrelation mellan energipriserna inom ett år men också mellan olika år

⁷⁴ Fama (1970) utvecklade den *effektiva marknadshypotesen (EMH)*. Fama beskriver tre former av *EMH*, svag, semi-stark samt stark beroende på hur av tillgänglig information som finns inkluderad i priset. För en mer utförlig beskrivning se bilaga 2.

5.3.1 Produkter⁷⁵

Det finns tre typer av terminer som handlas på Nord Pool: *futures*, *forwards*, och *contracts for difference*.⁷⁶ Aktörerna kan också utfärda/teckna optioner. All avräkning på Nord Pool sker kontant, det sker alltså ingen fysisk leverans av elektricitet när kontraktet handlats färdigt.

Terminer

En termin är ett avtal där parterna förbinder sig att köpa respektive sälja en viss mängd av en tillgång eller en vara till ett bestämt pris vid en avtalad framtida tidpunkt. Terminerna som handlas på Nord Pool har finansiell avräkning vilket ger följande definition (Energimyndigheten, 2003a):

”ett avtal mellan köpare och säljare om finansiell avräkning motsvarande värdet av en bestämd kvantitet kraft till ett visst pris under en förutbestämd framtida tidpunkt.”

Livslängden på en termin kan delas in i två perioder: handelsperiod och leveransperiod. Kontrakten är standardiserade och denna standardisering sammanfattas i följande punkter:

- Motpart: Nord Pool
- Last: Grundlast
- Effekt: 1 MW
- Leveransperiod: Vecka, månad, kvartal och år
- Referenspris: Systempriset

Optioner

De optioner som handlas på Nord Pool är så kallade europeiska optioner.⁷⁷ Den underliggande varan på Nord Pool är börsens finansiella kvartals- och årskontrakt (*forwards*). Det finns två typer av optioner: köp- respektive säljoption. En köpoption ger innehavaren/köparen rätten att köpa det underliggande kontraktet medan säljaren/utfärdaren har skyldigheten att sälja det underliggande kontraktet vid en viss tidpunkt. En säljoption ger köparen rätten att sälja det underliggande kontraktet medan säljaren/utfärdaren har skyldigheten att köpa det

⁷⁵ Ytterligare information om finansiella instrument på Nord Pool återfinns i Energimyndigheten (2003a) och på Nord Pools hemsida, www.nordpool.com.

⁷⁶ *Futures* finns att handla på dags- och veckobasis. Avräkningen av *futures* består av en daglig kontantavräkning under handelsperioden och leveransperioden med systempriset som referenspris. *Forwards* finns att handla på månad, kvartal och årsbasis. Skillnaden mellan en *future* och *forward* är att den senare inte har daglig kontantavräkning under handelsperioden, utan den vinst eller förlust som uppstår i handelsperioden realiseras först i leveransperioden. Under leveransperioden sker dock en daglig avräkning för ett forwardkontrakt. *Contracts for difference* (CfD) är en termin som ger möjlighet till att säkra sig mot skillnader mellan system- och områdespris på den nordiska marknaden. Dessa kontrakt finns på månad, kvartal och årsbasis.

⁷⁷ Det finns även så kallade *amerikanska optioner*, vilka dock inte handlas på Nord Pool. Skillnaden är att amerikanska optioner kan utnyttjas före det givna leveransdatumet, så kallad förtida lösen.

underliggande kontraktet. Avräkningen av ett optionskontrakt består av två separata delar:

- Avräkning av optionspremien, detta sker på nästkommande handelsdag efter affärsdagen. Köparen betalar premien och säljaren får premien.
- Avräkning vid optionslösen som är den tredje torsdagen i månaden innan det underliggande kontraktet ska börja levereras.

Eftersom den underliggande vara är standardiserade forwards får en aktör som köper exempelvis en köption rätten att köpa en forward till ett visst pris medan den som utfärdat/sålt optionen är skyldig att sälja det underliggande forwardkontraktet till det angivna priset.

5.3.2 Omsättning

Omsättning och avgifter

I tabell 14 visas omsättningen på Nord Pools finansiella marknad under perioden 1996 till 2005. Omsättningen på den finansiella marknaden steg kraftigt från 1996 till 2002. Mellan 2002 och 2003 halveras emellertid den omsatta volymen. Den huvudsakliga förklaringen bakom nedgången var den höga prisnivån och den höga volatiliteten under vintern 2002/2003 vilket medförde att Nord Pools säkerhetskrav på aktörerna blev väldigt höga jämfört med vad de varit tidigare. De höga säkerhetskraven, till följd av den höga prisnivån, medförde en minskad handel. Till detta kom att de flesta amerikanska företagen på Nord Pool lämnade den europeiska elmarknaden under 2002 och 2003 vilket inleddes när Enron ställde in betalningarna i slutet av 2001.

Tabell 14 Omsättning på Nord Pool i TWh 1996 till 2005

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Spotmarknaden	41	43	56	75	96	111	124	118	166	176
Finansiella marknaden	43	53	89	216	359	910	1019	545	590	786
Finansiell handel % av spot	105%	123%	159%	288%	374%	818%	824%	462%	356%	447%
Total börsvolym	84	96	145	291	455	1021	1143	663	756	962
Clearad bilateral handel		147	373	684	1180	1748	2089	1219	1207	1370
Totala marknaden		243	518	975	1635	2769	3232	1882	1963	2332

Källa: Nord Pool

Finansiella handeln i % av spot är ett mått på marknadens likviditet. Det kan noteras att andelen föll mellan åren 2002 och 2004 för att sedan återhämta sig något under 2005. *Clearad bilateral handel* är handel som sker bilateralt men som parterna önskar cleara hos Nord Pool. Clearing via Nord Pool ger aktörerna en fördel eftersom Nord Pool, när man går in som motpart, minskar motpartsrisken.⁷⁸ Den handel som sker bilateralt men som clearas på Nord Pool är i regel dubbelt så

⁷⁸ Motpartsrisk är risken att ena parten i en transaktion med ett finansiellt instrument inte kan fullgöra sitt åtagande och därigenom orsakar den andre parten en förlust.

stor som handeln som sker genom direkta avslut på Nord Pool. Clearingen av bilaterala affärer ger också ytterligare transparens och genomlysning av marknaden eftersom den information som publiceras i samband med clearing av bilateral handel är identisk med den information som publiceras i samband med handel på Nord Pool. Det vill säga tidpunkt för registrering, typ av kontrakt, volym och pris.⁷⁹

I tabell 15 presenteras omsättningen på Nord Pool i miljarder NOK. Den minskade omsättningen, i kronor räknat, mellan 2002 och 2003 är inte lika kraftigt som nedgången i omsättning i TWh. Det indikerar att det höga spotpriset hade stor betydelse för nedgången. Omsättningen på den finansiella marknaden 2005 (exklusive bilateral clearing) är den högsta noteringen någonsin på Nord Pool. Likviditetsmålet, finansiella handeln i procent av omsättningen på spotmarknaden 2005 är emellertid fortfarande en bit efter toppnoteringarna från 2001 och 2002.

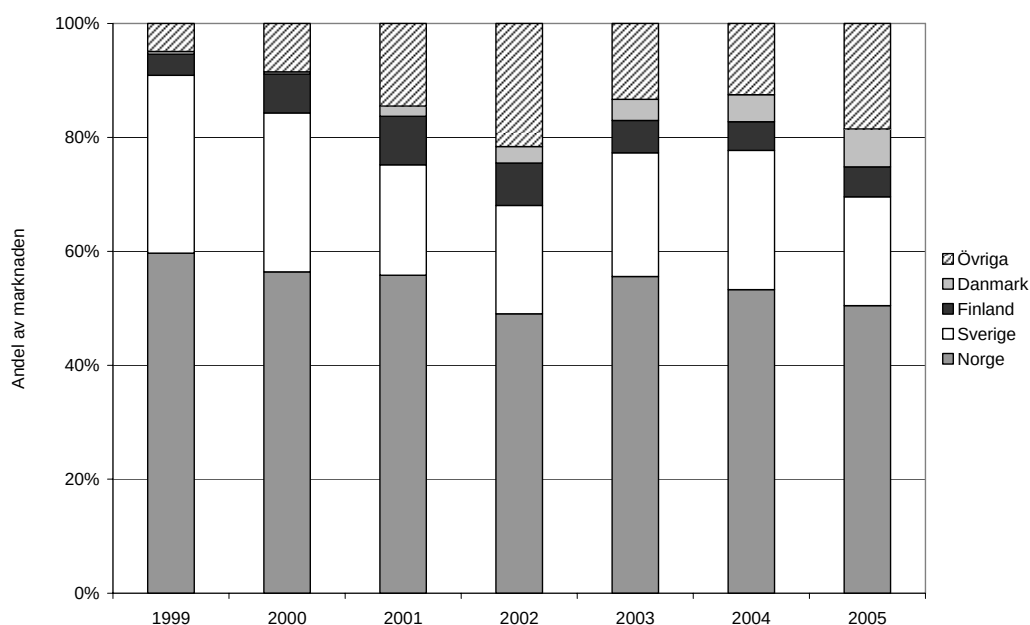
Tabell 15 Omsättning på Nord Pool i miljarder NOK 1996 till 2005

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Spotmarknaden	10	6	7	9	11	21	27	36	39	44
Finansiella marknaden	11	9	13	28	43	157	180	139	148	189
Finansiell handel % av spot	110%	150%	186%	311%	391%	748%	667%	386%	379%	435%
Total börsvolym	21	15	20	37	54	178	207	175	187	233
Clearad bilateral handel		25	56	88	123	234	254	230	202	209
Totala marknaden		40	76	125	177	412	461	405	389	442

Källa: Nord Pool

Även om det inte bidrar till bedömningen av marknadens effektivitet, kan det vara intressant att få en överblick kring av hur omsättningen på Nord Pool fördelas per land. Norska aktörer stod under år 2004 för 53 procent av omsättningen på Nord Pools finansiella marknad. Därefter Sverige (24 procent) Finland och Danmark (vardera 5 procent) och aktörer från övriga länder (resterade 13 procent). I figur 32 visas hur den landsvisa fördelningen av omsättningen från och med 1999. För den clearade bilaterala handeln framkommer liknande mönster, dock är övriga länders andel större samt Norges och Sveriges andel lägre.

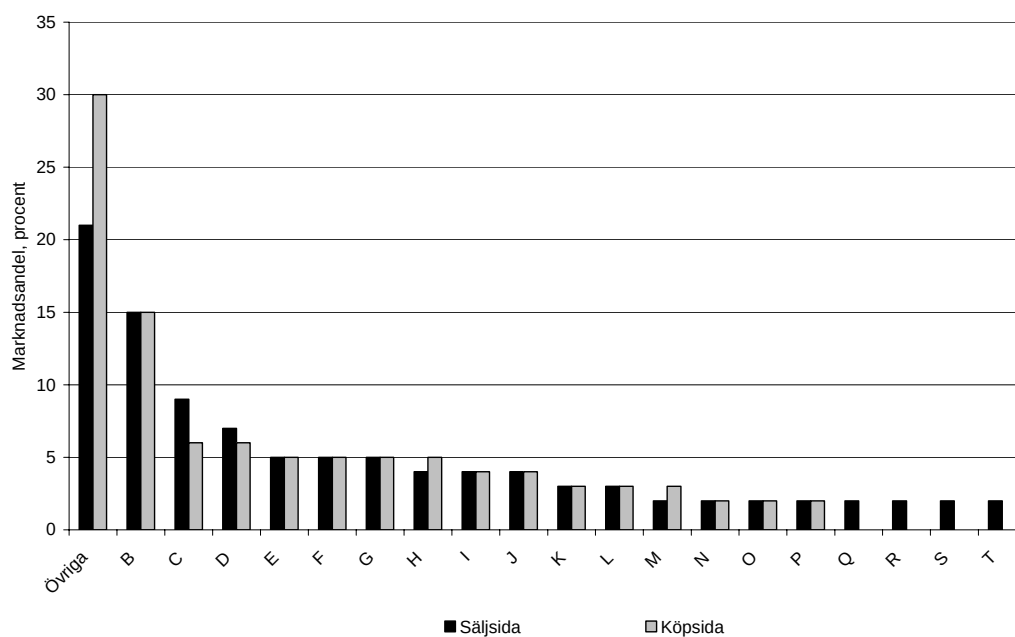
⁷⁹ För mer detaljerad information se "Market conduct rules" på www.nordpool.com.



Figur 32 Andel av omsättning på Nord Pools finansiella marknad per land

Källa: Nord Pool

Figur 33 visar marknadsandelar på köp och säljsidan för årskontrakten under 2004. Det gäller alltså inte för hela börsen, vilket gör att förhållandena kan se annorlunda ut i andra kontrakt. Den största aktören på respektive sida hade cirka 15 procent av handeln. Marknadsandelarna ger ett HHI för årskontrakten under 2004 på respektive sida på ungefär 500.



Figur 33 Marknadsandelar på köp- och säljsida för årskontrakt under 2004 på Nord Pool

Källa: Europeiska kommissionen (2006)

I jämförelse med omsättningen på andra elbörser i Europa, står sig den nordiska marknaden jämförelsevis väl, se tabell 16. Tyska EEX finansiella marknad omsätter ungefär en femtedel av Nord Pools motsvarighet.

Tabell 16 Omsättning (TWh) på Europeiska elbörser 2004

	Nord Pool	EEX	Powernext
Spotmarknad	166	59	14,2
Finansiell marknad (inklusive bilateral clearing)	1 797	338	12,9

Källa: Nord Pool

I figur 34 visas utvecklingen för de rörliga avgifterna för att handla på Nord Pools finansiella marknad. De rörliga handelsavgifterna på Nord Pool är betydligt lägre idag jämfört med när börsen startade. 1997 var avgiften 0,2 NOK per MWh, för att i november 2005 ligga på 0,025 NOK per MWh.⁸⁰ Från den 1 januari 2006 är den rörliga handelsavgiften 0,0035 euro per MWh och en clearing avgift i intervallet mellan 0,0028 och 0,00733 euro per MWh beroende på clearad volym. Till detta kommer en inträdesavgift plus en fast årlig avgift för medlemskap på Nord Pools finansiella marknad.⁸¹



Figur 34 Handelsavgifter för futures/forward på Nord Pool

Källa: Nord Pool

Säkerhetskrav vid handel på Nord Pools finansiella marknad

Säkerhetskrav och ställda säkerheter i tabell 18 visar säkerhetskraven som ställdes mellan åren 2002 och 2004. Uppgången i säkerhetskraven på den finansiella marknaden vintern 2002/2003 berodde som tidigare berörts på kraftigt förhöjd

⁸⁰ Avgift för clearing tillkommer, 1997 var den 0,15NOK per MWh och 2005 var den mellan 0,021-0,055 NOK per MWh beroende på clearad volym.

⁸¹ Den fasta avgiften varierar beroende på kundtyp, se www.nordpool.com för mer information.

prisnivå och ökad volatilitet. På den finansiella marknaden steg priserna till följd av förväntningar om fortsatt höga spotpriser. De stigande terminspriserna medförde att kraven på säkerheter för aktörers positioner på den finansiella marknaden steg. Säkerhetskraven var nästan fyra gånger så höga i slutet på 2002 jämfört med året innan. För en aktör med långa positioner, det vill säga en aktör som köpt terminer och eller köpoptioner, innebar prisuppgången emellertid inte att säkerhetskraven steg, om de var tecknade på en sådan nivå att det aktuella marknadspriset översteg inköpspriset. Dock innebar prisuppgången kraftigt höjda säkerhetskrav för den som sålt terminer eller utfärdat köpoptioner. Den främsta förklaringen till det stigande säkerhetskravet var att priset på terminerna översteg den prisnivå som dessa aktörer sålt sina instrument till. Om en aktör sålt en forward till priset 300 NOK per MWh och att priset därefter stigit till 700 NOK per MWh medför denna position ett negativt likvidationsvärde om 400 NOK per MWh. Det negativa likvidationsvärdet motsvarar den förlust aktören skulle erfara på det finansiella kontraktet om denne valde att stänga positionen genom att köpa motsvarande forward.

Energimyndigheten (2003a) konstaterades att den främsta orsaken till de kraftigt stigande säkerhetskraven var just likvidationsvärdet. Det konstaterades också att aktörer torde hantera sina risker så att de klarar prissvängningar på marknaden. Att en aktör ska ställa säkerhet för sina förluster i portföljen bedöms därmed som en förutsättning på en väl fungerande elmarknad. Tabell 17 visar säkerhetskrav och ställda säkerheter på Nord Pool vid fyra tillfällen.

Tabell 17 Säkerhetskrav och ställda säkerheter (miljarder NOK)

	2002-06-30	2002-12-31	2003-12-31	2004-12-31
Säkerhetskrav från Nord Pool	4,6	25	9,4	6,6
Ställda säkerheter från aktörer	10	31	19	16

Källa: Nord Pool

Säkerhetskravens nivå följer av Nord Pools bedömning av *hur mycket en motpart rimligen kan förväntas förlora om en deltagare inte kan möta säkerhetskravet för sina positioner, samtidigt som marknaden går i en icke fördelaktig riktning*. Det finns kritik från aktörer att säkerhetskraven är för höga.

Energimarknadsinspektionen har i tidigare utredningar gjort bedömningen att säkerhetskraven är ändamålsenliga.

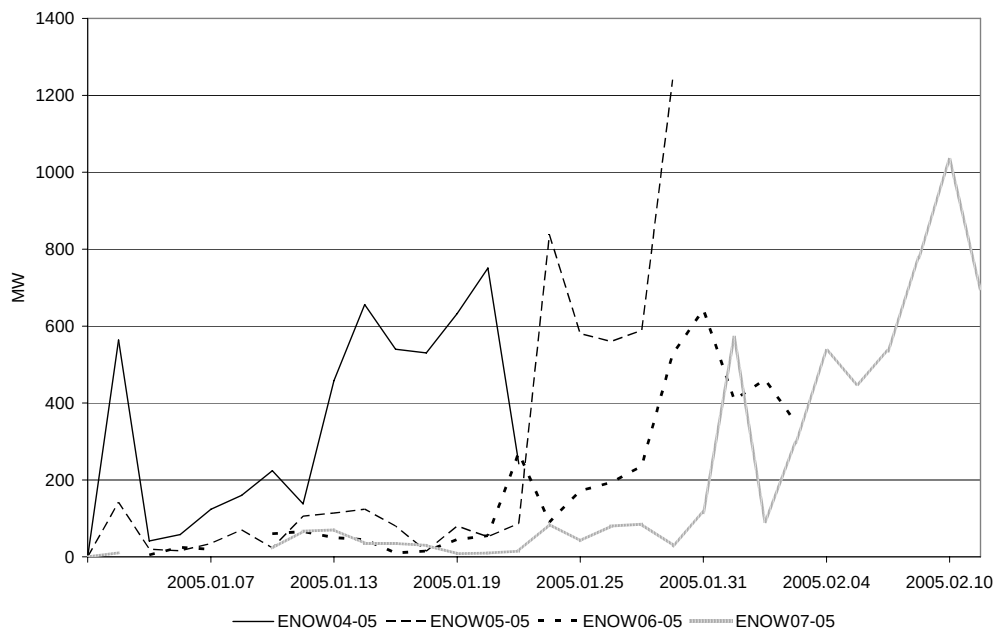
5.3.3 Omsättning i olika kontrakt på Nord Pool under 2005

Den handel som sker på Nord Pool är uteslutande i *futures*, *forwards* samt *contracts for difference*. Handeln med optioner på Nord Pool är i princip obefintlig, det förekommer dock en omfattande bilateral optionshandel som clearas på Nord Pool.

Futures

I figur 35 presenteras omsättning för några veckokontrakt under 2005. Där noteringen ENOW04-05 är en future för vecka 4, 2005 och ENOW05-05 är en future för vecka 5 och så vidare. Antal leveranstimmar är 168 timmar och

handelsperioden är 6 veckor. I figuren följs kontrakten dagligen mellan den 3 januari och 10 februari 2005. Alla kontrakt befinner sig i handelsperioden när den studerade perioden inleds, men går successivt i leverans. I figuren framkommer att omsättningen i de olika veckokontrakten generellt börjar öka när leveransperioden närmar sig och framförallt ökar den under veckan innan veckokontraktet går i leverans. Det framgår till exempel att veckokontraktet för vecka 5 2005 (ENOW05-05) ökar i omsättning när veckokontraktet för vecka 4 2005 (ENOW04-05) går i leverans.



Figur 35 Daglig omsättning futures (veckokontrakt)

Källa: Nord Pool

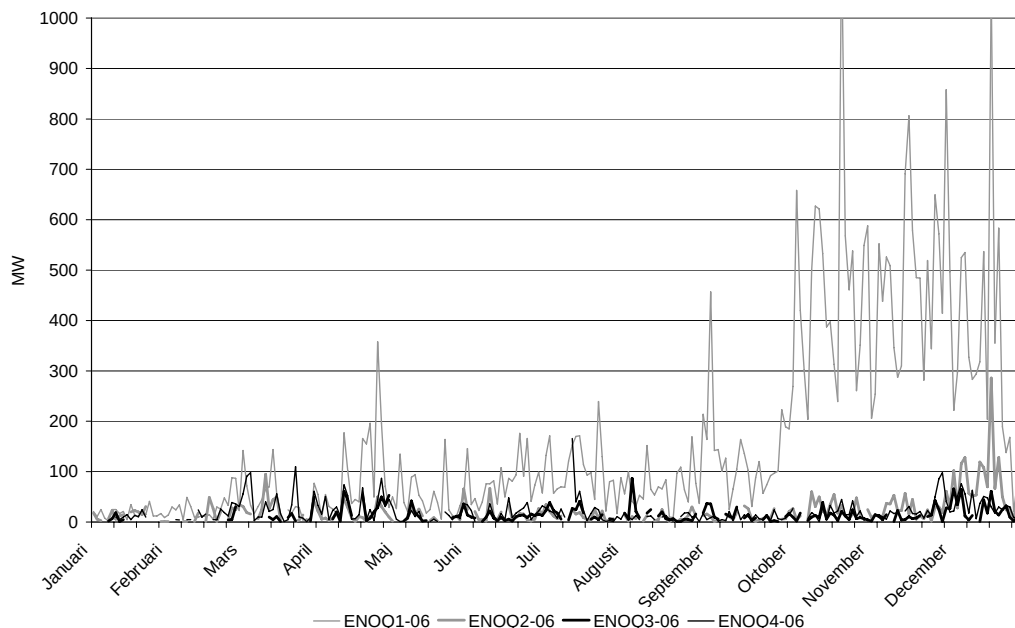
Studeras samma typ av veckokontrakt under sommaren framkommer liknande mönster, även om omsättningen i veckokontrakten generellt är betydligt lägre under sommaren. Variationen är rimlig, eftersom såväl efterfrågan som osäkerheten är lägre med ett minskat behov av prissäkringar som följd.

Forwards

Månadskontrakten har drygt 700 leveranstimmar (varierar beroende på månad) och en handelsperiod på 6 månader. Omsättningen på månadskontrakten följer liknande mönster som veckokontrakten. Kontrakt som levereras längre fram i tiden har lägre omsättning och generellt har de kontrakt som går i leverans under sommaren relativt låg omsättning.

I figur 36 visas omsättningen för kvartalskontrakt med leverans under 2006. Antal leveranstimmar är drygt 2 100 och handelsperioden är på två år eller längre. Den studerade tidsperioden omfattar alla handelsdagar under året 2005. Som väntat har det första kvartalet ENQ01-06 den högsta omsättningen därefter följer kvartal fyra

ENQ04-06. Detta tyder igen på att efterfrågan på prissäkring under sommaren inte är lika hög som på vintern.



Figur 36 Daglig omsättning forwards (kvartalskontrakt)

Källa: Nord Pool

Årskontrakten har en handelsperiod på 3 år och antal leveranstimmar är drygt 8 700. Som väntat är omsättningen högst för årstermin 2006 följt av 2007 och 2008.

Contracts for difference (CfD)

CfD:s används för att säkra sig mot prisskillnader mellan systempris och områdespris och fungerar som ett komplement till en forward. Exempelvis kan en aktör i Sverige som har köpt ett årskontrakt med leverans under 2006 säkra sig mot prisskillnader mellan system- och stockholmspris genom att köpa en CfD. Generellt sett är omsättningen genom direkta avslut på Nord Pool låg för alla CfD. Högst omsättning på börsen har de CfD-kontrakt som säkrar skillnader mellan systempriset och de två områdespriserna i Danmark (Köpenhamn och Århus).

Handeln med CfD kontrakt för prissäkring av det svenska områdespriset är låg på börsen. Dock handhar Nord Pool en omfattande clearing av kontrakt som omsatts utanför börsen. Den största handeln av CfD på Nord Pool (bilateral clearing inkluderad) sker i kontrakt som säkrar för skillnader mellan Stockholms- och systempris. För kvartalskontraktet utgjordes denna handel av cirka 37 procent av den totala, följt av skillnader mellan Helsingfors- och systempris på 25 procent. Clearingen av handel som sker bilateralt bidrar till att öka transparensen och genomlysningen av prisbilden.

Optioner

Det sker mycket lite handel med optioner på Nord Pool. Detta är karakteristiskt för många elbörser. I tidigare analyser, exempelvis Hjalmarsson (2002), har detta problem kopplats till viktiga olikheter mellan en traditionell finansiell marknad och en energi relaterade dito. Svårigheterna med att prissätta eloptioner riskerar leda till att aktörer väljer att avstå handel med optioner.

Det sker dock en omfattande bilateral handel med optioner och som clearas till Nord Pool. En av orsakerna till att aktörer väljer att handla bilateralt, förutom låg likviditet och svårigheter med prissättning, är möjligheten till handel med typer av kontrakt som inte motsvaras av de standardiserade kontrakten på Nord Pool. En annan orsak kan vara att aktörer önskar kombinera ett antal olika finansiella instrument, exempelvis en kombination av terminer och optioner eller kombination av olika optioner. Ett exempel på en enkel kombinationsaffär är att köpa en köpoption till ett visst lösenpris och sedan sälja en köpoption med ett högre lösenpris (en så kallad *covered call*). Skulle denna affär genomföras direkt på Nord Pool, är risken, på grund av den låga likviditeten, att bara ena affären skulle kunna genomföras vid samma tillfälle. Väljer aktören istället att gå direkt till en annan aktör, kan de komma överens om pris på båda kontrakten samtidigt.

Handel med optioner fungerar som en likviditetsgivare till handeln med forwards. Detta eftersom forwards är underliggande vara vid handel med optioner. Om en aktör har utfärdat en köpoption avseende ett visst pris på exempelvis en forward för kvartal ett 2006. Om det avtalade priset är lägre än inlösendagens marknadspris måste aktören som sålt/utfärdat optionen på inlösendagen sälja en forward för kvartal ett 2006 till det avtalade priset. För att minska sin risk väljer ofta den som utfärdat optionen att säkra sig genom handel i det underliggande kontraktet enligt en fastställd strategi.

Sammanfattningsvis skiljer sig handel och clearing av/med optioner och CfD-kontrakt från övriga instrument som handlas på Nord Pool. Skillnaden mellan omsatt volym på börsen och clearad bilateral volym är större med en högre andel bilateralt clearad volym. Detta tyder på att denna typ av kontrakt domineras av aktörer med prissäkringsbehov. Att aktörerna väljer att cleara hos Nord Pool bidrar också till en ökad transparens på den finansiella marknaden.

Utsläppsrätter

Från och med februari 2005 sker handel med utsläppsrätter på Nord Pool. Handeln på Nord Pool under 2005 uppgick till cirka 28 miljoner EUA⁸² varav nästan 15 miljoner EUA utgjordes av bilateral clearing. Framförallt är handeln relativt hög i kontrakt som är närmast att gå i leverans. Under 2005 har 64 aktörer anslutit sig till handeln med utsläppsrätter på Nord Pool.

⁸² 1 EUA, en europeisk utsläppsrätt, motsvarar ett ton CO₂.

5.4 Värdet för konkurrensen av nordisk marknadsintegration

5.4.1 Prisområdesformering

Överföringsbegränsningar det nordiska stamnätet hanteras genom att råkraftsmarknaden delas upp i delmarknader, så kallade prisområden. I princip kan varje timme sägas utgöra en egen spotmarknad vilken indirekt avgränsas geografiskt av efterfrågan på överföringskapacitet mellan elspotområden. I syfte att studera hur Nordens elspotområden bildar prisområden och därigenom analysera marknadsstorleken timme för timme har Energimarknadsinspektionen jämfört områdespriser från Nord Pools spotmarknad under 2005.⁸³ För varje timme jämförs respektive prisområdes spotpris med spotpriset i övriga områden. Totalt sett identifierades ett 40-tal varianter på marknadsuppdelning. I tabell 18 visas de tio vanligast förekommande marknadskonstellationerna under 2005.

Tabell 18 De vanligaste prisområdeskonstellationerna under 2005

	Prisområdeskonstellation	Andel av tiden	Andel under höglastperiod (7.00-20.00)
1	Norden ett gemensamt prisområde	31,7 %	22,5 %
2	Jylland isolerat medan övriga områden hade gemensamt pris	22,7 %	20,9 %
3	Norra Norge isolerat medan övriga områden hade gemensamt pris	4,9 %	2,3 %
4	Sverige-Själland-Finland-Södra Norge ett pris med Norra Norge, Själland isolerade	4,6 %	4,1 %
5	Sverige-Själland-Finland-Norra Norge ett pris med Jylland, Södra Norge isolerade	4,1 %	5,1 %
6	Sverige-Norge-Finland ett pris med Jylland, Själland isolerade	3,8 %	5,9 %
7	Själland isolerat medan övriga områden hade gemensamt pris	2,9 %	4,6 %
8	Sverige-Norge-Själland ett pris med Jylland, Finland isolerade	2,9 %	3,4 %
9	Sverige-Själland-Finland ett pris med Jylland, Södra Norge, Norra Norge isolerade	2,4 %	3,5 %
10	Södra Norge isolerat medan övriga områden hade gemensamt pris	2,3 %	2,6 %
S:a	Tio vanligaste prisområdeskonstellationerna	82,1 %	74,9 %

Källor: Nord Pool och Energimarknadsinspektionen

I tabellen framgår att ett pris i hela Norden är den vanligaste marknadsformationen på råkraftsmarknaden. I avsnitt 4.2.1 och figur 11 finns uppgifter om hur den andelen varierat sedan 1997. De högre andelarna från de tidigare åren kan delvis förklaras av att delmarknaderna Finland, Jylland och Själland tillkommit efterhand (jämför ovan). Flera av de vanligaste

⁸³ Spotprisberäkningen tar fram ett pris per timme för Nordens samtliga elspotområden. Under de timmar då överföringskapaciteten är tillräcklig är alla områdespriser identiska, under de timmar då efterfrågad överföring överskrider tillgänglig handelskapacitet mellan områden blir priserna olika.

konstellationerna som följer efter *Norden ett gemensamt område* har det gemensamt att ett område har ett eget pris medan övriga har ett gemensamt pris. Under 66 procent av timmarna under 2005 var maximalt ett område isolerat prismässigt från de övriga, det vill säga under majoriteten av tiden är marknaden stor för de flesta marknadsaktörerna. I tabellerna nedan visas hur respektive elspotområde prismässigt förhållit sig till Sverige under de timmar då området utgjorde ett isolerat prisområde 2004 (tabell 19) respektive 2005 (tabell 20).

Tabell 19 Isolerat område samt lågpris- respektive högprisområden i förhållande till Sverige 2004

Område	Antal timmar isolerat område	Med lägre pris än Sverige	Med högre pris än Sverige
Jylland	2676	1270	1406
Själland	453	112	341
Finland	2099	2099	0
Södra Norge	2125	62	2063
Norra Norge	2358	4	2354
Sverige	5		

Källor: Energimarknadsinspektionens och Nord Pool

Tabell 20 Isolerat område samt lågpris- respektive högprisområden i förhållande till Sverige 2005

Område	Antal timmar isolerat område	Med lägre pris än Sverige	Med högre pris än Sverige
Jylland	4295	327	3968
Själland	1274	18	1256
Finland	813	77	736
Södra Norge	1520	1378	142
Norra Norge	1708	1496	212
Sverige	43		

Källor: Energimarknadsinspektionens och Nord Pool

En generell tolkning av tabell 19 samt tabell 20 är att de rena vattenkraftsområdena (norra och södra Norge) utgör lågprisområde under perioder med god vattentillgång och omvänt under torrare perioder. På motsatt sida ligger exempelvis Finland med en relativt liten andel vattenkraft, samt Jylland och Själland som baserar sitt produktionssystem på värmekraft och vindkraft. Produktionen från vindkraften är starkt beroende av väderförhållanden vilket är en faktor som omväxlande kan skapa tryck uppåt och neråt på de danska områdespriserna.

5.4.2 Marknadskoncentration uttryckt som HHI

Herfindhal-Hirschman Indexet (HHI) är ett mått på koncentration som tar hänsyn till hela marknadens struktur genom att summera de kvadrerade marknadsandelarna för respektive marknadsaktör. Amerikanska Department of Justice and Federal Trade Commission (handelskommissionen) stipulerar i *Horizontal Merger Guidelines* (1992) att ett HHI under 1 000 motsvarar en marknad med låg koncentration, ett HHI mellan 1 000 och 1 800 motsvarar en marknad med måttlig koncentration, medan ett HHI över 1 800 motsvarar en marknad med hög koncentration. Det högsta värde indexet kan uppgå till är 10 000 och motsvarar en monopolsituation. I förvärvssammanhang tillåter handelskommissionen endast små ökningar av HHI om koncentrationen på

marknaden är över 1 000 uttryckt i HHI. Elmarknaden har dock specifika förutsättningar, jämfört med marknader som HHI vanligen tillämpas på. Det gäller bland annat svårigheten att lagra el, relativt låg flexibilitet på efterfrågesidan och karaktären av "repeated game" som minskar osäkerheten kring andra aktörers beteende.⁸⁴ Rudkevich m fl (1998) gör emellertid bedömningen att dessa riktlinjer bör revideras för att motverka utövandet av marknadsmakt på en elmarknad liknande den nordiska. Generella HHI gränser kan således betraktas som dåligt anpassade till elmarknadens förhållanden, vilket är starkt kopplat till elmarknadens specifika förutsättningar.

5.4.3 HHI för respektive elspotområde beroende på prisområdesformationer

För att studera koncentrationen inom olika prisområdeskonstellationer som uppträder på den nordiska elmarknaden har samtliga prisområdeskonstellationer beräknats. Beroende på vilka elspotområden som bildar gemensamt prisområde ändras koncentrationen i respektive prisområde. I denna genomgång definieras den studerade marknaden som de områden som uppvisar samma pris, det vill säga elspotområden som bildar ett gemensamt prisområde.

I följande tabell 21 visas av Energimarknadsinspektionen beräknade HHI för de tio vanligaste prisområdeskonstellationerna på Nord Pool under 2004. Syftet med HHI-beräkningarna är att analysera den nordiska marknadsdelningens betydelse för ägarkoncentrationen på den nordiska råkraftsmarknaden.

Underlagsuppgifterna har inhämtats från nordiska myndigheter samt enskilda aktörers årsredovisningar och hemsidor. Notera att marknadsandelarna inte har justerats för kortsiktiga variationer i produktionskapaciteten, som exempelvis revisionsperioder. Det bedöms dock inte påverka resultaten i någon större omfattning.

För varje beräkning inkluderas de 15 största identifierade aktörerna inom respektive prisområdeskonstellation.⁸⁵ För aktörer med produktion i flera elspotområden har kapaciteten summerats under de timmar de berörda områdena tillhört samma prisområde. Beräkningarna har emellertid inte korrigerats för korsäggande och samägd kapacitet. Främsta skälet till detta är att data för en sådan beräkning inte funnits att tillgå. Förekomsten av korsäggande förekommer främst inom nationsgränserna, men det förekommer även mellan elspotområden i Norden. Exempel härpå är Statkrafts andel i E.ON och Baltic Cable i Sverige eller Energi E2 som äger ett antal vattenkraftverk tillsammans med Vattenfall. Beräkningarna av korsägandets betydelse för marknadskoncentrationen och

⁸⁴ Ur detta hänseende kan det vara värt att notera att spotmarknaden visserligen medför att aktörerna möts dagligen, men också att en alternativ lösning utan börs (så kallad kontinuerlig handel) inte utgör någon förbättring ur detta avseende. En fördel med handel över börs, jämfört med bilateral handel, är att den ger en hög transparens och möjliggör en effektiv övervakning.

⁸⁵ För mindre prisområden, exempelvis ett elspotområde isolerat, har något färre producenter inkluderats. Den därigenom inkluderade kapaciteten varierar mellan 60 och 96 procent av den uppgift om hela områdets kapacitet som har använts i beräkningarna.

resultaterande HHI för de nationella marknaderna har tidigare gjorts av de nordiska konkurrensmyndigheterna.⁸⁶ Dessa beräkningar redovisas i tabell B2 i bilaga 2.

Tabell 21 HHI för de tio vanligaste marknadskonstellationerna 2005 samt HHI när de olika områdena är isolerade

Konstellation	Sverige	Jylland	Själland	Finland	Södra Norge	Norra Norge
Norden ett gemensamt prisområde	830	830	830	830	830	830
Jylland isolerat medan övriga områden hade gemensamt pris	913	3 566	913	913	913	913
Norra Norge isolerat medan övriga områden hade gemensamt pris	842	842	842	842	842	2 677
Sverige-Själland-Finland-Södra Norge ett pris med Norra Norge, Jylland isolerade	989	3 566	989	989	989	2 677
Sverige-Själland-Finland-Norra Norge ett pris med Jylland, Södra Norge isolerade	1 171	3 566	1 171	1 171	2 808	1 171
Sverige-Norge-Finland ett pris med Jylland, Själland isolerade	1 072	3 566	7 399	1 072	1 072	1 072
Själland isolerat medan övriga områden hade gemensamt pris	963	963	7 399	963	963	963
Sverige-Norge-Själland ett pris med Jylland, Finland isolerade	1 273	3 566	1 273	1 546	1 273	1 273
Sverige-Själland-Finland ett pris med Jylland, Södra Norge, Norra Norge isolerade	1 472	3 566	1 472	1 472	2 808	2 677
Södra Norge isolerat medan övriga områden hade gemensamt pris	964	964	964	964	2 808	964
<i>Isolerat område</i>	<i>3 060</i>	<i>3 566</i>	<i>7 399</i>	<i>1 546</i>	<i>2 808</i>	<i>2 677</i>

Källa: Energimarknadsinspektionens beräkningar utifrån underlag från Nord Pool

Resultaten i tabell 21 visar på en kraftig variation av HHI på den nordiska råkraftsmarknaden. Det lägsta beräknade värdet, 830, uppkommer när marknaden är helt nordisk. Det högsta beräknade värdet, 7 399, uppkommer när Själland är ett isolerat prisområde.

Sverige

När ett område betraktas isolerat uppvisar det en viss koncentration uttryckt i HHI (se tabell 21). När området har ett gemensamt pris med ett eller flera andra områden definieras koncentrationen som gemensamt HHI för de områden som har samma pris. I tabell 22 visas HHI för de prisområden som Sverige tillhört, sorterade efter hur många timmar de olika konstellationerna förekom under 2005.

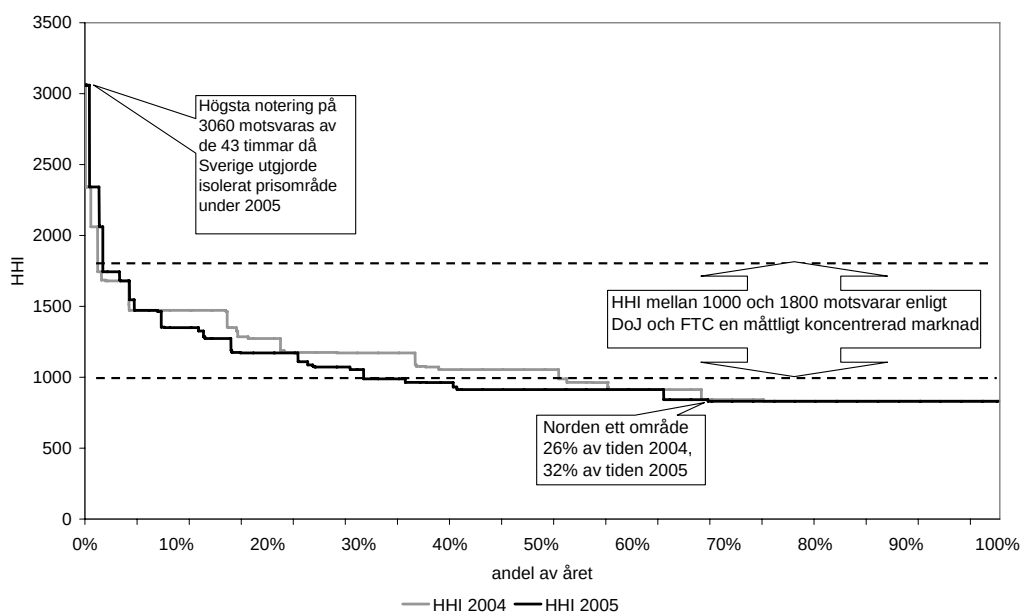
⁸⁶ Se exempelvis Nordic Competition Authorities (2003) samt Amundsen och Bergman (2000).

Tabell 22 Prisområden för Sverige 2005

Konstellation	Timmar	HHI
Norden	2 777	830
Jylland isolerat resten samman	1 985	913
Sverige-Norra Norge-Själland-Finland	554	1 171
Norra Norge isolerat resten samman	426	842
Sverige-Södra Norge-Själland-Finland	400	989
Sverige-Norge-Finland	342	1 072
Sverige-Norra Norge-Finland	325	1 349
Själland isolerat resten samman	255	963
Sverige-Norge-Själland	250	1 273
Sverige-Själland-Finland	223	1 472
Södra Norge isolerat resten samman	204	964
Sverige-Finland	160	1 743
Finland isolerat resten samman	131	1 054
Sverige-Själland	93	2 342
Sverige-Södra Norge-Finland	93	1 109
Sverige-Norra Norge-Själland	89	1 679
Sverige-Själland-Jylland-Finland	82	1 175
Sverige-Norra Norge-Jylland-Finland	49	1 087
Sverige-Södra Norge	47	1 546
Sverige-Södra Norge-Själland	47	1 326
Isolerat område	43	3 060
Sverige-Södra Norge-Finland-Jylland	36	931
Sverige-Norge	35	1 463
Sverige-Jylland-Finland	34	1 353
Sverige-Norra Norge	32	2 061
Sverige-Södra Norge-Danmark	15	1 077
Sverige-Norra Norge-Danmark	13	1 286
Sverige-Norge-Jylland	9	1 189
Sverige-Danmark	6	1 686
Sverige-Jylland	4	2 069

Källor: Energimarknadsinspektionens och Nord Pool

I genomsnitt uppgick HHI för Sveriges råkraftsmarknad under 2005 till 1 025. En generell notering är att de vanligaste konstellationerna ofta innebär att ett eller två områden är isolerade medan Sverige ingår i prisområde med övriga. I figur 37 redovisas hur koncentrerad Sveriges råkraftsmarknad var under 2004 och 2005. Motsvarande figurer för övriga nordiska elspotområden återfinns i bilaga 3.



Figur 37 HHI för Sveriges råkraftsmarknad 2004 och 2005

Källa: Energimarknadsinspektionen

Används de generella marknadskoncentrationsgränserna bedöms den svenska råkraftsmarknaden ha haft en hög koncentration omkring 2 procent av timmarna 2005. Sveriges råkraftsmarknad var definierad som svagt koncentrerad under drygt hälften av årets timmar. Det är emellertid viktigt att poängtera att även när Norden bildar ett prisområde har den marknadskonstellationen ett HHI som ligger förhållandevis nära den generella gränsen för *måttligt koncentrerad marknad*. Därtill kommer de speciella förutsättningar som råder på en elmarknad. Den nordiska marknadsintegrationen har potential att minska koncentrationen på Sveriges råkraftsmarknad med drygt 70 procent (jämfört med en nationell marknad), det finns således betydande vinster för konkurrensen av en gemensam nordisk råkraftsmarknad. Koncentrationen på råkraftsmarknaden kan emellertid anses förhållandevis hög även med en gemensam nordisk marknad.

Den veckovisa koncentrationen varierade under 2005 mellan 878 och 1 449. Exempelvis kan perioder med en vattentillgång i magasinen som avviker från det *normala* ge upphov till dessa koncentrationsvariationer. Marknaden verkar prisutjämnande. Med en vattentillgång över det normala innebär det exempelvis ökad efterfrågan på överföringskapacitet från vattenkraftsområdena till värmekraftsområdena på den nordiska råkraftsmarknaden. Därigenom uppstår flaskhalsar vilket medför marknadskonstellationer med högre koncentration.

Koncentration beroende på efterfrågan

I tabell 23 visas hur Sveriges HHI varierat i förhållande till den svenska förbrukningssituationen. HHI har beräknats för året som helhet, samt för de 500, 100 och 25 timmarna med högst elförbrukning.

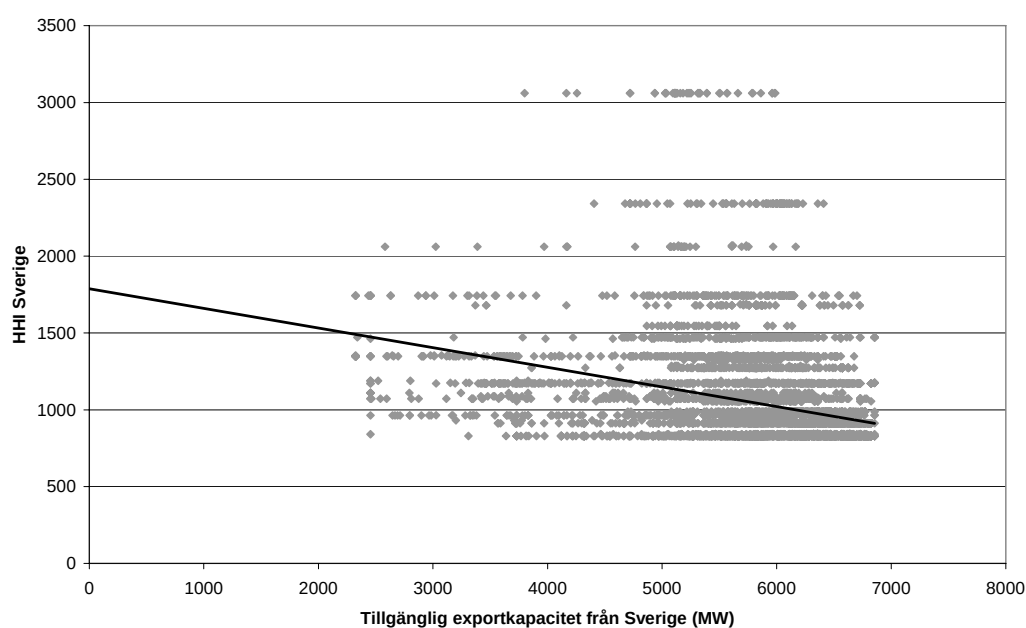
Tabell 23 HHI beroende på Sveriges konsumtion per timme

	Samtliga timmar	500 högsta	100 högsta	25 högsta
Genomsnittligt HHI 2004	1 077	933	992	1 161
Genomsnittligt HHI 2005	1 025	1 140	1 141	1 230

I tabellen framkommer inget tydligt samband mellan efterfrågan och koncentrationen på den nordiska råkraftsmarknaden. Resultaten skiljer sig åt mellan 2004 och 2005. Under 2005 förefaller Sveriges råkraftsmarknad ha varit mer koncentrerad när förbrukningen varit som högst. Det vill säga, ju snävare avgränsningen av höglasttimmarna är, desto mer koncentrerad råkraftsmarknad. För 2004 framträder ett delvis omvänt mönster, där HHI sett över året som helhet är något högre än de 500 och 100 timmarna med högst förbrukning i Sverige. Däremot har de 25 timmarna med högst förbrukning ett högre HHI under både 2004 och 2005.

Koncentration beroende på tillgänglig överföringskapacitet

I figur 38 jämförs tillgänglig exportkapacitet från Sverige och HHI för Sverige under 2005.



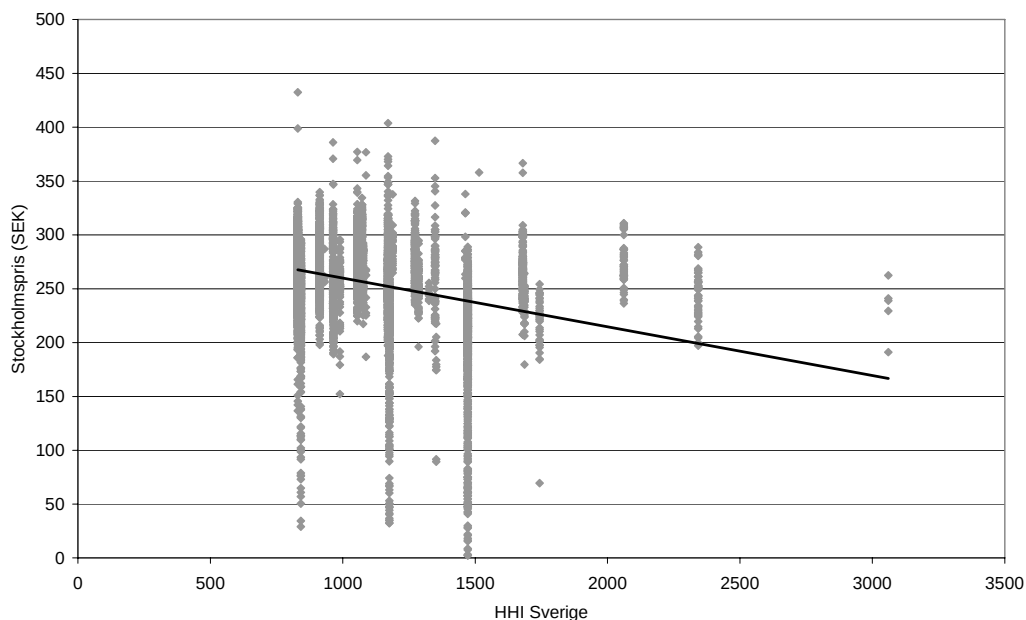
Figur 38 HHI för Sveriges råkraftsmarknad jämfört med tillgänglig exportkapacitet från Sverige timme för timme under 2005

Källa: Energimarknadsinspektionen

HHI för Sveriges prisområde och tillgänglig exportkapacitet under 2005 har en negativ korrelation. Den naturliga tolkningen är att en ökad överföringskapacitet mellan Nordens elspotområden ger en större råkraftsmarknad och en lägre koncentration.

En naturlig följd av marknadsförstoring är att det prissättande produktionsbudet inte nödvändigtvis har sitt ursprung i det egna elspotområdet. Den allmänna riktningen på kraftflödet i det nordiska systemet beror i hög grad på tillgången på vattenkraft. Under perioder med normal tillrinning i de svenska vattenkraftsmagasinen har områden med högre andel termisk produktion (undantaget kärnkraft) en generellt sett högre marginalkostnad för produktion jämfört med Sverige.⁸⁷ Den generella riktningen på kraftflödet under perioder med god vattentillgång är således export från Sverige. Under exportsituationer och/eller under timmar då Sverige bildar gemensamt prisområde med något eller några värmekraftsområden, kan råkraftspriset i Sverige komma att bestämmas av produktionskostnaden i något av de omkringliggande områdena.

I figur 39 illustreras sambandet mellan marknadskoncentration (marknadsstorlek) och råkraftspris i Sverige 2004.



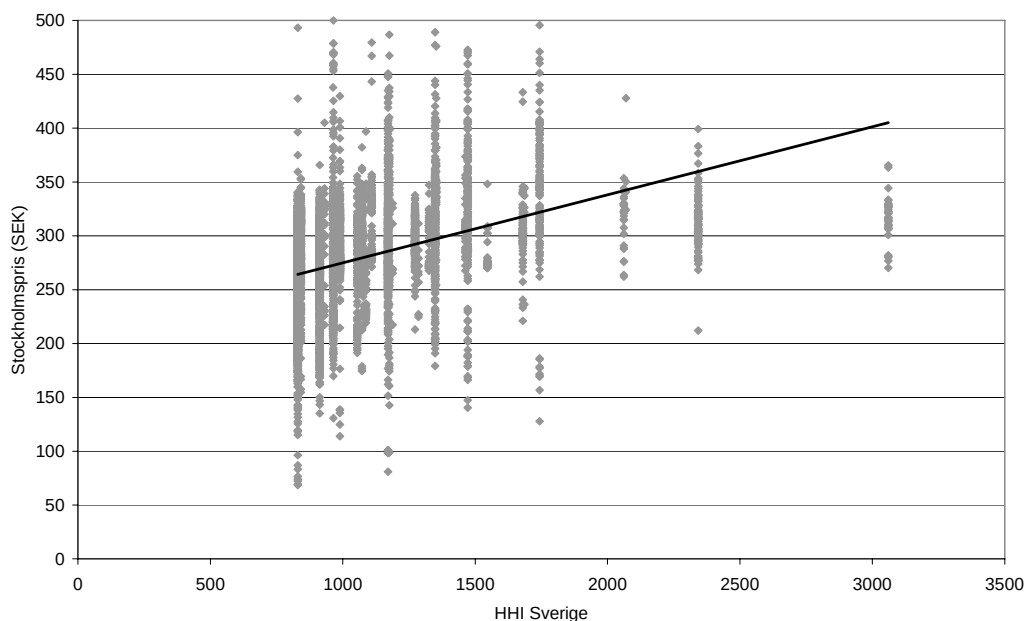
Figur 39 HHI Sveriges råkraftsmarknad jämfört med Stockholmspriset timme för timme under 2004

Källa: Energimarknadsinspektionen

I figur 39 förefaller sambandet mellan HHI för Sverige 2004 och Stockholmspriset vara negativt. En större svensk råkraftsmarknad tenderade under 2004 att sammanfalla med ett högre pris. Detta kan bero på att svensk produktion i allmänhet inte var prissättande när Sverige bildar gemensamt prisområde med andra områden under 2004.

⁸⁷Kostnadsstrukturen för svensk elproduktion ligger förhållandevis lågt, på grund av den stora andelen vatten- och kärnkraft.

Figur 40 visar samma samband för 2005. I motsats till 2004 framkommer nu ett positivt samband mellan HHI för Sverige och Stockholmspriset. En avgörande skillnad mellan 2004 och 2005 var att tillgången på vattenkraft var högre under 2005. Under 2004 påverkades vattenkraftsproducenterna fortfarande av torråret 2003, vilket medförde att exempelvis Norge sett över året som helhet låg prismässigt högre än Sverige. Under 2004 var det genomsnittliga Oslopriset 12 kronor högre än det genomsnittliga Stockholmspriset. Under 2005 var Oslopriset däremot 6 kronor under det genomsnittliga Stockholmspriset.



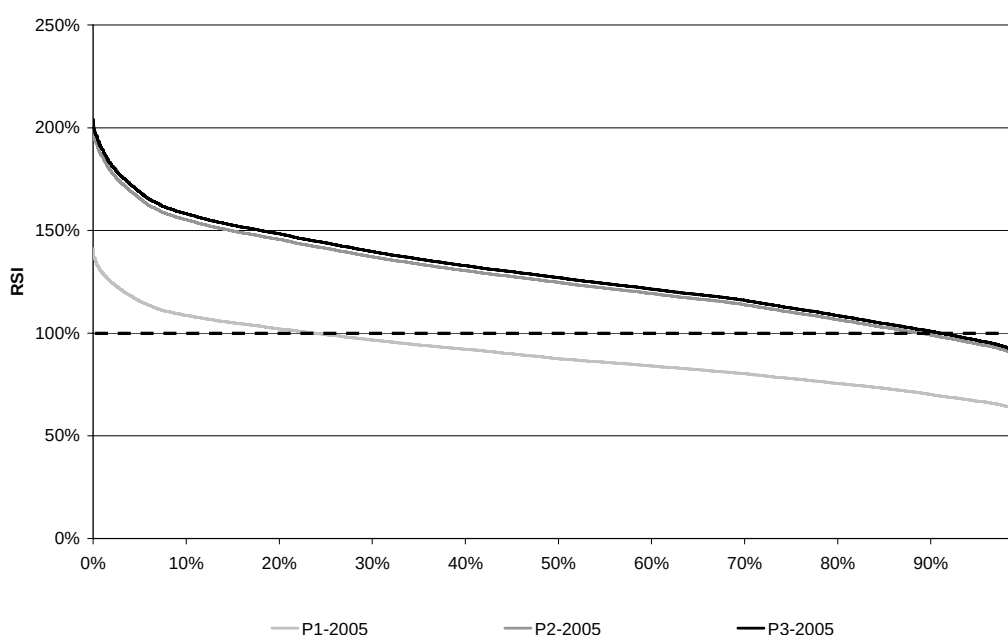
Figur 40 HHI Sveriges råkraftsmarknad jämfört med Stockholmspriset timme för timme under 2005

Källa: Energimarknadsinspektionen

En geografiskt större marknad sänker marknadskoncentrationen vilket således ökar konkurrensen mellan producenter på råkraftsmarknaden. När Sverige ingår i sammanhängande prisområden innebär det att sammansättningen på utbudskurvan ändras jämfört med en nationell marknad. Då svenska producenters produktion prissätts av kostnaden för produktion i något av våra omkringliggande områden, gemensamt prisområde, innebär det, beroende på produktionskostnadsstrukturen i de andra områdena, omväxlande ett högre/lägre elpris för svenska konsumenter och en större/mindre intäkt för svensk elproduktion. I sammanhanget är det dock viktigt betona att handel generellt har en prisutjämnande effekt mellan områden. Såsom skillnaden mellan figur 39 och 40 visar kan effekten på priset variera beroende på de faktorer som bestämmer riktningen på det generella kraftflödet på den nordiska råkraftsmarknaden.

5.5 Användning av strukturella index för att identifiera förekomst och grad av marknadsmakt

I figur 41 redovisas beräkningar av det anpassade Residual Supply Index (RSI) som beskrivs i bilaga 2. Indexet visar under vilka timmar 2005 Sveriges tre största producenter (P1, P2 respektive P3) hade en så betydande marknadsställning att deras medverkande varit väsentligt för att råkraftsmarknaden skulle kunna balansera. De berörda timmarna har ett RSI under 100 och återfinns i området under den streckade linjen i figuren. Den ursprungliga definitionen av RSI exkluderar även den studerade producentens redan kontrakterade produktion före det att morgondagens priser bestäms på spotmarknaden.⁸⁸ Information om aktörernas avtal om elleveranser har emellertid inte varit tillgänglig varför följande anpassade RSI har tagits fram.



Figur 41 Beräknat RSI för Sveriges tre största producenter under 2005

Källa: Energimarknadsinspektionen

När all produktionskapacitet är inkluderad hade den största producenten i Sverige ett positivt resterande utbud under uppskattningsvis 80 procent av tiden 2005 och omkring 70 procent av tiden 2004.⁸⁹ Den näst störste producenten i Sverige hade samma position under omkring 11 procent av tiden 2005. I jämförelse kan noteras att den danska Konkurrencestyrelsen (2005) uppskattat att den dominerande producenten på Jylland, Elsam, har motsvarande position under 78 till 91 procent av tiden.⁹⁰

⁸⁸ Produktionskapacitet motsvarande den volym som redan sålts.

⁸⁹ Ett positivt resterande utbud innebär att den dominerande elproducentens produktion är nödvändig för att balans mellan utbud och efterfrågan skall kunna uppnås.

⁹⁰ Omfattningen är beroende av hög- respektive låglast samt säsong. Beräkningen avser perioden 1 juli 2003 till och med 31 december 2004.

Under de timmar då det resterande utbudet inte klarar av att täcka efterfrågan har den avsedda producenten en positiv resterande efterfrågan. Eftersom Sverige ingår i en nordisk marknad, kommer denna resterande efterfrågan att vara beroende av utbytet med omkringliggande elspotområden. Ett minskat utbud från svenska producenter leder, allt annat lika, till en ökad import till Sverige. Import från andra områden tillkommer givet att det finns ledig överföringskapacitet till Sverige och att det finns prismässigt konkurrenskraftiga bud i de omkringliggande elspotområdena. Är detta inte fallet finns det en risk att ett dyrare svenskt säljbud kommer att bli prissättande i Sverige. Om ett positivt resterande utbud under en viss timme används i syftet att försöka påverka priset riskerar den berörda producenten alltså att förlora marknadsandelar till producenter i andra länder. En producent tjänar på utövande av marknads-makt om intäktsökningen till följd av högre marknadspris efter utövad marknads-makt kompenserar för utebliven försäljning motsvarande tillbakahållen produktionskapacitet.⁹¹

5.6 Förutsättningar för nyinvesteringar

5.6.1 Investeringsklimatet enligt aktörerna

Energimyndigheten (2005d) studerade bland annat investeringsklimatet för ny elproduktionskapacitet i Sverige. Studien genomfördes genom intervjuer med ett tiotal aktörer innefattande stora internationella energiföretag, mindre kommunala företag, stora elintensiva företag samt ett mindre vindkraftföretag.

De flesta elproduktionsföretag som intervjuades anser att det på sikt finns ett behov av ny elproduktionskapacitet. De stora förbrukarna anser vidare det som en nödvändighet med investeringar i ny billig elproduktion. I de nordiska länderna ska investeringar i ny elproduktionskapacitet ske genom incitament från den konkurrensutsatta marknaden. Baserat på aktörernas svar ställs följande krav för få till nya investeringar i elproduktion:

- att marknaden fungerar och tillåts fungera.
- att acceptansen från allmänhet och politiker för nya elproduktionsanläggningar ökar.
- att de olika aktörernas roller på marknaden är tydliga och definierade.
- att energipolitikens åtgärder är långsiktiga.
- att regelverket harmoniseras inom Norden.
- att tillståndsprocessen är effektiv.

⁹¹ Den tillbakahållna kapaciteten motsvarar ökad försäljning för andra producenter samt minskad total volym till följd av efterfrågans priskänslighet.

5.6.2 Tillståndprocessen för nyinvesteringar

För att bygga en ny anläggning för elproduktion krävs tillstånd enligt både miljöbalken (1998:808) och plan- och bygglagen (1987:10). Miljöprövningen i Sverige har, vad gäller det administrativa arbetet, blivit onödigt omfattande. 1999 tillsattes miljöbalkskommittén, som ska följa upp tillämpningen av miljöbalken och lämna förslag till ändringar som kan behövas. Enligt ett tilläggsdirektiv från maj 2003 ska kommittén bland annat se över möjligheterna att effektivisera och förenkla miljöprövningen.

I ett delbetänkandet *”En effektivare miljöprövning”* (SOU 2003:124) lämnade miljöbalkskommittén förslag inriktade på prövningens första skeden, det vill säga från den första myndighetskontakten till beslut i första instans. Förslagen gäller bland annat förfarandet för att ta fram miljökonsekvensbeskrivningar, prövningen vid ändringar och utbyggnader av befintliga miljöfarliga verksamheter, anmälningsplikt i stället för tillståndsplikt för vissa vattenverksamheter, prövningen av täkter samt regeringens tillåtlighetsprövning av vissa verksamheter.

Idag ställs det krav på fullständiga miljökonsekvensbeskrivningar i betydligt fler fall i Sverige än i övriga EU-länder. Miljöbalkskommittén föreslår en harmonisering till andra länders kravnivå. Vidare föreslår kommittén att det endast ska ställas krav på ett samråd innan miljökonsekvensbeskrivningen och ansökan lämnas till tillståndsmyndigheten. Samrådet skulle då ske med den vida krets som idag gäller för det utökade samrådet.

Miljöbalkskommittén föreslår även ett förenklat förfarande vid prövningar av ändringar och utökningar av befintliga miljöfarliga verksamheter. Bakgrunden till detta är att det för närvarande är vanligare med utbyggnader och ändringar av befintliga anläggningar än av nyetableringar. Tillståndsprövningen ska då endast avse ändringen.

Då all vattenverksamhet behandlas lika i miljöbalken krävs ett formaliserat tillståndsförfarande hos miljödomstol. Miljöbalkskommittén har lämnat förslag på ändrad lagstiftning för att underlätta tillståndprocessen för dem som vill anlägga mindre dammar och kraftverk. Förslaget innebär att ersätta tillståndsplikten med en anmälningsplikt till länsstyrelsen.

För att förenkla och förkorta tiden för miljöprövningen av några av de allra största verksamheterna föreslår miljöbalkskommittén att den obligatoriska regeringsprövningen enligt 17 kap. 1§ miljöbalken i fortsättningen bara ska avse infrastrukturprojekt (vägar, järnvägar och allmänna farleder). Möjligheten för regeringen att i ett enskilt fall förbehålla sig prövningen ska finnas kvar (17 kap 3§ miljöbalken), liksom skyldigheten för myndigheter och kommuner att underrätta regeringen om sådana verksamheter som bör tillåtlighetsprövas av regeringen.

En följd av Miljöbalkskommitténs förslag om minskad regeringsprövning blir dock att de verksamheter som tidigare omfattades av kommunalt veto vid en obligatorisk regeringsprövning inte kommer att göra det i fortsättningen, eftersom prövningen i fortsättningen kommer att ske på vanligt sätt i miljödomstol. Miljöbalkskommittén bedömer att denna ändring kan accepteras eftersom kommunerna kommer att ha ett fortsatt inflytande över om anläggningarna ska få byggas, bland annat genom det kommunala planmonopolet och möjligheten att överklaga miljödomstolens avgörande i tillståndsfrågan.

I december 2003 överlämnade miljöbalkskommittén sitt delbetänkande SOU 2003:124 till regeringen. Miljöbalkskommitténs förslag överensstämmer i huvudsak med regeringens, varefter regeringen efter beredning av ärendet överlämnat prop. 2004/05:129 till riksdagen. Riksdagen har genom beslut 18 juni 2005 antagit regeringens lagförslag, som syftar till en snabbare och enklare miljöprövning. De nya lagförslagen började gälla 1 augusti 2005.⁹²

5.7 Sammanfattande bedömning

Ur konkurrenshänseende är koncentrationen på en isolerad svensk råkraftsmarknad oroande. Detta är även fallet för övriga nordiska elspotområden och ett flertal vanligt förekommande prisområdeskonstellationer. Energimarknadsinspektionen gör därför bedömningen att ytterligare företagsförvärv som för med sig en ökad ägandekoncentration på en nordisk delmarknad, eller någon av de vanligt förekommande marknadskonstellationerna i Norden, inte bör tillåtas. För Sverige med relativt få dominerande elproducenter är en utveckling mot en än mer integrerad nordisk marknad sannolikt det effektivaste sättet att minska marknadskoncentrationen vilket torde förbättra förutsättningarna för en väl fungerande konkurrens. Det är ur detta perspektiv också viktigt att det ges möjligheter för nya aktörer att etablera sig på marknaden.

Energimarknadsinspektionens beskrivning av den nordiska marknadsintegrationens marknadsförstörande effekter visar att handel medför en betydande reduktion av ägarkoncentrationen på marknaden. Stora delar av den marknadsförstörande potentialen är redan idag realiserad, men det finns utrymme för ytterligare förbättringar. För att öka de marknadsförstörande effekterna på den nordiska råkraftsmarknaden krävs en effektivare flaskhalshantering samt ett fortsatt arbete med harmonisering av regelverk. Erfarenheter från den danska konkurrensmyndighetens analys av konkurrensen på Jylland visar på vikten av att utnyttjandet av överföringsförbindelser sker på ett effektivt sätt. Nordisk harmonisering av regelverk, utveckling av flaskhalshantering, nätförstärkningar och bevakning av den nordiska konkurrenssituationen bedöms av inspektionen som mycket viktiga arbetsområden för en fortsatt god utveckling av den nordiska råkraftsmarknaden.

⁹² För ytterligare information se www.riksdagen.se.

Vid prisskillnader mellan elspotområden skapas så kallade flaskhalsintäkter. Flaskhalsintäkter är relaterade till överföringsnätets begränsade kapacitet och ska på en effektiv marknad signalera behov av nätinvesteringar. De nordiska systemansvariga har genom samarbetsorganisationen Nordel tagit ett principiellt beslut om att använda flaskhalsintäkterna i Norden till att ytterligare bygga ut det nordiska transmissionsnätet. Nordel har även konkretiserat detta i form av en lista med fem prioriterade investeringar. Dessa investeringar syftar till att reducera effekterna av nuvarande trånga sektioner i nätet och kommer när de genomförs medföra en ytterligare integrering och utveckling av den nordiska marknaden. Större överföringskapacitet minskar risken för flaskhalsar och har därmed större förutsättningar att hålla samman en nordisk marknad, såväl för spotmarknaden som för reglerkraftsmarknaden. Energimarknadsinspektionen bedömer dessa åtgärder som mycket viktiga verktyg för att öka konkurrensen på den nordiska råkraftsmarknaden.

I analysen av råkraftsmarknadens kortsiktiga effektivitet finner Energimarknadsinspektionen att marknaden fungerar bra och gör bedömningen att spotmarknaden fungerar effektivt. Marknadens aktörer har genom sitt ökande användande av spotmarknaden visat förtroende för börsens prisbildning och funktion. Handelsavgifter ligger lågt i en europeisk jämförelse. Nord Pool är också viktig för råkraftsmarknadens transparens. Nord Pool säkerställer en väl genomlyst prisbildning, samt en neutral spridning av relevant marknadsinformation.

Energimarknadsinspektionen vill dock lyfta fram vikten av råkraftsmarknadens långsiktiga effektivitet. Goda förutsättningar för nyetableringar och nyinvesteringar på marknaden för elproduktion är avgörande för råkraftsmarknadens långsiktiga effektivitet och konkurrens.

På en väl fungerande marknad sker investeringar i ny kapacitet när knapphetsräntan förmår täcka kapitalkostnaderna i en ny anläggning. Under de första åren efter elmarknadsreformen var elprisnivån i Norden otillräcklig för nyinvesteringar utan subventioner. Det överskott av produktionskapacitet som tydliggjordes vid elmarknadsreformen har haft en prispressande effekt under åren sedan elmarknadsreformen. Efterhand har dock anläggningar lagts i malpåse samt efterfrågan ökat med en ökande prisnivå som följd. Den höga prisnivån på utsläppsrätter bidrar också till en starkt ökad lönsamhet för nyinvesteringar. Nyinvesteringar i elproduktionskapacitet karaktäriseras av långa planeringshorisonter. Enligt inspektionens bedömning gör nuvarande elprisnivå att det borde vara aktuellt med en omfattande planering av nyinvesteringar. En snabb, effektiv och tydlig tillståndsprocess för investeringar i produktionsresurser är därmed att betrakta som viktig, inte bara ur försörjningssynpunkt, utan även för marknadens konkurrens och effektivitet.

Effektiviteten på en finansiell marknad är förhållandevis svår att analysera. Uppgifter om marknadens likviditet, antal aktörer, avgifter etcetera ger dock en fingervisning om hur väl marknaden fungerar. Nord Pool har betydligt högre

omsättning, fler medlemmar och lägre avgifter än andra europeiska börser. Vilket indikerar att Nord Pools finansiella marknad åtminstone har goda förutsättningar att vara effektiv. Energimarknadsinspektionen har i sin granskning av den finansiella elmarknaden inte identifierat några effektivitetsbrister.

Energimarknadsinspektionen har noterat såväl danska myndigheters undersökningar av den danska konkurrenssituationen och prisbildningen som Nord Pools marknadsövervakningsrapporter. Energimarknadsinspektionen har efter år 2000 inte funnit några rapporter om utnyttjad marknadsmakt som påverkat det svenska råkraftspriset. Förutsättningarna för marknadsmakt på råkraftsmarknaden kan dock anses vara stora jämfört med de flesta andra marknader och starkt kopplade till elmarknadens speciella förutsättningar. Det är därför angeläget med en fortsatt marknadsövervakning och övervakning av konkurrenssituationen.

Korsägandet i den svenska kärnkraften är bekymrande. Tillsammans med kraftföretagens samarbete inom vattenreglering bidrar korsägandet dessutom till misstro mot elmarknaden och de större kraftbolagen. Detta är även något som lyfts fram i flera av de tidigare studier som utredningen tagit del av.

En fungerande genomlysning, transparens, av marknadens processer bedöms som viktig. Energimarknadsinspektionen deltar för närvarande i såväl nordiska som europeiskt projekt vilka syftar till att förbättra och öka elmarknadens genomlysning.

6 Elspotindelning av Sverige

6.1 Inledning

I Energimarknadsinspektionens uppdrag ingår att analysera hur en eventuell indelning av Sverige i elspotområden skulle påverka konkurrensförutsättningarna i Norden och i Sverige. Effekterna för den svenska slutkundsmarknaden bör belysas.

På den nordiska elmarknaden hanteras begränsningar i överföringsnätet i praktiken genom tre metoder, marknadsdelning (prisområden), mothandel och begränsning av handelskapaciteter. De systemansvariga stamnätsföretagen i Norden har gett Nord Pool Spot uppgiften att i planeringsfasen hantera handeln med el och kapacitet mellan elspotområden genom att vid behov dela upp råkraftsmarknaden (spotmarknaden) i områden med olika priser (så kallad marknadsdelning). Gränserna för elspotområdena är i förväg fastlagda av de systemansvariga. Den ordning som hittills gällt är att Sverige alltid är ett enda elspotområde.

Flaskhalsar i det svenska överföringsnätet kan bland annat uppstå i situationer med stor transitering av kraft genom landet. Stamnätet är inte dimensionerat för att vid varje tidpunkt klara full import/export på samtliga utlandsförbindelser. För att förhindra att kapacitetsgränser i det interna svenska överföringsnätet överskrids hanteras situationer med för stor potentiell utrikeshandel för det svenska stamnätet genom att kapaciteten för handel över landsgränserna begränsas.

Nuvarande hantering av överföringsbegränsningar inom Sverige är en kombination av reducering av import-/exportkapaciteter i planfasen och mothandel i driftfasen. Vid landsgränsen hanteras de genom marknadsdelning, så kallade prisområden. Alternativ till nuvarande reduceringar av import-/exportbegränsningar av handelskapaciteten är att öka mothandeln eller att införa fler elspotområden. När den svenska elmarknaden omreglerades och aktörer på råkraftsmarknaden konkurrensutsattes var ett viktigt motiv för att hålla Sverige som ett område vid handel på spotmarknaden att det skulle underlätta för elhandlare att verka på elmarknaden.

I Energimyndigheten (2005a) konstaterades att Svenska kraftnät och andra nordiska systemansvariga i omfattande utsträckning hanterar interna snittbegränsningar genom reduktioner av handelskapaciteter till angränsande länder. De flesta prisdifferenser mellan Sverige och angränsande områden har inträffat då handelskapaciteten reducerats av interna skäl antingen av Svenska kraftnät eller av den systemansvarige i det angränsande området. Rapporten

belyser även konsekvenserna av olika metoder för hantering av begränsningar i Sverige.

6.2 Flaskhalsar i Sverige

I figur 42 framgår trånga sektorer, så kallade snitt, i det nordiska elsystemet.



Figur 42 Viktiga snitt i Norden

Källa: Nordel

I Sverige finns normalt fyra interna snitt som indirekt kan påverka handeln:

- Snitt 1 är det nordligaste snittet och består av fyra 400 kV ledningar. Det ligger söder om Lule älv och norr om Skellefte älv och begränsar effekt i sydlig riktning. Typisk gräns 2 500 till 3 200 MW.
- Snitt 2 går genom Hälsingland och norra Dalarna. Det består av åtta 400 kV ledningar och fyra 220 kV ledningar och begränsar effekt i sydlig riktning. Typisk gräns 6 200 till 7 200 MW.
- Snitt 4 är det sydligaste snittet och består av fem 400 kV ledningar och en 200 kV ledning. Det ligger i en linje söder om Simpevarp och söder om Horred och begränsar effekt i sydlig riktning. Typisk gräns 3500 till 4 000 MW. Kärnkraftblocket O1⁹³ är anslutet till 130 kV och ligger söder om snitt 4 till skillnad mot O2 och O3.
- Västkustsnittet består av ledningarna Horred-Kilanda och Strömma-Stenkullen och begränsar effekt i nordlig riktning. Typisk gräns 2 700 till 2900 MW.

Förenklat förknippas överföringsbegränsningar i snitt 1, 2 och 4 med stor vattenkraftproduktion och export söderut medan begränsningar i det så kallade västkustsnittet är förknippat med stor transitering till södra Norge från Danmark och kontinenten.

6.2.1 Nuvarande hantering av överföringsbegränsningar⁹⁴

Handel med el och hantering av överföringsbegränsningar i överföringsnätet kan i princip delas in i en planeringsfas och en driftsfas. Planeringsfasen är dygnet före driftdygnet fram till själva drifttimmen. För huvuddelen av handeln i det nordiska området är planeringsfasen tiden fram till dess spotmarknaden stänger.⁹⁵ För den systemansvariga fortsätter emellertid planfasen fram tills driftsfasens början. Driftsfasen är i princip själva drifttimmen då produktion och förbrukning sker.

Respektive systemansvarig gör sin bedömning av hur mycket kraft som ledningarna har kapacitet att överföra, det vill säga den kapacitet som kan göras tillgänglig för handel. Bedömningen beror bland annat på rådande nätförhållanden, underhåll på ledningar, förbrukning och produktion etcetera⁹⁶. De systemansvariga fastställer därefter bilateralt tillgänglig handelskapacitet mellan områden. Grundprincipen är att den lägsta bedömningen av tillgänglig handelskapacitet, i vardera riktning som endera systemansvarig gör, blir tillgänglig handelskapacitet.

Den tillgängliga handelskapaciteten används för handel mellan områden på spotmarknaden (Elspot). Handeln med kraft och överföringskapacitet sker samtidigt på spotmarknaden. Resultatet av auktionen på spotmarknaden kan bli att

⁹³ Simpevarpsverket i Oskarshamn.

⁹⁴ Avsnittet baseras på Energimyndigheten (2005a).

⁹⁵ För Sverige, Finland och Själland finns möjlighet att handla på Elbasmarknaden.

⁹⁶ För ytterligare information om hur den tillgängliga kapaciteten fastställs se Energimyndigheten (2005a).

det uppstår två eller flera separata prisområden om marknadens efterfrågan på överföringskapacitet är större än tillgänglig handelskapacitet. De systemansvariga garanterar redan genomförd handel på spotmarknaden, därmed hanteras flaskhalsar i driftsfasen genom mothandel.

6.2.2 Övergripande genomgång av hanteringen av begränsningar, november 2000-2005

De nordiska systemansvariga inom respektive område har i planeringsfasen ansvaret för att bedöma om handeln på spotmarknaden riskerar medföra överbelastning eller stabilitetsproblem i det egna nätet. För de tillfällen de systemansvariga bedömer att det finns en sådan risk står de systemansvariga inför valet att antingen hantera detta med mothandel i driftsfasen (vilket medför att de interna begränsningarna i nätet inte överskrids) eller genom att i planeringsfasen reducera handelskapaciteter till eller från omkringliggande områden. Handelskapaciteten mellan elspotområden fastställs bilateralt av berörda systemansvariga. Grundprincipen är att den lägsta bedömning av tillgänglig handelskapacitet som endera systemansvarig gör, blir dimensionerande för överföringskapaciteten den aktuella timmen.

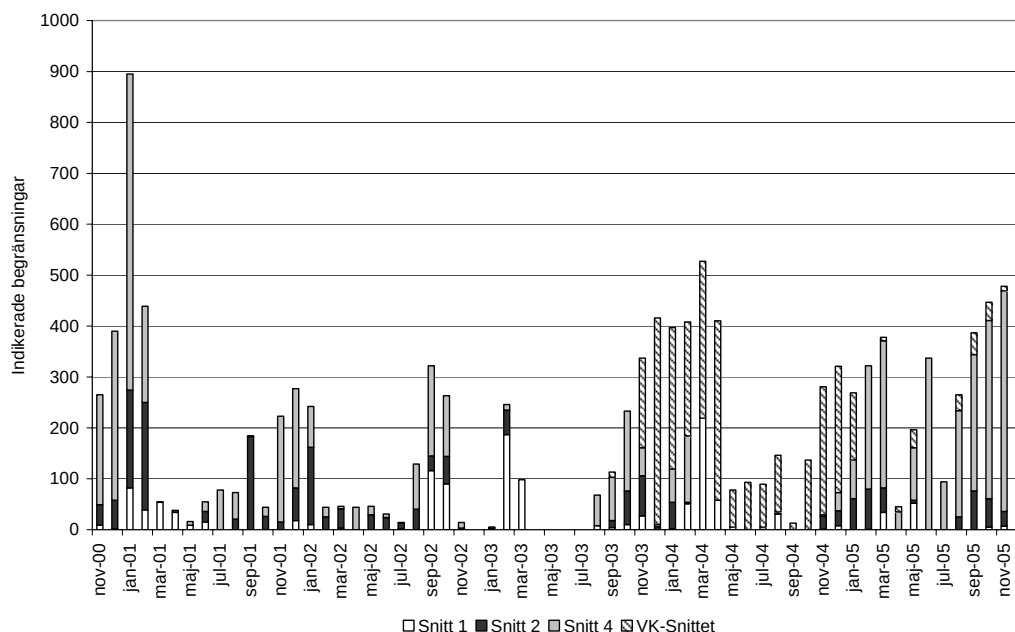
Förbindelser söder om snitt 2 hanteras inte enbart genom reduktioner av den tillgängliga handelskapaciteten per förbindelse. Det totala exportutrymmet på förbindelserna till södra Norge, Själland och Jylland lämnas även aggregerat till Nord Pool Spot för samordnad hantering.⁹⁷ Den tillgängliga handelskapaciteten för dessa förbindelser är således beroende av såväl hur stor kapacitet som kan överföras i Sveriges snitt 2, som flödet på de övriga förbindelserna som ingår i den samordnade hanteringen. Denna samordnade hantering gör att den tillgängliga kapaciteten i snitt 2 nyttjas bättre jämfört med tidigare hantering som innebar att varje förbindelse söder om snitt 2 reducerades med samma procentandel. Nu resulterar i stället högre betalningsvilja i ett elspotområde att reduktionen av handelskapacitet blir mindre till detta område än till ett område med lägre betalningsvilja.

Den sammanlagda handelskapaciteten för export på förbindelser ingående i samordningen utgör den högsta möjliga exporten från södra Sverige till omkringliggande områden. Det innebär att en viss förbindelse kan användas för export även om den aggregerade handelskapaciteten för hantering av snitt 2 uppgår till 0 MW. Förutsättningen är att det samtidigt sker import till Sverige i motsvarande utsträckning på någon av de andra förbindelser som ingår i den samordnade hanteringen. Detta förutsätter i sin tur att respektive förbindelses handelskapacitet för export inte reducerats till noll.

Energimarknadsinspektionen har tagit del av Svenska kraftnäts bedömningar timme för timme under perioden november 2000 till och med 2005. I underlaget framgår vilka timmar prognoserna har indikerat att förväntade flöden skulle

⁹⁷ Den samordnade hanteringen introducerades 15 mars 2004.

innebära risk för flaskhals i de interna snitten. Under dessa timmar har det således funnits ett behov av att begränsa flödena genom berörda snitt. Hur ofta ett visst snitt har indikerat ett begränsningsbehov presenteras i figur 43. Diagrammet är uppdelat på snitt 1, 2, 4 och västkustsnittet (VK). Snitten 1, 2 och 4 aktualiseras främst vid stor vattenkraftproduktion och export söderut, medan begränsningsbehov till följd av västkustsnittet i första hand uppträder under helger och nattetid och hänger samman med stor transitering från kontinenten och Danmark till södra Norge.



Figur 43 Antal indikerade begränsningsbehov i de svenska snitten november 2000 till 2005⁹⁸

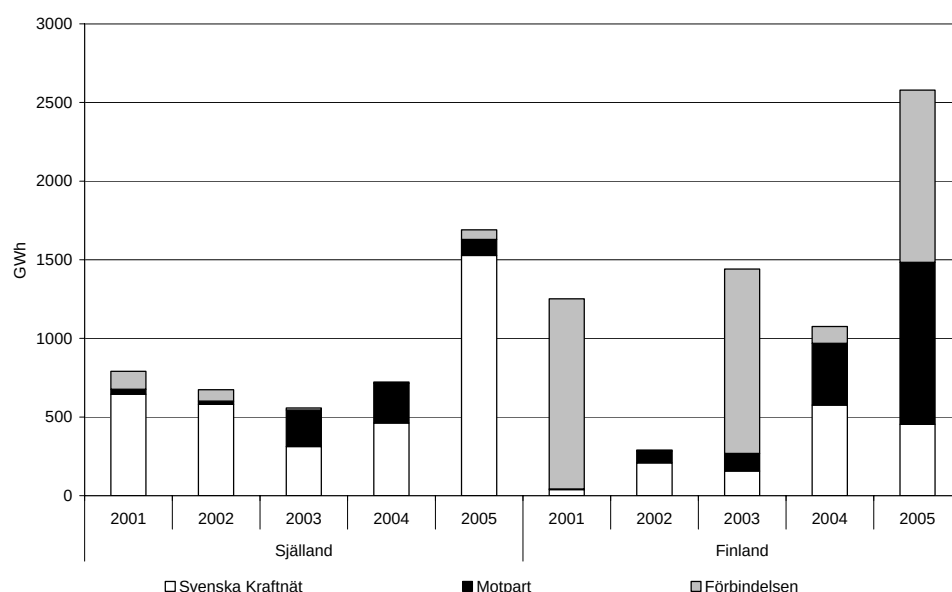
Källa: Energimarknadsinspektionens beräkning baserad på underlag från Svenska kraftnät

Begränsningsbehov på grund av ett specifikt snitt följer ett tydligt mönster. Under perioden januari 2003 till januari 2005 uppstod det största begränsningsbehovet på grund av västkustsnittet. Denna period karaktäriseras av låg tillgång på vatten och därmed i större utsträckning norrgående flöden än vad som är fallet under ett normal- respektive våtår. För perioden november 2000 till 2005 har begränsningsbehov bedömts föreligga till följd av snitt 4 under 5 906 timmar, till följd av västkustsnittet under 3 080 timmar, till följd av snitt 2 under 2 060 timmar och till följd av snitt 1 under 1 333 timmar. Det bör observeras att sammanställningen normalt visar vilket snitt som i första hand indikerat begränsningsbehov. Därutöver kan också andra snitt ha varit begränsande. För 754 timmar har begränsningsbehov angetts för såväl snitt 4 som snitt 1 eller snitt 2. Det bör också uppmärksammas att en dryg tredjedel av antalet timmar med behov av snitt 4-begränsning inträffade mellan november 2000 och februari 2001. Den vinterns särskilda problem upphörde när den nya ledningen Alvesta-Hemsjö togs i drift. Emellertid har behovet av snitt 4 begränsningar tilltagit under 2005.

⁹⁸ Figuren är en uppdatering av material som redovisades i Energimyndigheten (2005a).

Det kan även noteras att den i dagsläget (februari 2006) planerade förstärkningen Närke-Skåne, den så kallade Sydlänken, kommer att stärka kapaciteten i snitt 4. Begränsningar av handelskapaciteten kan göras antingen av Svenska kraftnät eller av systemansvarig i det angränsade området. Ett indikerat begränsningsbehov innebär således inte att det nödvändigtvis är Svenska kraftnät som i den aktuella situationen faktiskt reducerat handelskapaciteten.

Energimarknadsinspektionen har studerat förbindelserna med Själland och Finland under perioden 2001 till 2005 för att skapa en bild av omfattningen av situationer med reducerad handelskapacitet.⁹⁹ I figur 44 redovisas hur många GWh som totalt begränsats i riktning från Sverige fördelat per systemansvarig enligt Energimarknadsinspektionens beräkning.



Figur 44 Reduktion av handelskapacitet i flödesriktning från Sverige¹⁰⁰

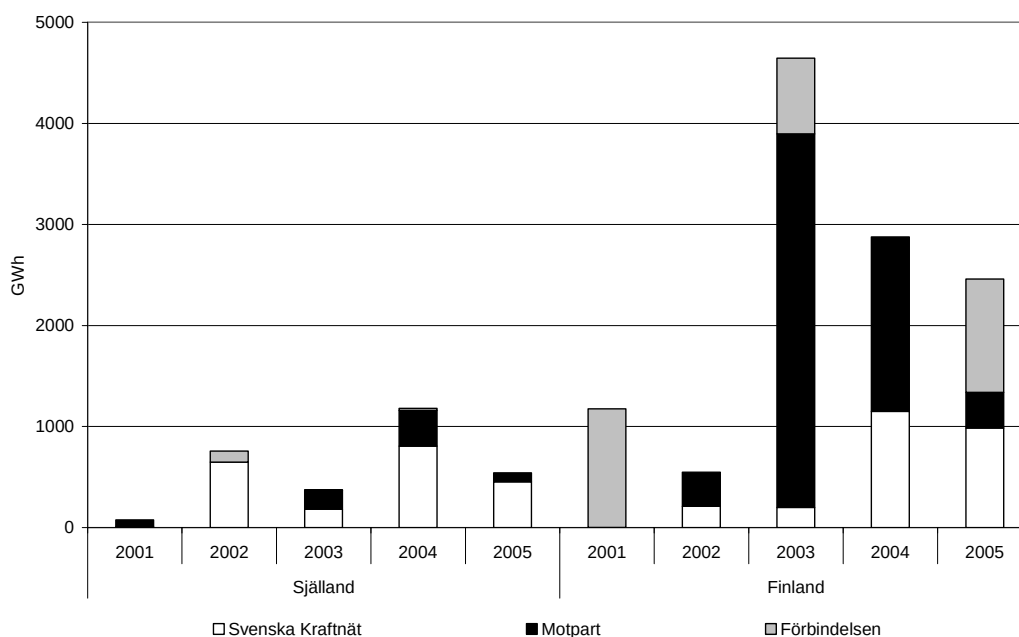
Källa: Energimarknadsinspektionens beräkning baserad på underlag från Svenska kraftnät

När handelskapaciteten i flödesriktning från Sverige till Själland betraktas framkommer att Svenska kraftnät är den systemansvarige som reducerat handelskapaciteten i störst omfattning. Det framkommer också att omfattningen av reducerade handelskapaciteter ökat under 2005 jämfört med tidigare år. Handelskapaciteten i riktning från Sverige till Finland har också varit mer reducerade under 2005 jämfört med tidigare år. Till skillnad från Själland är emellertid en större del av de reduktioner som gjorts en följd av tekniska förhållanden på förbindelserna. Till exempel var Fennoskan ur drift en längre period under våren 2005. Beräkningen indikerar att Fingrid har genomfört de jämförelsevis största reduktionerna av handelskapaciteter mätt i GWh.

⁹⁹ För en beskrivning av metod för beräkningarna se Energimyndigheten (2005a), där kan också motsvarande bilder på en mer aggregerad nordisk nivå studeras.

¹⁰⁰ På grund av befintligt underlag indikeras en större andel av begränsningarna till och från Finland under 2001 som hörande till förbindelsen än vad som egentligen var fallet.

I figur 45 redovisas hur många GWh som totalt begränsats i riktning till Sverige fördelat per systemansvarig enligt Energimarknadsinspektionens beräkning. Beträffande handelskapaciteten i riktning till Sverige framkommer att de totala reduktionerna av handelskapaciteter minskat 2005 jämfört med tidigare år. Sammantaget är det enligt dessa beräkningar de reducerade handelskapaciteterna främst relaterade till följd av förbindelsen eller att Svenska kraftnät begränsat handelskapaciteten.



Figur 45 Reduktion av handelskapacitet i flödesriktning till Sverige¹⁰¹

Källa: Energimarknadsinspektionens beräkning baserad på underlag från Svenska kraftnät

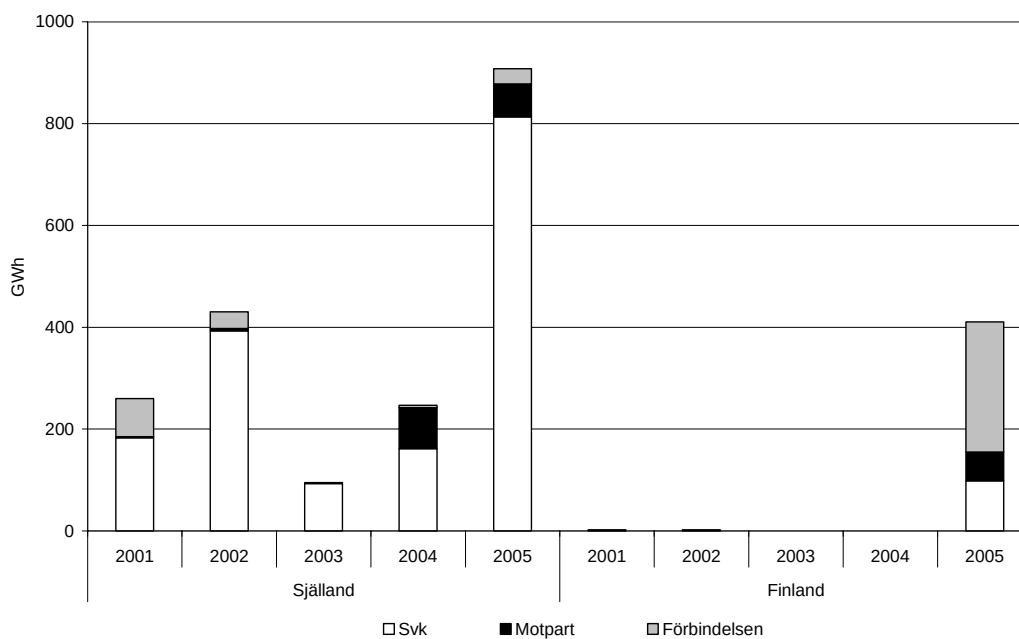
Begränsningar av handelskapaciteten behöver inte leda till att det uppstår flaskhalsar, eftersom flaskhalsar bara uppstår när den efterfrågade handelskapaciteten är större än den tillgängliga. De systemansvariga gör sina beräkningar av tillgänglig överföringskapacitet under osäkerhet om det verkliga utfallet.

I två figurer nedan visas hur stora begränsningar gentemot Själland respektive Finland varit per år, samtidigt som det uppstått en prisdifferens i flödesriktningen mellan Sverige och respektive område.¹⁰² Figur 46 visar begränsningarna för exportriktning från Sverige.¹⁰³

¹⁰¹ På grund av befintligt underlag indikeras en större andel av begränsningarna till och från Finland under 2001 som hörande till förbindelsen än vad som egentligen var fallet.

¹⁰² Med prisdifferens i flödesriktningen menas att en begränsning av exempelvis exportkapaciteten från Sverige sammanfallit med att Sverige var lågprisområde mot det berörda området.

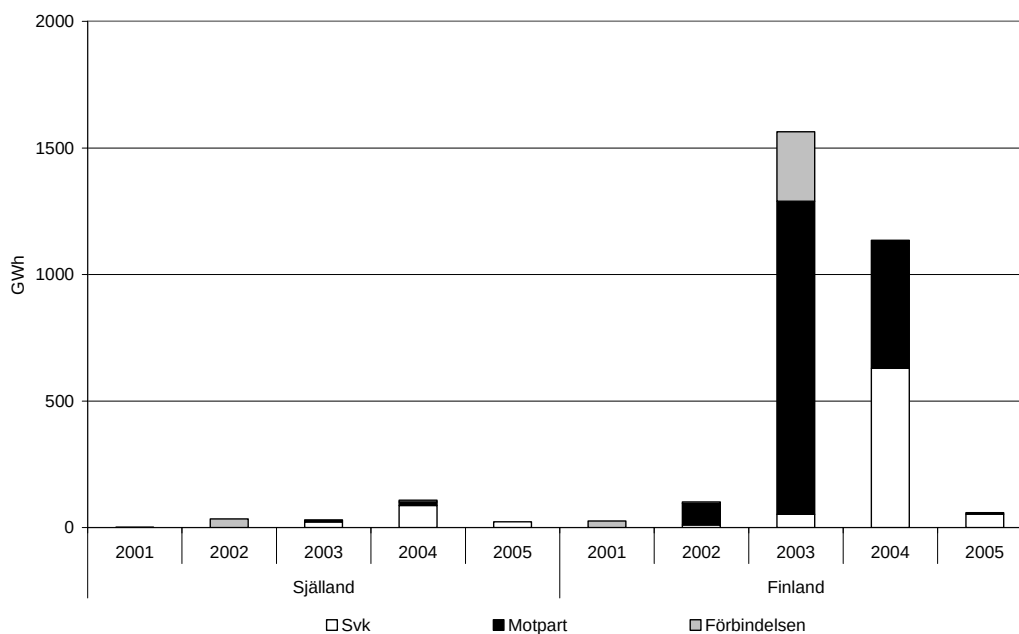
¹⁰³ Motsvarande analys mot samtliga av Sveriges angränsande områden finns i Energimyndigheten (2005a) figur 7.



Figur 46 Begränsningar av överföringskapacitet i exportriktning och som sammanfaller med flaskhals mellan berörda områden

Källa: Energimarknadsinspektionens beräkning baserad på underlag från Svenska kraftnät

Figur 47 visar begränsningar i importriktning till Sverige.¹⁰⁴

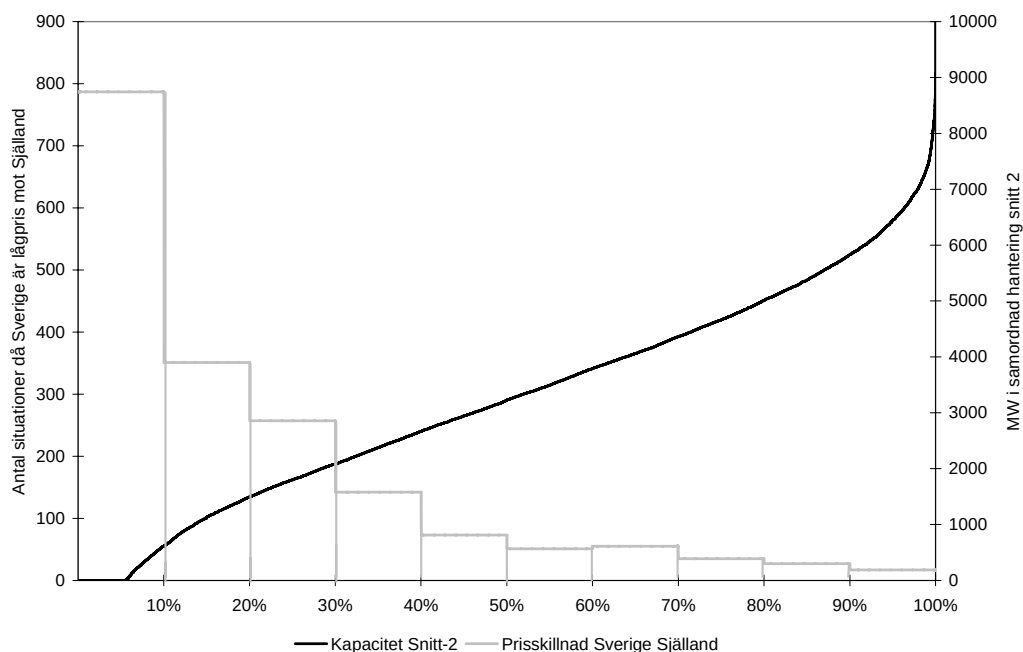


Figur 47 Begränsningar av överföringskapacitet i importriktning och som sammanfaller med flaskhals mellan berörda områden

Källa: Energimarknadsinspektionen

¹⁰⁴ Motsvarande analys för samtliga av Sveriges förbindelser finns i Energimyndigheten (2005a) figur 8.

Sedan våren 2004 hanteras Sveriges handelskapacitet på förbindelser till södra Norge, Jylland och Själland genom en samordnad hantering hos Nord Pool. I figur 48 visas snitt 2-kapacitet i den samordnade hanteringen per timme i ett så kallat varaktighetsdiagram. De studerade timmarna har sorterats i storleksordning och därefter i deciler.¹⁰⁵ För de 10 procent av timmarna som haft lägst tillgänglig kapacitet i den samordnade hanteringen beräknas sedan hur ofta Sverige haft ett lägre pris än Själland. Därefter görs samma beräkning för nästa 10 procent av timmarna och så vidare.



Figur 48 Sydgående kapacitet i den samordnade hanteringen av snitt 2 samt antal situationer då Själland utgjort högrisorområde mot Sverige 2004-03-15 till 2005

Källa: Energimarknadsinspektionens beräkning utifrån statistik från Nord Pool

Den totala högsta exportkapaciteten om 6 000 till 8 000 MW har fram till och med 2005 varit begränsad till 0 MW under 5,5 procent av tiden och till högst 1 000 MW under 13,6 procent av tiden. I figuren framträder ett tydligt mönster. Ju högre kapacitet som gjorts tillgänglig i den samordnade hanteringen, desto färre timmar har Sverige haft ett lägre pris än Själland. För de 10 procent av timmarna med lägst kapacitet har Själland haft ett högre pris än Sverige under hälften av timmarna. För de 10 procent av timmarna med högst kapacitet har Själland haft ett högre pris än Sverige under cirka en procent av timmarna.

När Svenska kraftnät bedömt att det är risk för särskilt ansträngda situationer har ibland exportkapaciteterna på samtliga förbindelser söder om snitt 2 satts till 0 MW. Sådana situationer förekom flera dagar under vecka 9 2005. Under vecka 9 2005 inträffade den högsta veckoförbrukningen sedan vintern 2001. Timmar med

¹⁰⁵ Den samordnade hanteringen infördes 2004-03-15. Den studerade tidsperioden är fram till och med 2005, och omfattar således cirka ett år och 9 månader.

begränsning till 0 MW exportkapacitet på samtliga förbindelser söder om snitt 2 har också inträffat under innevarande vinter.

Två situationer med mycket höga spotpriser i grannländerna inträffade den 28 november 2005 (Själland) och 8 december 2005 (Finland). Vid dessa två tillfällen tilldelades viss handelskapacitet för export men den tilldelade exportkapaciteten var kraftigt begränsad.

6.3 Alternativa metoder

Om de nordiska länderna bestämmer sig för en mer integrerad nordisk marknad finns det två huvudvägar att gå. Det ena alternativet är att hantera interna överföringsbegränsningar med mothandel i planeringsfasen i stället för neddragningar av handelskapaciteter. Det andra alternativet är att införa ytterligare elspotområden, till exempel genom att låta en intern flaskhals bli en gräns mellan två elspotområden. De två vägarna kan givetvis också kombineras på så sätt att en elspotindelning görs i en intern överföringsbegränsning medan övriga interna flaskhalsar mothandlas i planeringsskedet.

Nordenergi (de nordiska branschföreningarnas samarbetsorgan) har föreslagit att de nordiska systemansvariga ska garantera högsta möjliga tillgängliga handelskapacitet mellan elspotområden uppgående till åtminstone 70 procent av maximal handelskapacitet (Nordenergi, 2006). Förslaget innebär ökad mothandel av såväl interna överföringsbegränsningar inom de nordiska länderna som för minskningar av förbindelsernas kapacitet på grund av störningar, revisioner med mera. Detta alternativ bör ställas mot det alternativ som Energimarknadsinspektionen särskilt ska belysa i denna rapport, en områdesindelning av Sverige.

6.4 Elspotområden i Sverige och påverkan på konkurrensförutsättningarna i Norden och i Sverige

I detta avsnitt presenteras genomgången av konkurrensförutsättningarna i Sverige och Norden vid en indelning av Sverige i elspotområden. De alternativa gränsdragningarna för dessa indelningar utgörs av indelning i snitt 2 respektive snitt 4 i Sverige.

6.4.1 Metod

Utgångspunkten för att bedöma hur en indelning av Sverige i elspotområden påverkar de generella konkurrensförutsättningarna är att skapa en bild av de konkurrensförutsättningar som finns i respektive snittområde i Sverige. Dessa konkurrensförhållanden utgör grunden för analysen och kopplas därefter till förhållanden i angränsande elspotområden för att skapa en bild av de marknadsförstorande effekterna.

Koncentration i Sveriges snittområden

För att bedöma konkurrensförutsättningarna vid en indelning av Sverige i elspotområden är det första steget att skapa en bild av de strukturella förhållanden som finns inom de potentiella elspotområdena. De naturliga områden som finns inom Sverige utgörs av de så kallade snittområdena, vilka är definierade utifrån de snitt som kan vara begränsande på överföringen av el i det svenska överföringsnätet för el. Dessa snitt finns presenterade i avsnitt 6.2.

Ju större en enskild aktörs marknadsandel är desto oftare kommer den aktörens medverkan att vara väsentlig för marknadens balans mellan utbud och efterfrågan. Problem med marknadsmakt på råkraftsmarknaden är i allmänhet positivt korrelerad med ägarkoncentrationen (Bergman, 2005b).

Marknadsförstorande effekter

I nuvarande ordning utgör Sverige ett elspotområde. Sverige är dock indelat i fyra så kallade snittområden, inom vilka aktörer ska planera sin förbruknings- respektive produktionsbalans.¹⁰⁶

I bilaga 2 samt i avsnitt 5.4 presenteras metoden för att bedöma koncentrationen i de isolerade snittområdena. Energimarknadsinspektionen har tidigare studerat hanteringen av begränsningar i det svenska överföringsnätet för el (Energimyndigheten, 2005a). Eftersom koncentrationen är relativt hög i Sverige, såväl för hela Sverige som per snittområde, är konkurrensen beroende av en väl fungerande handel med omvärlden. Handel mellan områden inom Nord Pools börsområde sker via spotmarknaden (Elspot).

När ett elspotområde bildar gemensamt prisområde med ett annat elspotområde skapas en marknadsförstorande effekt, med sänkt marknadskoncentration (inom prisområdet) som följd. Ju större den tillgängliga kapaciteten för handel, desto större är sannolikheten att flera elspotområden kommer att tillhöra samma prisområde. När alla nordiska prisområden bildar gemensamt prisområde maximeras de marknadsförstorande effekterna.

Begränsningar inom Sverige som förutses innan spothandeln hanteras genom att Svenska kraftnät reducerar tillgängliga handelskapaciteter för export och/eller import på de svenska utlandsförbindelserna. Reduktioner av handelskapaciteter hanterar interna flaskhalsar men ökar ofta prisskillnaderna till angränsande områden (se avsnitt 6.2.2).

För att bedöma de marknadsförstorande effekterna av en indelning av Sverige i elspotområden, i snitt 2 eller 4, görs en genomgång av koncentrationen i de prisområdeskonstellationer respektive område kan antas bilda. Dessa konstellationer jämförs därefter med förhållanden i den nuvarande ordningen.

¹⁰⁶ Information om hur aktörer ska lämna sina planer återfinns i Balansavtalet, se exempelvis Svenska kraftnät (2005b).

6.4.2 Koncentrationen i de isolerade områdena

Som ett led i att värdera konsekvenserna för konkurrensförutsättningarna har Energimarknadsinspektionen beräknat marknadskoncentrationen i Sverige och övriga nordiska befintliga elspotområden samt för de områden inom Sverige som avgränsas av respektive delningsalternativ. För att tydligt belysa konsekvenserna för koncentrationen av en elspotindelning behandlas varje område som ett isolerat område. Sett ur ett nordiskt perspektiv är den relevanta marknaden, för de allra flesta timmarna, större än det enskilda området, vilket redovisats i avsnitt 5.4.

I tabell 24 nedan redovisas beräknad isolerad koncentration för befintliga elspotområden i Norden, samt de svenska områden som skapas vid en eventuell delning i snitt 2 eller 4. Enligt generellt accepterade gränsvärden för HHI vid bedömning av en marknadskoncentrationens eventuella påverkan på konkurrensen är samtliga områden, att betrakta som måttligt eller starkt koncentrerade (när de är isolerade). Som berörts tidigare har elmarknaden särdrag vilka talar för att även HHI värden understigande 1 000 kan vara problematiska (se vidare avsnitt 5.4.2).

Tabell 24 Koncentration i befintliga elspotområden i Norden och inom eventuella elspotområden i Sverige

Område	HHI
Sverige	3 060
Jylland	3 566
Själland	7 399
Finland	1 546
Södra Norge	2 808
Norra Norge	2 677
Sverige norr om snitt 2	3 792
Sverige söder om snitt 2	2 777
Sverige norr om snitt 4	3 293
Sverige söder om snitt 4	3 886

Källa: Energimarknadsinspektionen

Det kan finnas argument för att förbindelser mellan det nordiska systemet och Tyskland, Polen och Ryssland och dessas inverkan på koncentrationen bör inkluderas i beräkningen av koncentrationsmåttet. Detta argument är mest relevant för den finska förbindelsen med Ryssland samt förbindelserna SwePol Link respektive Baltic Cable som förbinder Sverige med Polen och Tyskland. SwePol Link och Baltic Cable kan dock inte inkluderas i ett mått för ett isolerat elspotområde i Sverige då dessa förbindelser inte i alla tillfällen kan klassificeras som en produktionsanläggning.

I underlaget för beräkningen av marknadsandelar har produktionskapaciteten där de större producenternas samägda produktionskapacitet fördelats på basis av ägarandelar. I övriga fall av samägande (exempelvis större producent och mindre aktörer) har majoritetsägaren ansetts stå för driften.

Om en marknadsaktör har ägarintressen i flera separata bolag kan det försämra konkurrensen. Marknadskoncentrationen kan då antas öka eftersom ägarens vinstintresse kommer i konflikt med priskonkurrens mellan de berörda bolagen. Ytterligare en form av samägande som försämrar konkurrensen är om två eller flera dominerande marknadsaktörer dessutom har andelar i samma produktionsanläggningar. Företagen har då en naturlig mötesplats och ett gemensamt intresse för samordnat beteende. Alla kärnkraftverk i Sverige är sedan nedläggningen av Barsebäck samägda. I den uppgörelse som följde av nedläggningen av Barsebäck erhöll E.ON kompensation i form av ägarandel i Ringhals kärnkraftverk.

Eftersom den beräknade koncentrationen inte är korrigerad för samägande kan marknadskoncentrationen sägas vara något underskattad. Tabell 25 visar andelen produktionskapacitet som definierats som samägd för respektive område.¹⁰⁷ Majoriteten av den samägda kapaciteten återfinns i kärnkraftsverken, varför området mellan snitt 2 och 4 får en hög andel samägd kapacitet.

Tabell 25 Andel samägd produktionskapacitet

	Norr om snittet	Söder om snittet
Snitt 2	11 %	74 %
Snitt 4	42 %	67 %
Hela Sverige	44 %	

Källa: Energimyndighetens bearbetning av underlag från Svensk energi

6.4.3 Möjligheter till att utöva marknadsmakt

Elasticiteten i utbudet kan ha betydelse för producenternas möjligheter att påverka priset genom att reglera storleken på utbudet. Stora delar av värmekraften är svår och kostsam att reglera momentant och kan på kort sikt (och något förenklat) sägas ge ett mer förutsägbart utbud än vattenkraften. En hög andel värmekraft antas därför indikera en låg momentan priselasticitet i utbudet. Medan en hög andel vattenkraft antas indikera en högre momentan priselasticitet i utbudet. Vattenkraft dominerar kraftigt norr om snitt 2, medan värmekraften dominerar söder om snitt 2. Sett över hela landet är de båda kraftslagen däremot jämbördiga.

Produktionen i den svenska kärnkraften har varierat mycket på veckonivå i förhållande till utnyttjandegrad i till exempel de finska kärnkraftsverken. Det finns en elasticitet nedåt vid låga priser. Kärnkraftsproduktionen sänktes till exempel under vååret 2000 då priserna var låga till följd av en hög vattenkraftproduktion.

Efterfrågans priskänslighet spelar en viktig roll för möjligheterna att utöva marknadsmakt. En relativt sett högre priselasticitet i efterfrågan reducerar möjligheterna till att utöva marknadsmakt, eftersom elanvändarna då i större utsträckning anpassar sin förbrukning vid ett högre pris på elektricitet. För stora elanvändare, exempelvis elintensiv industri, utgör elkostnader en betydande andel

¹⁰⁷ En genomgång av andelen samägd kapacitet söder respektive norr om de berörda snitten återfinns i Energimyndigheten (2005a).

av produktionskostnaderna. De har därigenom om det finns tillräckliga möjligheter till besparingar, incitament till att anpassa sin förbrukning efter elpriset. Stora elförbrukare kan även vara kontrakterade som så kallade reglerbar förbrukning, vilket innebär att de har ett avtal om att mot kompensation minska sin förbrukning om detta begärs av den systemansvarige (Svenska kraftnät). Det kan noteras att antalet stora förbrukare söder om snitt 4 är få, i storleksordningen 5 till 10 företag. En ytterligare kategori av priskänslig elanvändning är stora elpannor och värmepumpar. Dessa stora anläggningar har i regel olja som alternativ och när spotpriset på el relativt priset på olja stiger över en viss nivå ersätts elen med olja.

Energimyndigheten har i sin tidigare rapport analyserat fördelningen av industri- respektive hushållsförbrukning norr och söder om de berörda snitten (Energimyndigheten, 2005a). Andelen industriförbrukning är relativt hög norr om snitt 2, jämfört med Sverige som helhet. Omvänt är andelen lägre söder om snitt 4, jämfört med Sverige som helhet. Vid en områdesindelning i snitt 2 väntas det norra området ha en något högre elasticitet i efterfrågan relativt Sverige som helhet. Vid delning vid snitt 4 väntas det södra området ha en något lägre elasticitet i efterfrågan jämfört med Sverige som helhet.

Så långt har de två delningsalternativen studerats med avseende på marknadskoncentration och ägarstruktur (samägandet), samt flexibilitet/priskänslighet i produktion och förbrukning. Nästa steg är att studera koncentrationen i de eventuella prisområdeskonstellationer som kan tänkas uppstå.

6.4.4 Marknadsförstorande effekter

Ett elspotområde kan bilda gemensamt prisområde med ett eller fler elspotområden. När samtliga elspotområden i Norden har gemensamt pris utgör således Norden ett prisområde.

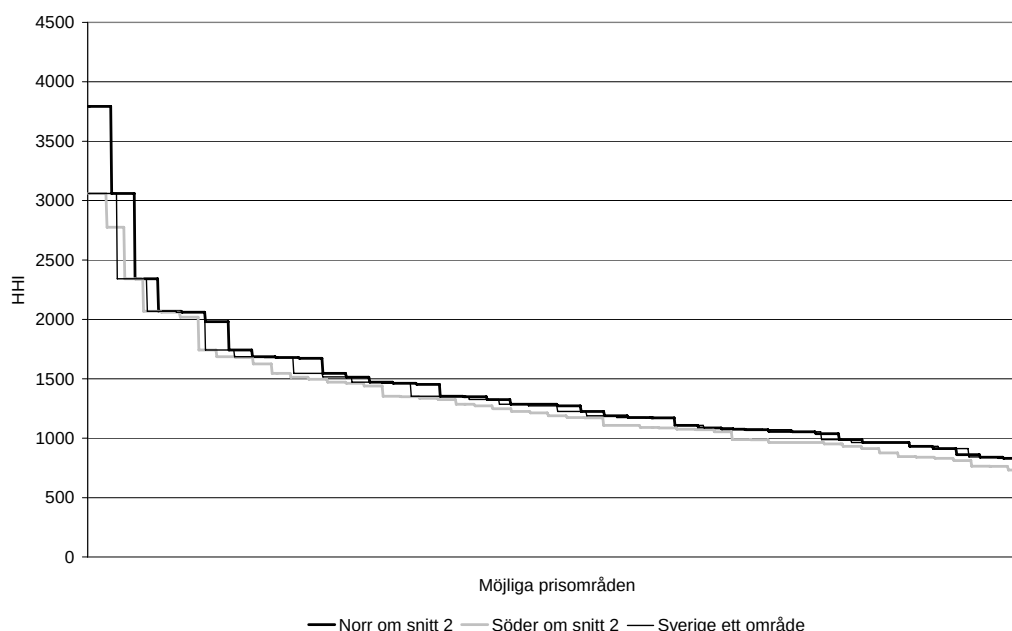
I den nuvarande ordningen utgör Sverige ett elspotområde, antalet möjliga prisområdeskonstellationer som identifierats i dessa beräkningar uppgår till 32. En prisområdeskonstellation är exempelvis när Sverige bildar gemensamt prisområde med Finland.

Elspotindelning i snitt 2

För Sverige söder om snitt två är antalet identifierade konstellationer 51 stycken. För Sverige norr om snitt 2 är antalet identifierade konstellationer 41 stycken. Sannolikheten för att en viss konstellation ska inträffa är olika. Det är emellertid inte möjligt att inom ramen för denna rapport skapa någon form av löpande index som visar hur stor del av tiden som vissa elspotområden kan komma att bilda gemensamt prisområde.

I figur 49 redovisas koncentrationen i området söder respektive norr om snitt 2 i Sverige när de bildar gemensamt prisområde med ett eller flera elspotområden.

Figuren börjar med det isolerade området för att sedan addera tänkbara områden avseende koncentration i respektive prisområdeskonstellation. Det framgår att koncentrationen för området söder om snitt 2 uppvisar en lägre koncentration än vad som är fallet när Sverige betraktas som ett område. Området norr om snitt 2 är när det betraktas isolerat mer koncentrerat än Sverige på nationell nivå.



Figur 49 Koncentration i prisområdeskonstellationer som kan bildas vid en indelning av Sverige i elspotområden, norr respektive söder om snitt 2

Källa. Energimarknadsinspektionen

En elspotindelning ersätter neddragningar av handelskapaciteter till följd av begränsningar i det snitt som definierar gränsen för den alternativa områdesindelningen. Skulle Sverige delas in i ett elspotområde norr respektive söder om snitt 2 skulle det ersätta reduktioner av handelskapaciteter till följd av begränsningar i snittet. Detta minskar således behovet av att göra reduktioner av handelskapaciteter på andra förbindelser. En följd av detta är att handelskapaciteter i större uträkning kan hållas på den tekniska kapacitet som utgör den maximala handelskapaciteten till respektive från Sverige.

De två nya elspotområdena kan maximalt förväntas vara isolerade i samma utsträckning som Sverige hittills varit isolerat, det vill säga högst några få procent av tiden. Efter 2000 då Sverige var ett isolerat prisområde i 5,5 procent av tiden har Sverige varit ett isolerat prisområde som mest 0,5 procent av tiden under ett år (2005). Sverige är centralt beläget i Norden och de två eventuella elspotområdena ligger mellan flera andra elspotområden. De kommer därmed ofta hänga ihop med åtminstone ett annat område. Det norra elspotområdet gränsar förutom till det södra svenska området till två andra elspotområden norr om snitt 2, Finland och norra Norge. Det södra elspotområdet gränsar förutom till norra Sverige till fyra andra elspotområden söder om snitt 2, södra Norge (Hasle), Finland, Sjöland och

Jylland. I de fall de två nya elspotområdena inte har gemensamt pris utan hänger ihop med ett eller flera andra områden blir det en minskning av marknadsmakten jämfört med om de skulle vara isolerade.

Vid flaskhals i snitt 2 erhålls lägst HHI (1 062) för det norra området om det är gemensamt med Finland och norra Norge. Området söder om snitt 2 erhåller lägst HHI (733) om det är gemensamt med Finland, södra Norge, Jylland och Själland. Notera att detta är en lägre koncentration än Norden som ett område.

Ju högre den tillgängliga handelskapaciteten är desto större är sannolikheten att områden ska komma att bilda gemensamt prisområde. Detta är följden av handel och dess marknadsförstörande effekt.

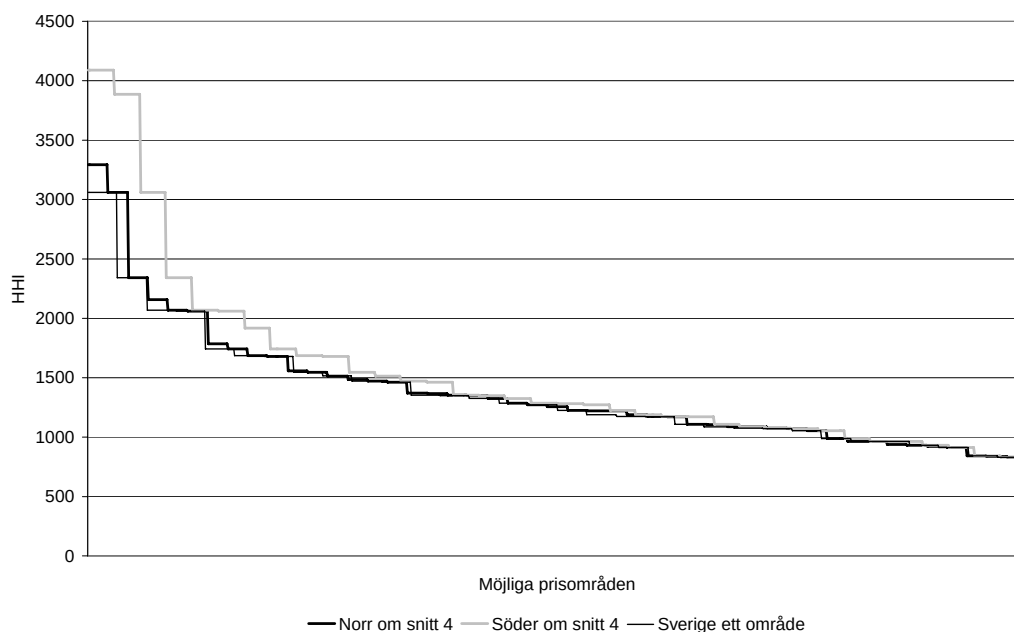
Elspotindelning i snitt 4

Antalet möjliga konstellationer som identifierats i dessa beräkningar uppgår till 32 olika prisområdeskonstellationer för Sverige som ett område. För Sverige söder om snitt 4 är antalet identifierade konstellationer 36 stycken. För Sverige norr om snitt 4 är antalet identifierade konstellationer 47 stycken. Sannolikheten för att en viss konstellation ska inträffa bedöms skilja sig åt relativt mycket mellan de teoretiskt möjliga alternativen. Det är emellertid inte möjligt att inom ramen för denna rapport skapa någon form av löpande index som visar hur stor del av tiden som vissa elspotområden kan komma att bilda gemensamt prisområde.

Koncentrationen söder om snitt 4 är mycket hög. I jämförelse med de befintliga elspotområdena är det endast Själland som är mer koncentrerat. Koncentrationen i det prisområde som dessa gemensamt med andra områden kan komma att bilda är 1 502 i genomsnitt. Detta genomsnitt är dock inte vägt utan endast ett genomsnitt av samtliga alternativa prisområdeskonstellationer. I figur 50 redovisas koncentrationen i området söder respektive norr om snitt 4 i Sverige när de bildar gemensamt prisområde med ett eller flera elspotområden.

Vid flaskhals i snitt 4 kommer området norr om snitt 4 att ha lägst HHI (927) när det hänger ihop med Finland, Norge och Jylland. Området söder om snitt 4 kommer dock antingen ha HHI 3 886 om det är isolerat eller HHI 4 090 om det hänger ihop med Själland. Vid en elspotindelning i snitt 4 kan dessa konstellationer bedömas komma att vara vanligt förekommande. Sådana marknadskoncentrationer kan få allvarliga konsekvenser för prisbildningen i de berörda områdena. Med hänsyn härtill finner Energimarknadsinspektionen det vara uteslutet att nu göra en elspotindelning i snitt 4. Överföringskapaciteten i snitt 4 kommer att stärkas när Sydlänken är byggd, enligt senaste uppgift beräknas den vara på plats 2011.¹⁰⁸

¹⁰⁸ Se pressmedelande från Svenska kraftnät. *Sydlänken: Ny elförbindelse till Sydsverige* beslutad 2005-11-25.



Figur 50 Koncentration i prisområdeskonstellationer som kan bildas vid en indelning av Sverige i elspotområden, norr respektive söder om snitt 4

Källa. Energimarknadsinspektionen

6.4.5 Prisområdesformationer

Båda alternativen för delning innebär en ökad strukturell uppdelning mellan vatten och värmekraftsproduktion relativt Sverige som helhet. För de situationer då Sverige delas in i två prisområden kan förutsättningen för att de två områdena ska hänga ihop med något av övriga angränsande områden väntas vara minst lika bra som de historiskt sett varit för Sverige som helhet. Detta är en följd av att behovet av att reducera handelskapaciteter minskar.

Större delen av tiden kommer hela Sverige, även efter en delning, att tillhöra samma prisområde och i de situationer ha en marknadsstorlek som är minst hela Sverige. Den avgörande frågan är vad som händer de timmar då de svenska områdena inte tillhör samma prisområde.

Tre faktorer som är av betydelse för prisområdesbildning är olika områdets balans mellan produktion och förbrukning, överföringskapaciteter mellan områden samt produktionskostnaden på marginalen inom områden.

I tabell 26 redovisas uppskattningen av fördelningen av produktionskapacitet och förbrukning mellan de områden som berörs av de två delningsalternativen. Båda alternativ innebär ett överskott av produktionskapacitet i norr och ett underskott i söder.

Tabell 26 Andel av Sveriges produktionskapacitet och elförbrukning

		Norr om snittet	Söder om snittet
Snitt 2	Produktionskapacitet	48 %	52 %
	Förbrukning	19 %	81 %
Snitt 4	Produktionskapacitet	92 %	8 %
	Förbrukning	84 %	16 %

Källa: Energimyndighetens bearbetning av underlag från Svensk Energi

Ett exempel kan tydliggöra betydelsen av de ovan nämnda faktorerna. Sverige norr om snitt 2 har knappt hälften av landets produktionskapacitet, och endast en knapp femtedel av förbrukningen. Området har således ett överskott av den förhållandevis billiga vattenkraftselen. Sverige söder om snitt 2 rymmer drygt 80 procent av landets förbrukning och ungefär hälften av produktionskapaciteten. Sverige söder om snitt 2 är därigenom ett underskottsområde med 85 procent av produktionskapaciteten i värmekraft. Givet en områdesindelning av Sverige kommer norra och södra Sverige att tillhöra samma prisområde så länge som tillgängliga överföringskapaciteten från norr till söder är tillräcklig för att balansera underskotten i söder med överskottet i norr. När den tillgängliga överföringskapaciteten inte räcker till delas norr och söder in i två prisområden. Det norra området väntas i sådana situationer bilda prisområde med angränsande vattenkraftsområden, medan det södra området väntas hänga samman med angränsande värmekraftsområden.

Skulle områdesgränsen förläggas till snitt 4 skulle priset mellan det norra och södra området skilja sig när det blir flaskhals i snitt 4. Så länge som överföringskapaciteten i snitt 4 är tillräcklig kommer de två områdena att tillhöra samma prisområde. Det södra är isolerat, ett underskottsområde. Detta underskott har förstärkts genom nedläggningen av Barsebäck. Området söder om snitt 4 är således beroende av överföring från annat område. Flöde till det södra område kan komma genom snitt 4, via Baltic Cable (från Tyskland), via SwePol Link eller från Sjöland. När överföringskapaciteten i snitt 4 inte är tillräcklig för att uppnå lika priser i de två områdena kommer priset skilja sig mellan det södra och norra området. I en sådan situation är det rimligt att förvänta sig att det södra området bildar gemensamt prisområde med Sjöland. Detta är också den enda prisområdeskonstellation som det södra elspotområdet kan komma att bilda när det blir flaskhals i snitt 4. Marknadskoncentrationen i denna konstellation är oacceptabel. Det är därmed uteslutet att nu genomföra en elspotindelning i snitt 4. Förutom att koncentrationen i ett sådant område är hög är bedömningen att det förutsättningar för att uppnå elasticitet i såväl utbud som efterfrågan låg.

6.5 Diskussion

I avsnitt 6.2 redovisades en övergripande genomgång av den nuvarande hanteringen av överföringsbegränsningar inom Sverige. I avsnitt 6.4 redovisades hur olika indelningar av Sverige i elspotområden påverkar konkurrensförutsättningarna på den svenska och nordiska elmarknaden. I detta

avsnitt jämförs en indelning av Sverige i elspotområden och införande av ökad mothandel med den nuvarande ordningen.¹⁰⁹

6.5.1 Bakgrund till Energimarknadsinspektionens utvärderingskriterier

Institutionella förutsättningar

Europaparlamentets och rådets förordning (1228/2003/EG) av den 26 juni 2003 om villkor för tillträde till nät för gränsöverskridande handel är bindande för medlemsländerna. I artikel 2.2 anges följande definition av överbelastning:

”En situation där en sammanlänkning mellan nationella nät för överföring på grund av kapacitetsbrist i berörda sammanlänknings- och/eller nationella överföringssystem inte kan ta emot alla de fysiska flöden, uppkomna genom internationell handel, som marknadsdeltagarna begär.

Artikel 6 förskriver allmänna principer om hantering av överbelastning. Artikel 6.1 respektive 6.2 har följande lydelse:

”6.1 Problem med överbelastning i näten skall åtgärdas med icke diskriminerande, marknadsbaserade lösningar som ger effektiva ekonomiska signaler till de berörda marknadsdeltagarna och de berörda systemansvariga. Problem med överbelastning i näten skal företrädesvis lösas med metoder som inte bygger på transaktioner, dvs metoder som inte innefattar ett val mellan de enskilda marknadsaktörernas kontrakt.

6.2 Förfaranden för att begränsa handel skall endast tillämpas i nödfall när den systemansvarige för överföringsnäten tvingas vidta omedelbara åtgärder och omdirigering eller motköp inte är möjliga. Alla sådana förfaranden skall tillämpas på ett icke-diskriminerande sätt. Utom vid force majeure skall marknadsdeltagare som fått sig tilldelad kapacitet kompenseras om denna skulle begränsas.”

Samtidigt med förordningen antog EG en bindande bilaga till förordningen rubricerad ”Riktlinjer för hantering och tilldelning av tillgänglig överföringskapacitet i sammanlänknings- mellan nationella system”. Punkt 1 i bilagan har följande lydelse:

”De metoder för hantering av överbelastningar som medlemsstaterna infört skall hantera kortsiktiga överbelastningar på ett marknadsorienterat sätt samtidigt som man uppmuntrar investeringar i effektiva nät och produktion på rätta platser.”

Enligt elmarknadsdirektivet (2003/54/EG) är medlemsstaterna skyldiga att vidta lämpliga åtgärder och övervaka försörjningstryggheten (artikel 3.7 och artikel 4). Övervakningen ska bland annat omfatta åtgärder för att klara efterfrågetoppar.

Hanteringen av flaskhalsar är en av de mer komplexa frågorna vid design av en elmarknad i konkurrens. Hanteringen påverkar elmarknadens effektivitet och

¹⁰⁹ De teoretiska förutsättningarna för diskussionen i detta avsnitt återfinns i bilaga 4.

funktionssätt. Varken Europaparlamentets och rådets direktiv (2003/54/EG) eller förordning om gränsöverskridande handel (1228/2003/EG) föreskriver att en viss metod för hantering av flaskhalsar ska tillämpas. Däremot anges ett antal riktlinjer och krav som kan sammanfattas med att flaskhalshanteringen ska främja försörjningssäkerhet och främja en väl fungerande marknad.

En väl fungerande marknad

Metoder att hantera begränsningar i överföringssystemet ska sammanfattningsvis åstadkomma två saker, förmå aktörer att anpassa sina produktions- och förbrukningsplaner för det kommande dygnet så att nätet inte överlastas i driften, vidare ska metoden förmå producenter och förbrukare att ta hänsyn till nätbegränsningar i investeringsbeslut.

I nuvarande ordning utgör Sverige ett enda elspotområde på spotmarknaden. Eventuella begränsningar inom det svenska överföringsnätet för el hanteras med en kombination av reduktioner av handelskapaciteter till angränsande länder och mothandel. Följden av detta är att spotpriset hittills alltid är det samma för alla aktörer som handlar på spotmarknaden i elspotområde Sverige.

Som konstateras i ovan tillämpar Svenska kraftnät och andra nordiska systemansvariga reduktioner av handelskapaciteter till angränsande länder för att hantera interna snittbegränsningar i omfattande utsträckning. Omfattningen av begränsningarna har även ökat under 2005.

Svenska kraftnäts dagliga beräkning av behovet av exportbegränsningar syftar till att med bibehållen driftsäkerhet exportera så mycket som möjligt. När exportbegränsningar inte är tillräckligt för att bibehålla driftsäkerheten används mothandel. En begränsning av handelskapaciteter behöver inte nödvändigtvis leda till att det faktiskt uppstår en flaskhals men den ökar sannolikheten att den efterfrågade handelskapaciteten ska vara större än den tilldelade. För svenska konsumenter bidrar den nuvarande ordningen, med relativt måttliga kostnader för mothandel, till att hålla stamnätstariffen på en låg nivå. Vidare innebär en minskad export att elpriset på kort sikt blir lägre i Sverige.

Däremot innebär den nuvarande nordiska ordningen med begränsningar av handelskapaciteter att den nordiska elspotområdena inte är så integrerade som de skulle kunna vara med hänsyn till kapaciteten på överföringsförbindelserna, vilket minskar effektiviteten i prisbildningen på den nordiska marknaden. I vissa situationer kan det vara höga priser i ett land samtidigt som det finns outnyttjad produktion i grannlandet till följd av att priset där är lägre trots ledig överföringskapacitet. En sådan situation gällde under vecka 9 2005. Två situationer med mycket höga spotpriser inträffade den 28 november 2005 (Själland) respektive den 8 december 2005 (Finland).

Om de nordiska länderna bestämmer sig för en mer integrerad nordisk marknad finns det två huvudvägar att gå. Det ena alternativet är att hantera interna

överföringsbegränsningar med mothandel i planeringsfasen i stället för neddragningar av handelskapaciteter. Det andra alternativet är att införa ytterligare elspotområden, till exempel genom att låta en intern flaskhals bli en gräns mellan två elspotområden. De två vägarna kan givetvis också kombineras på så sätt att en elspotindelning görs i en intern överföringsbegränsning medan övriga interna flaskhalsar mothandlas i planeringsskedet.

Nordel (2004) redovisade en analys av möjligheterna till utökad mothandel. Nordel konstaterade att alla flaskhalshanteringsmetoder innebär ett visst mått av risk för missbruk av marknadsmakt. En mer omfattande mothandel i planeringsfasen bedömdes ge möjlighet för mer missbruk av marknadsmakt än prisområdesindelning, om den skulle genomföras i reglerkraftsmarknaden. Även mothandel genom bilateral handel bedömdes vara förbunden med för stora möjligheter till utövande av marknadsmakt. Endast mothandel via elspot bedömdes vara ett realistiskt alternativ för en mer omfattande mothandel i planeringsfasen. Användning av elspot för mothandel förutsätter att buden är uppdelade i olika geografiska anmälningssområden som svarar mot de överföringsbegränsningar som ska mothandlas.

Nordenergi (de nordiska branschföreningarnas samarbetsorgan) har föreslagit att de nordiska systemansvariga ska garantera högsta möjliga tillgängliga handelskapacitet mellan elspotområden uppgående till åtminstone 70 procent av maximal handelskapacitet (Nordenergi, 2006).¹¹⁰ Förslaget innebär ökad mothandel av såväl interna överföringsbegränsningar inom de nordiska länderna som för minskningar av förbindelsernas kapacitet på grund av störningar, revisioner med mera. Nordenergis förslag syftar till att minska osäkerheten om tillgänglig handelskapacitet. För de producenter som kan delta i mothandeln ger förslaget också möjlighet att få mer betalt för sin produktion.

Mothandel i planeringsfasen för minskningar av kapaciteten till grannländerna som beror på störningar, revisioner med mera på förbindelserna eller i deras omedelbara närhet innebär inte att outnyttjad kapacitet på överföringsförbindelsen utnyttjas på ett effektivare sätt. Spotpriset avspeglar vid sådan mothandel inte längre den verkliga resursknappheten utan en fiktiv situation innebärande att störningen eller revisionen inte ägt rum. Ett införande av sådan mothandel i planeringsfasen främjar inte en väl fungerande marknad eftersom den ger en försämrad effektivitet i prisbildningen. Baserat på spotprisberäkningen alltid på full exportkapacitet blir konsekvensen ett högre genomsnittligt pris för all produktion i Sverige. Energimarknadsinspektionen konstaterar att det skulle innebära ett riskavlyft för marknadsaktörerna vars kostnad aktörerna själva bör finansiera. Det är inte rimligt att kostnaden för sådan mothandel betalas via stamnätstariffen.

¹¹⁰ Med maximal handelskapacitet avses net transfer capacity (NTC). Den kapacitet som återstår när den totala överföringskapaciteten (TTC) minskats med driftsäkerhetsmarginalen TRM benämns NTC (Net Transfer Capacity), historiskt inom Norden kallat handelskapacitet. Det är den maximala överföringskapacitet som utgör grunden för den planerade handeln med el och som de systemansvariga tilldelar Nord Pool Spot.

Vid en förväntad mothandelssituation finns det risk för att ett företag med marknads-makt även anpassar budgivningen på spotmarknaden för att få så stor förtjänst som möjligt av mothandeln. Resultatet blir i så fall att också spotmarknadens prisbildning påverkas. I de fall det uppstår en situation med långvarig mothandel och överskottsområdet innefattar vattenmagasin kan en producent dag efter dag bjuda in samma magasinerade vatten till ett lågt pris på spotmarknaden, få tillslag och därefter i mothandeln får köpa kraft billigare än vad hon värderar sin produktion till och därmed gör en vinst. På motsvarande sätt har producenten i underskottsområdet ett incitament att inte bjuda in viss produktion eller kräva ett så högt pris att hon inte får tillslag. Därefter kan hon i samband med mothandeln sälja den möjliga produktionen till ett högre pris än spotpriset.

En principiell skillnad mellan en indelning av Sverige i fler elspotområden och nyttjandet av mothandel utgörs av kostnadsfördelningen. Vid mothandel läggs kostnaderna på nätanvändarna oavsett om de gett upphov till kostnader eller ej. Marknadsdelning ger en fördelning av kostnaderna så att de läggs på den som använder nätet, risken för prisområdesdifferenser hanteras av aktörerna.¹¹¹

Energimarknadsinspektionens analys i denna rapport visar att det skett en omfattande förmögenhetsomfördelning från elanvändare till producenter under senare år. Åtgärder som innebär en ytterligare förmögenhetsomfördelning bör endast kunna komma i fråga om de ökar effektiviteten i prisbildningen på elmarknaden.

Mothandel i planeringsfasen för minskningar av kapaciteten till grannländerna som beror på störningar, revisioner med mera på förbindelserna eller i deras omedelbara närhet innebär inte att outnyttjad kapacitet på överföringsförbindelsen utnyttjas på ett effektivare sätt. Spotpriset avspeglar vid sådan mothandel inte längre den verkliga resursknappheten utan en fiktiv situation innebärande att störningen eller revisionen inte ägt rum. Ett införande av sådan mothandel i planeringsfasen främjar inte en väl fungerande marknad eftersom den ger en försämrad effektivitet i prisbildningen. Baseras spotprisberäkningen alltid på full exportkapacitet blir konsekvensen ett högre genomsnittligt pris för all produktion i Sverige.

Frågan om lämpligheten av mothandel av interna överföringsbegränsningar inom Sverige hör samman med konsekvenserna av den nuvarande ordningen med begränsningar av handelskapaciteter till grannländerna och konsekvenserna av alternativet med en indelning i elspotområden.

¹¹¹ All affärsverksamhet är förknippad med risk och agerande på elmarknaden är inget undantag från det. Det är även på denna marknad viktigt att risken fördelas på ett kostnadseffektivt sätt, och att incitamentsstrukturen med avseende på riskerna bidrar till en väl fungerande marknad.

De alternativ som diskuterats för en indelning av Sverige i elspotområden är en indelning i snitt 2 (genom Hälsingland och norra Dalarna) och/eller en indelning i snitt 4 (söder om Oskarshamn-Ringhals).

Vid en eventuell områdesindelning i snitt 4 får det resulterande södra området en mycket hög koncentration. I jämförelse med de befintliga elspotområdena är det endast Själland som är mer koncentrerad. Det södra området kommer att ha en elspotgräns mot Själland och norra Sverige. Den genomsnittliga koncentrationen i de möjliga prisområdeskonstellationerna för ett elspotområde söder om snitt 4 är 1 502. Notera att detta genomsnitt inte vägts efter någon slags förväntan om vilka alternativ som kan antas bli vanliga.

Av hänsyn till förutsättningar för konkurrens finner Energimarknadsinspektionen att en områdesindelning i snitt 4 inte bör komma i fråga. Vid en flaskhals i snitt 4 skulle ett område söder om snitt 4 ha så högt HHI som 3 886 om det är isolerat eller 4 090 om det hänger ihop med Själland. Vid en eventuell elspotindelning i snitt 4 kan dessa konstellationer dessutom förväntas bli relativt vanligt förekommande. Visserligen finns möjligheten att det södra området har gemensamt pris med såväl Själland som Tyskland. Men under klockan 07 till 20 vardagar har Sverige och Tyskland haft gemensamt pris under endast 4 procent av tiden sedan Nord Pool i oktober 2005 började notera ett nordtyskt område. För ett eventuellt område söder om snitt 4 skulle således gälla en mycket problematisk strukturell situation.

Däremot finner Energimarknadsinspektionen att en områdesindelning i snitt 2 inte innebär någon försämring av den nuvarande konkurrenssituationen när Sverige är ett enda område. Koncentrationen för det isolerade området norr om snitt 2 (HHI 3 792) är visserligen högre än för Sverige som helhet (HHI 3 060), men samtidigt blir koncentrationen söder om snittet lägre (HHI 2 777). Eftersom de två områdena runt snitt 2 ligger mellan flera andra elspotområden förväntas de dessutom nästan alltid att bilda gemensamt prisområde med åtminstone ett annat område. Förutsättningarna för att de ska bilda gemensamt prisområde med andra områden är större än i nuvarande ordning eftersom behovet att reducera handelskapaciteter till andra områden på grund av befarad flaskhals i snitt 2 upphör.

Det norra området gränsar förutom till det södra svenska området till Finland och norra Norge. Det södra området gränsar förutom till det norra svenska området till, södra Norge, Finland, Själland och Jylland. Vid flaskhals i snitt 2 erhålls lägst HHI (1 062) för det norra området om det bildar gemensamt prisområde med Finland och norra Norge. Området söder om snitt 2 erhåller lägst HHI (733) om det är gemensamt med Finland, södra Norge, Jylland och Själland. Det kan noteras att detta till och med är en lägre marknadskoncentration än för Norden som ett enda område (830).

Effekterna av en hög koncentration på utbudssidan reduceras om en ökad flexibilitet i efterfrågan kan komma till uttryck i prisbildningen. En förhållandevis stor andel av förbrukningen norr om snitt 2 utgörs av industriella förbrukare. Vanligen är efterfrågan inte särskilt elastisk, dock är ett rimligt antagande att industrikunder är mer priskänsliga än hushållskunder. En mer priskänslig efterfrågan minskar möjligheterna för producenter att utöva marknadsmakt.

En indelning i snitt 2 ökar möjligheterna att bedriva en effektiv marknadsövervakning avseende de svenska elproducenterna. I nuvarande ordning med ett svenskt elspotområde lämnar aktören, exempelvis en producent, ett bud som omfattar all hans svenska produktion. Vid en indelning i två elspotområden måste buden lämnas per elspotområde. Detta ökar möjligheterna för Nord Pools marknadsövervakning och myndigheterna att upptäcka om en svensk producent söker utnyttja marknadsmakt.

Den nordiska marknaden som helhet blir mer integrerad än i nuvarande ordning eftersom export-/importbegränsningar inte behövs för hantering av snitt 2-problematiken. En områdesgräns i snitt 2 bör också minska behovet av begränsningar för hantering av snitt 1 och snitt 4. Ju större handelskapacitet som finns mellan områden, desto bättre blir konkurrensförutsättningarna.

6.5.2 Slutkundsmarknaden

För de svenska elhandelsbolagen skulle en elspotindelning kräva nya arbetssätt och rutiner avseende exempelvis prissäkring, prissättning, marknadsföring, avräkning och fakturering. Övergångsproblemen är beroende av hur lång övergångsperioden är innan en områdesindelning genomförs. Å andra sidan ger en mer integrerad nordisk marknad möjligheter för nationella elhandelsbolag att verka på en större marknad, och således att växa internationellt.

Det kan bli en försämring av slutkundsmarknadens funktion om några elhandelsbolag väljer att bara var verksamma i ett enda område och inte i hela Sverige. Denna nackdel motverkas om utländska elhandlare finner det lättare att etablera sig i Sverige. Tillsynsmyndigheternas organisation NordREG kommer i en rapport den 1 mars 2006 att redovisa till de nordiska energiministrarna hur en integrerad nordisk slutkundsmarknad ska kunna uppnås.

Det bör i sammanhanget observeras att också mothandelsalternativet förutsätter en indelning av Sverige i anmälningsområden för bud till elspot om mothandel av de interna svenska flaskhalsarna ska ske via elspot i stället för bilateralt eller via reglerkraftsmarknaden. Energimarknadsinspektionen delar Nordels bedömning att reglerkraftsmarknaden är olämplig för att hantera mer omfattande mothandel i planeringsfasen och att mothandel genom bilateral handel är förbunden med stora möjligheter till utövande av marknadsmakt.

För de svenska elanvändarna söder om snitt 2 skulle en områdesindelning i snitt 2 innebära ett högre elpris när det är flaskhals i snitt 2. Storleken på prisökningen

beror på vilken anpassning som sker i det södra området till följd av exempelvis ökad import från södra Norge och/eller Finland, outnyttjad kraftvärmekapacitet och kortsiktig övergång från elpannor till oljepannor. Den exakta konsekvensen är svår att simulera eftersom de svenska elspotbuden inte är indelade efter snittområde.

En mothandel av interna svenska överföringsbegränsningar innebär en ökad kostnad för alla svenska elkunder, såväl norr om snitt 2 som söder om snitt 2. Elkunderna belastas dels med ett ökat spotpris till följd av högre exportkapaciteter, dels genom att de får bära den största delen av mothandelskostnaderna via stamnätstariffen. Energimarknadsinspektionen har inget underlag för att bedöma om kostnadsökningen för elkunder söder om snitt 2 är störst i mothandelsalternativet eller i alternativet områdesindelning i snitt 2.

För elkunderna i Norrland innebär däremot en områdesindelning i snitt 2 ett lägre elpris vid de tillfällen när det är flaskhals i snitt 2. Kostnaderna för elkunderna i Norrland blir lägst vid en områdesindelning i snitt 2, något högre om ett gemensamt elspotområde för Sverige ska kombineras med fortsatta neddragningar av handelskapaciteter och högst om neddragningarna av handelskapaciteterna i stället ersätts av en mothandel av de interna svenska snitten.

För elkunder i Finland och på Jylland försvinner neddragna importkapaciteter till följd av interna svenska snitt vid en områdesindelning i snitt 2. För elkunder på Själland försvinner neddragningar av importkapaciteter till följd av överföringsbegränsningar i snitt 1 och 2 men neddragningar till följd av överföringsbegränsningar i snitt 4 kvarstår.

6.5.3 Försörjningssäkerheten

En ytterligare konsekvens som bör medräknas i den slutliga bedömningen är påverkan på den svenska försörjningssäkerheten. En trygg elförsörjning är av grundläggande betydelse för såväl de enskilda användarna som hela samhällsekonomin. Under den senaste 25-årsperioden har det förekommit två storstörningar på grund av nätfel i Sverige (1983 och 2003). Det har också förekommit ett flertal omfattande och långvariga avbrott i distributionsnäten. Däremot har det i modern tid aldrig förekommit en storstörning av elbalansskäl i Sverige.

För att främja försörjningssäkerheten bör de metoder som används för att hantera överföringsbegränsningar ge lokaliseringssignaler om var under- respektive överskottsområden är belägna. På kort sikt bör det finnas signaler som anpassar produktion och förbrukning så att effektproblem uppstår mer sällan och som bidrar till en marknadsmässig hantering när effektproblem uppstår. På längre sikt bör det ges signaler som leder till etablering av produktion i underskottsområden.

Det återstår två år tills dess att den tidsbegränsade lagen om effektreserv upphör att gälla och en marknadsbaserad lösning på effektfrågan ska vara på plats.

Huvudargumentet mot ett statligt ansvar för effektreserven är att konsekvensen blir att investeringar i topplastproduktion och system för frivillig lastreduktion endast kommer till stånd om de kan finansieras inom ramen för de regler som gäller för upphandling av effektreserven. Detta kan leda till ett behov av en successivt allt större upphandlad effektreserv. Ett statligt ansvar för effektreserven tycks därför inte vara en långsiktigt stabil hantering av effektproblematiken.

Ett område där nuvarande regelverk inte ger tillräckliga incitament är situationer då det är svårt att uppnå balans mellan inmatning och uttag i ett visst område på grund av överföringsmöjligheterna till området inte är tillräckliga i den aktuella situationen.

En områdesindelning av Sverige i snitt 2 möjliggör en marknadsbaserad hantering av sådana situationer. Vid ansträngda situationer ges prissignalen möjlighet att balansera utbud och efterfrågan redan i elspot. Om balans inom elspotområdet inte kan erhållas redan i elspot ges en mycket tydlig signal till marknadens aktörer att vidta alla tänkbara åtgärder för att nå balans under de cirka 15 timmar som kvarstår till nästa morgons förbrukningstopp eller de cirka 25 timmar som återstår till nästa eftermiddags förbrukningstopp. Risken för en balansansvarig med negativ balans är annars att behöva betala maximalt uppregleringspris för sin obalans. De balansansvariga som inte är i balans och som inte införskaffat effektoptioner tvingas att till ett mycket högt pris köpa produktion eller lastneddragningar för att undvika det maximala uppregleringspriset för sin obalans. Troligen kommer flera aktörer att vara beredda att sälja tillfälliga lastneddragningar vid höga prisnivåer.

Genomgången av ansträngda situationer under de senaste två vintrarna visar att det varit endast måttliga nivåer på det svenska spotpriset trots många ansträngda situationer med begränsning till 0 MW på var och en av exportförbindelserna söder om snitt 2. Prissignaler som motiverar start av topplastproduktion i södra Sverige har motverkats av en stark produktionsvilja i norra Sverige. Inte heller uppregleringspriset har blivit speciellt högt eftersom endast kostnader för regleringsåtgärder som gäller hela Sverige påverkar prissättningen av balanskraft.

För en balansansvarig aktör innebär den nuvarande ordningen att den för varje MWh i underbalans ska betala ett uppregleringspris som fastställs för varje timme men för Sverige som helhet. Detta innebär att om det skulle uppstå en situation där det är svårt att uppnå balans mellan inmatning och uttag i ett visst område på grund av överföringsmöjligheterna till området inte är tillräckliga i den aktuella situationen kommer elleverantören inte att möta en högre kostnad för sin underbalans i detta område än vad elleverantören möter i övriga Sverige. Detta kan vara oproblemiskt om risken för sådana situationer är slumpmässigt fördelad över landet men om det föreligger systematiska skillnader mellan olika delar av Sverige ger det inte korrekta incitament för aktörerna att vidta åtgärder.

En genomgång av de regionala effektbalanserna i Sverige redovisades i avsnitt 3.4.2. De isolerade balanserna är positiva norr om snitt 2 medan de södra områdena (såväl området mellan snitt 2 och snitt 4 som området söder om snitt 4) är beroende av import norrifrån. Förutsatt Svenska kraftnäts antagande beträffande tillgänglighet i produktion och överföring och möjlig import från andra länder klaras effektbalansen inom alla områden såväl vid en normalsituation som vid en tioårsvinter. Om kapaciteten i produktion eller överföring under en viss timme understiger antagen kapacitet ökar risken för en effektbristsituation.

Under normala vinterförhållanden har norra Sverige en större produktionskapacitet än summan av maximal förbrukning i norra Sverige och maximal överföringskapacitet genom snitt 2. Detta innebär att det kan finnas produktionskapacitet som inte kan nyttjas för att tillgodose förbrukning söder om snitt 2 på grund av att överföringskapaciteten inte är tillräcklig för att föra denna kraft söderut genom snitt 2. Flaskhalsar kan således alltid uppstå i snitt 2 om det är stor efterfrågan från områdena söder om snitt 2. Flaskhalsproblematiken ökar ytterligare om import från norra Norge eller norra Finland tillkommer. Under en normal vinter är det således mycket större risk för en effektbrist söder om snitt 2 än effektbrist omfattande hela Sverige. Vid ett stort produktionsbortfall söder om snitt 4 eller bortfallen överföringskapacitet genom snitt 4 finns det också en risk för en effektbrist som endast omfattar området söder om snitt 4.

En annan viktig aspekt som bör beaktas är att Sverige för sin försörjningstrygghet i många situationer är beroende av import. Den svenska försörjningstryggheten blir mindre om våra grannländer i ansträngda situationer minskar handelskapaciteterna för export till Sverige. Om konsekvensen av återkommande svenska neddragningar av handelskapaciteter till grannländerna blir att grannländerna i ansträngda situationer inte i lika stor utsträckning söker upprätthålla sina exportkapaciteter till Sverige har Sverige fått en försämrad försörjningstrygghet. Det är därför ett svenskt försörjningstrygghetsintresse att Norden är en så integrerad elmarknad som möjligt.

6.6 Sammanfattande bedömning

Mothandel i planeringsfasen för minskningar av kapaciteten till grannländerna som beror på störningar, revisioner med mera på förbindelserna eller i deras omedelbara närhet innebär inte att outnyttjad kapacitet på överföringsförbindelsen utnyttjas på ett effektivare sätt. Spotpriset avspeglar vid sådan mothandel inte längre den verkliga resursknappheten utan en fiktiv situation innebärande att störningen eller revisionen inte ägt rum. Ett införande av sådan mothandel i planeringsfasen främjar inte en väl fungerande marknad eftersom den ger en försämrad effektivitet i prisbildningen. Baseras spotprisberäkningen alltid på full exportkapacitet blir konsekvensen ett högre genomsnittligt pris för all produktion i Sverige.

Den nuvarande nordiska ordningen med begränsningar av handelskapaciteter vid befarade interna flaskhalsar är fördelaktig för de svenska elkunderna men upplevs

av vissa aktörer utanför Sverige som motverkande en välfungerande nordisk elmarknad. Om denna nordiska ordning ska ändras, finner Energimarknadsinspektionen beträffande de interna svenska överföringsbegränsningarna att en områdesindelning i snitt 2 är att föredra. För elhandelsbolagen skulle det vara angeläget med en tillräckligt lång övergångstid innan en områdesindelning införs.

En områdesindelning i snitt 2 innebär inte att problemen med överföringsbegränsningar i snitt 4 upphör. Behovet att åtgärda flaskhalsar i detta snitt kommer därför att kvarstå. En områdesindelning i snitt 2 kan kombineras med en mothandel av snitt 4. En försöksperiod med en omfattande mothandel av snitt 4 förutsätter dock att Energinet.dk svarar för sin del av mothandelskostnaderna. En mothandel i snittet, i stället för nuvarande ordning, innebär fördelar främst för aktörer på Själland. Dessa bör därför delta i finansieringen av denna mothandel. Under en eventuell försöksperiod är det angeläget att effekterna på prisbildningen och möjligheterna att utöva marknads-makt löpande följs upp.

En områdesindelning i snitt 4 bör inte komma i fråga med hänsyn till de synnerligen allvarliga konkurrensförutsättningarna för det södra området när det är flaskhals i snitt 4.

7 Slutkunder – prisutveckling och konsekvenser

I detta kapitel presenteras konsekvenser av prisutvecklingen för slutkunder. Kapitlet inleds med en genomgång av de olika beståndsdelarna i hushållskundernas totala elkostnad. Därefter analyseras elkostnadens effekt på den elintensiva industrins konkurrenskraft.

7.1 Hushållskunder

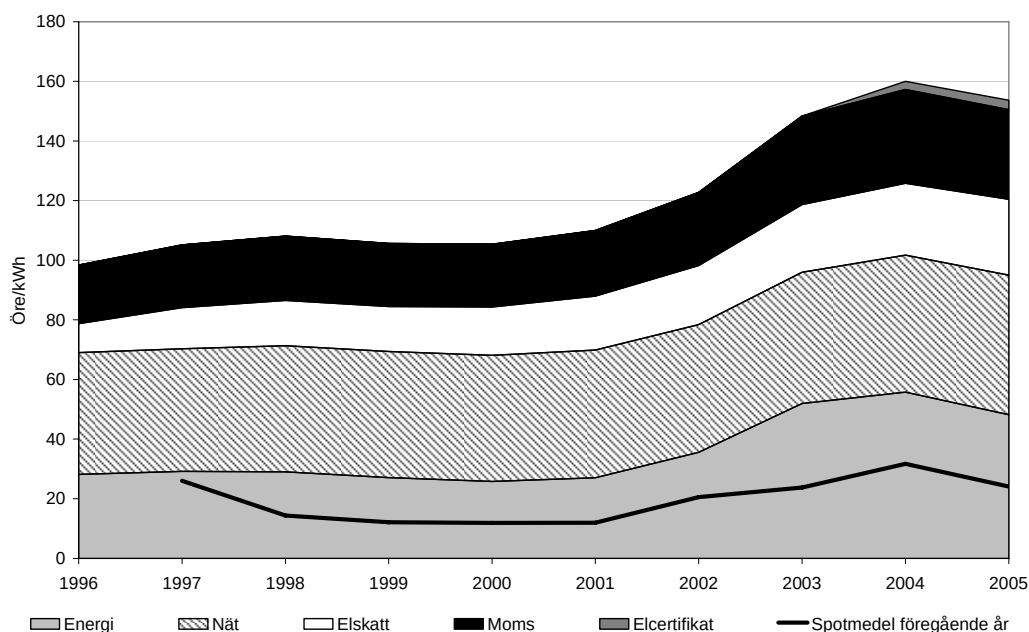
Hushållskundens totala elkostnad består av:

- Nätavgift
- Elenergi
- Elcertifikat
- Energiskatt
- Moms

För att åskådliggöra hushållens kostnad för el och hur dess beståndsdelar har utvecklats efter elmarknadsreformen visas i figur 51 den genomsnittliga totala kostnaden per kWh el med tillsvidareavtal och för en typisk lägenhetskund. I figuren har avtalsformen tillsvidareavtal har använts för att det ska vara möjligt att följa kostnadsutvecklingen sedan 1996. För elanvändare finns ett antal avtalsformer att välja mellan. Förekommande avtalsformer är ovan nämnda tillsvidareavtal, avtal om rörligt pris, samt avtal om fast pris under hela avtalsperioden. En elanvändare som inte aktivt valt leverantör eller förhandlat sig till ett avtal med sin ursprungliga leverantör har ett tillsvidareavtal. Figuren ger en ögonblicksbild av konsumentens kostnader den 1 januari respektive år. Stockholmsprisets utveckling på spotmarknaden har använts som referenspris för att illustrera kopplingen mellan råkraftspriset och priset till hushållskunder.¹¹²

Mellan 1996 och 1998 steg lägenhetskundens totala elkostnad med i genomsnitt med knappt 10 öre per kWh. Den huvudsakliga orsaken till kostnadsökningen var den dryga 50 procentiga höjningen av elskatten. Höjning av elskatten medför även en ökad momskostnad eftersom det höjer det momsgrundande beloppet. Den totala skatteandelen (elskatt plus moms) utgjorde 1996 knappt 30 procent av den totala elkostnaden för en lägenhetskund, 1998 hade den totala skatteandelen stigit till 34 procent.

¹¹² Det bör noteras att det är något förenklat att jämföra med det genomsnittliga spotpriset.



Figur 51 Genomsnittlig elkostnad per kWh för lägenhetskund (2 000 kWh) med tillsvidareavtal

Källor: SCB, Skatteverket, Nord Pool och Energimyndigheten

Kostnaden för elenergi varierar över tiden beroende på vattentillgång, produktionsteknologi, råvarupriser, kraftutbytet med andra länder med mera (se kapitel 4). Elenergikostnaden innefattar även kostnad för elhandel, det vill säga handelsledet mellan elproducent och elleverantör.¹¹³ Elenergiandelen för lägenhetskunderna minskade fram till och med 2000. Som lägst utgjorde den knappt 25 procent av totalkostnaden.

Det kraftigt höjda råkraftspriset under torråret 2002/2003, påverkade även konsumentpriserna. Det högsta elenergipriset i figur 51 noterades i januari 2004 och uppgick till 55,8 öre per kWh. Vid detta tillfälle översteg elenergidelens procentuella andel den totala skatteandelen för första och enda gången under den studerade perioden.

Det nominella slutkundspriset för typkunden lägenhetskund och med tillsvidareavtal har totalt stigit med 56 procent mellan 1996 och 2005. Slutkundspriset för en villakund med elvärme har stigit än mer.¹¹⁴ Lägenhetskundens elenergipris ökade med 71 procent och elskatten och momsen

¹¹³ I kostnaden för elhandel ingår kostnader som elleverantörens administration (kundhantering, köp av råkraft med mera), balanskostnad och riskhantering.

¹¹⁴ Slutkundspriset för typkunden villa med elvärme och med tillsvidareavtal har totalt stigit med 71 procent sedan 1996. Elenergipris ökade med 61 procent, medan elskatten och momsen ökade sammantaget med 107 procent under samma period. Kostnaden för distribution och nät ökade med närmare 23 procent. Kostnaden för elcertifikat utgjorde den första januari 2005 2,8 procent av den totala elkostnaden.

ökade sammantaget med 89 procent under samma period.¹¹⁵ Kostnaden för distribution och nät ökade med närmare 15 procent. Elcertifikatsystemet introducerades 2003 med syftet att gynna förnybar elproduktion. Kostnaden för elcertifikat utgjorde den 1 januari 2004 ett prispåslag för lägenhetskunden på 1,7 procent. Den första januari 2005 var motsvarande andel 2,1 procent. Hushållskundens sammanlagda kostnad för el har således stigit sedan 1996, detta gäller såväl lägenhets- som villakunder.

Efter elmarknadsreformen har elanvändaren i princip två avtal för sin el; ett med nätagaren, för överföring av el på elnätet och ett med en elleverantör. Utöver kostnader för elenergi och elnät tillkommer skatter och avgifter. Elanvändarens sammanlagda kostnad kan därmed delas in i olika kategorier beroende på om den utgör betalning för nyttjande av elnätet, leverans av el eller skatt till staten.

Detta avsnitt omfattar slutkunders kostnad för elenergi. Kostnaden för den del som avser distribution har bedömts falla utanför uppdraget då elöverföringen, till skillnad från råkraft- och elhandelsmarknaden, inte är konkurrensutsatt. Energimarknadsinspektionen har redan i uppgift att övervaka och bedriva tillsyn på prissättningen på nättjänster.

Elenergikostnaden kan förenklat sägas bestå av kostnader för råkraft och elhandel. En elhandlare som saknar egen produktion kan antingen köpa sin el på Nord Pools spotmarknad eller bilateralt, direkt av en producent. I genomgången här betraktas prisbildningen på spotmarknaden och den finansiella marknaden som given (analyseras närmare i kapitel 4). Råkraftspriset kan delas upp i produktionskostnader respektive producentmarginaler. Elenergipriset inkluderar också elhandelsmarginaler.

7.1.1 Producentmarginaler

Tabell 27 visar rörelsemarginalutvecklingen för de största nordiska elproducenterna. Med rörelsemarginal avses rörelseresultatet i förhållande till nettoomsättningen, det vill säga hur stor andel av varje omsatt krona som blir kvar till att täcka räntor, skatt och resultat.

Tabell 27 Utveckling av rörelsemarginaler

	2003	2004	2005
Vattenfall	20,1 %	30,6 %	32,7 %
Fortum	20,0 %	29,9 %	34,4 %
E.ON	24,2 %	25,4 %	- ^b
Statkraft	51,7 %	49,6 % ^a	55,8 %

^a Värdet är baserat på resultaträkningen i Statkrafts bokslutskommuniké för 2005. Motsvarande marginal enligt årsredovisningen 2004 uppgår till 52,9 procent.

^b E.ONs resultat för 2005 var vid rapportens färdigställande ännu inte offentliggjort.

Källor: Årsredovisningar för 2004 för Vattenfall, Fortum, E.ON och Statkraft samt Vattenfalls, Fortums och Statkrafts bokslutskommunikéer för 2005.

¹¹⁵ Notera att elskatten höjdes till 26,1 respektive 20,1 öre (Norrländ) den 1 januari 2006.

Resultaten baseras på respektive koncerns samtliga nordiska verksamheter, undantaget Fortum där den oljerelaterade verksamheten är exkluderad. Som framgår av tabellen har samtliga fyra företag ökat sin rörelsemarginal såväl mellan 2003 och 2004 som mellan 2004 och 2005. Ökningen mellan 2003 och 2004 förklaras i företagens årsredovisningar huvudsakligen med en normaliserad vattenkraftsproduktion efter torrårsvintern 2002/2003, en rekordhög kärnkraftsproduktion i Sverige under 2004 samt en lyckad prissäkringshandel. Den därpå följande ökningen förklaras framförallt med stigande elmarknadspriser, ökad vattenkraftsproduktion samt en återigen lyckad prissäkringshandel. Sammantaget måste resultatutvecklingen för de största elproducenterna i Norden under de senaste åren anses ha varit mycket god.

7.1.2 Elhandelsmarginaler¹¹⁶

Skattningen av elhandelsmarginaler har gjorts för ettåriga avtal, samt avtal med rörligt pris. Syftet med skattningen är att studera elhandelsmarginalernas utveckling över tid och urskilja eventuella trender. Avsikten med studien var även att göra en jämförelse mellan olika nationella elhandelsmarknader i Norden. Svårigheter att ta fram jämförbart underlagsdata har dock medfört att resultaten för elhandelsmarginaler har begränsats till att omfatta Sverige och Norge.

Handelsmarginal definieras som skillnaden mellan elhandelsföretagens försäljningspriser till slutkund och deras inköpspriser. Skattningen görs månadsvis genom att beräkna ett inköpspris för en angiven kontraktperiod, vilket jämförts med verkliga försäljningspriser för samma period. Företagen antas göra sina inköp av kraft som ska levereras på sådant sätt att inköpspriserna i stort sett följer Nord Pools priser, det vill säga terminspriser för ettåriga avtal och månadsmedel på spotmarknaden för rörligt pris.

Detta sätt att beräkna elhandelsmarginaler visar *trenden* i elhandelsmarginalens utveckling, snarare än den verkliga handelsmarginalen. Underlag för beräkningarna har framförallt hämtats från Internetsidor.

Skattningen i rapporten omfattar för svensk¹¹⁷ respektive norsk¹¹⁸ del ett betydande antal av de elhandelsföretag som är aktiva på marknaden. Försäljningsprisstatistiken avser hushållskunder motsvarade typkunderna 5 000 kWh (villa utan elvärme) per år samt 20 000 kWh per år (villa med elvärme).

Elhandelsmarginaler i Sverige

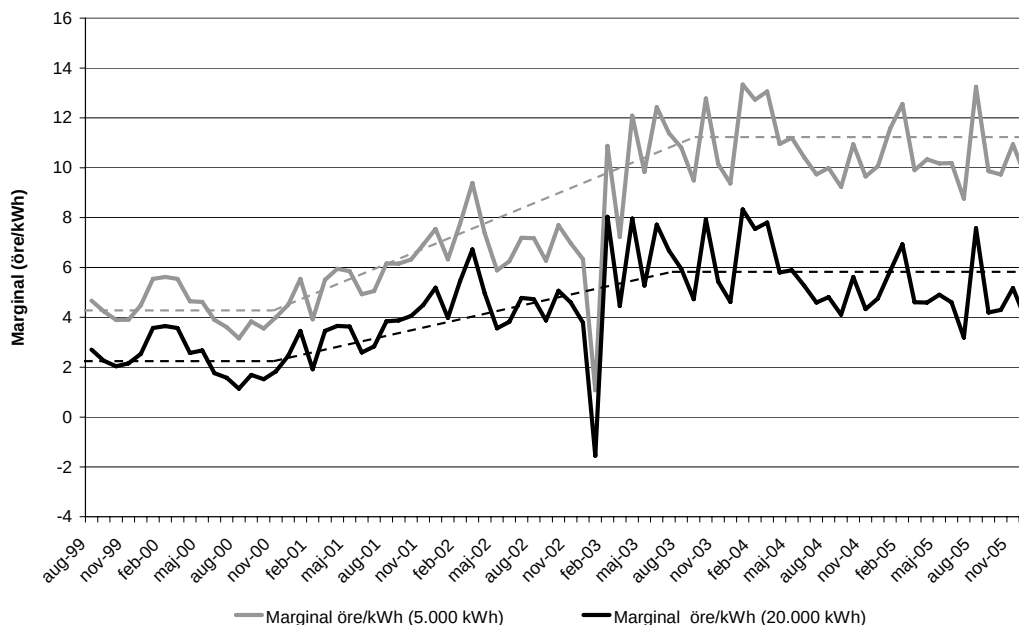
Efter införandet av schablonberäkning den 1 november 1999 finns formellt sett inga hinder mot att byta elleverantör. Trots detta har en betydande andel av i synnerhet hushållskunderna avstått från att göra ett aktivt val av

¹¹⁶ För en mer omfattande genomgång se ECON (2006).

¹¹⁷ Ett 25-tal av de mest aktiva elleverantörerna i Sverige med uppskattningsvis cirka 80 procent av landets elkunder.

¹¹⁸ Uppskattningsvis svarar de inkluderade elleverantörerna i Norge för cirka 50 procent av landets elkunder.

elleverantörsavtal. Andelen som har omförhandlat sitt elavtal eller bytt leverantör bedöms däremot stiga med kundens elförbrukning. Figur 52 visar beräknade genomsnittliga handelsmarginaler för ett års fastprisavtal för respektive kundkategori.

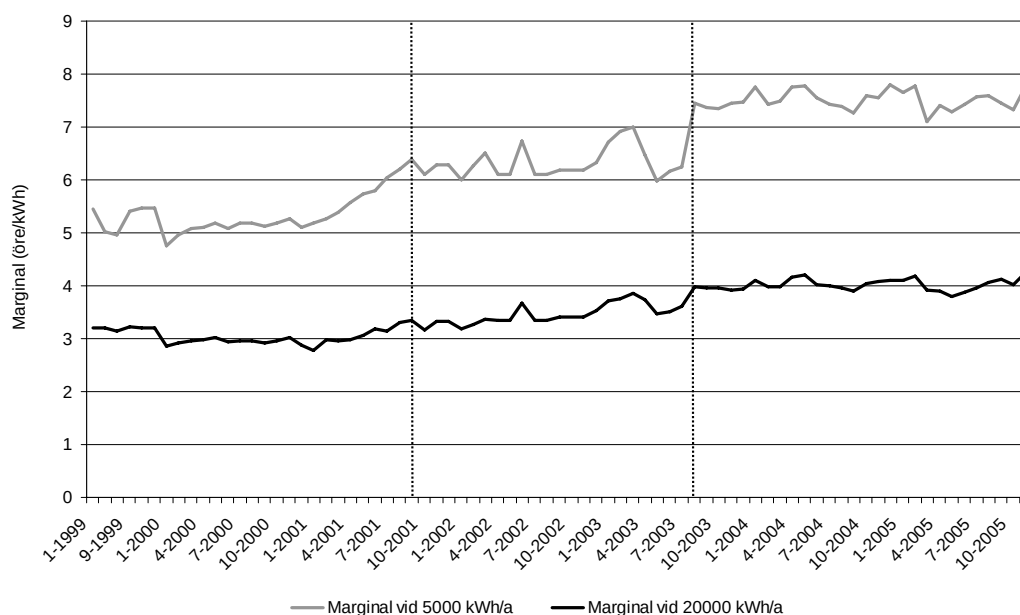


Figur 52 Skattad genomsnittlig handelsmarginal för ettårskontrakt i Sverige

Källa: ECON (2006)

Då den ofta förekommande fasta komponenten i fastprisavtalen i de flesta fall är lika stor oavsett kundens årliga förbrukning blir den skattade marginalen, sett per kWh, större för kunder med lägre förbrukning. Utvecklingen av de fasta avgifterna bedöms ha haft stor betydelse för de skattade marginalernas utveckling (se diskussionen nedan). Trenden under hela perioden föreslår stigande marginaler. Vid en närmare granskning framgår att marginalerna steg kraftigt i början av 2003 i samband med den kraftigt höjda prisnivån och volatiliteten på terminsmarknaden. Dessa faktorer ökar värdet på den volymrisk som utgör en komponent bland de samlade risker som elhandelsmarginalen ska täcka. En beräkning av differensen mellan det högsta och lägsta priset för varje period visar på stora skillnader, framförallt under perioder med förhållandevis hög prisnivå och prisvolatilitet. Det framstår som att vissa elhandlare reagerat snabbt på förändrade terminspriser och att vissa inkluderar ett utrymme baserat på förväntan om fortsatt prisrörelse. I figur 13 i avsnitt 4.2.2 framgår att prishöjningen på terminsmarknaden gick mycket fort med resultatet att de genomsnittliga marginalerna under en period var mycket små och i vissa fall till och med negativa. Efter 2003 ser de skattade marginalerna ut att ha stabiliserats och svänger under 2004 och 2005 kring en relativt jämn nivå.

I figur 53 redovisas utvecklingen av de genomsnittliga marginalerna för kontrakten med rörligt pris i Sverige. Även dessa kontrakt inkluderar en fast avgift som i beräkningarna fördelats över samtliga kilowattimmar.



Figur 53 Skattade genomsnittliga elhandelsmarginaler för kontrakt med rörligt pris i Sverige

Källa: ECON (2006)

Två nya nivåer för elhandelsmarginaler förfaller ha etablerats under den studerade perioden. Marginalerna för båda typkunderna smög uppåt under den inledande perioden fram till slutet av 2001. Efter en period med stabil nivå framgår att marginalerna mot slutet av 2003 återigen steg för att därefter variera kring en ny högre nivå.

I syfte att göra en bedömning av den fasta avgiftens betydelse för de höjda elhandelsmarginalerna har ett genomsnitt för samtliga elhandlare över den aktuella perioden beräknats. Den genomsnittliga fasta avgiften har följt en stigande trend under i stort sett hela perioden. För avtal med rörligt pris har den genomsnittliga fasta avgiften stigit med cirka 125 kronor per år, till en nivå nära 250 kronor per år. För en elkund med en förbrukning på 5 000 kWh per år, motsvarar det en höjd bruttomarginal på cirka 2,5 öre per kWh, medan det för en kund med en förbrukning på 20 000 kWh per år motsvarar en höjd bruttomarginal med cirka 0,6 öre per kWh. För kontrakt med rörligt elpris svarar således den höjda fasta avgiften för nästan hela den höjda bruttomarginalen. För avtal med fast pris har den genomsnittliga fasta avgiften stigit med cirka 75 kronor per år till en nivå strax under 200 kronor per år. Bruttomarginalen har således stigit med cirka 1,5 öre per kWh respektive 0,4 öre per kWh för de två kundkategorierna. Detta motsvarar således endast en mindre andel av bruttomarginalhöjningen för fastpriskontrakten.

En uppgift för den fasta avgiften är att täcka de fasta kostnader som finns för elhandelsföretagen, exempelvis kundtjänst och den service man erbjuder sina kunder. I takt med att kraven på elhandelsföretagen stigit rörande

kundtillgänglighet har satsningar gjorts för att bygga ut den sidan av verksamheten.

En möjlig förklaring till den skilda utvecklingen mellan rörliga och fasta avtal är skillnaden i risk, vilket också innebär olika kostnader för att hantera risk. För kontrakt med rörligt pris är leverantörens risker främst kopplade till obalanser.¹¹⁹ Högre prisnivåer eller ökad prissvängningar har därför en liten påverkan på riskerna/kostnaderna för denna typ av kontrakt. Det återspeglas i att påslaget på spotpriset har varit i det närmaste konstant över tiden, bortsett från den höjda fasta avgiften. Höjda kostnader torde därför i stor utsträckning vara kopplade till ökande kundhanteringskostnader.

För fastpriskontrakt är situationen annorlunda. Liksom för rörligt pris finns en risk kopplad till obalanser, men förändrade prisnivåer och prisvolatilitet påverkar också pris- och volymrisken med ett fastpriskontrakt. Även exempelvis kontraktsrisken ökar, det vill säga risken att priserna förändrats mellan det att elleverantören lämnat en offert och den tidpunkt när kunden undertecknar avtalet, vilket medför att kontraktet bör prissäkras.

För att studera eventuella skillnader mellan utvecklingen för olika typer av företag har elhandelsföretagen jämförts utifrån följande två kriterier:

1. Elhandlare/koncerner med respektive utan egen elproduktion.
2. Elhandlare/koncerner med respektive utan nätverksamhet.

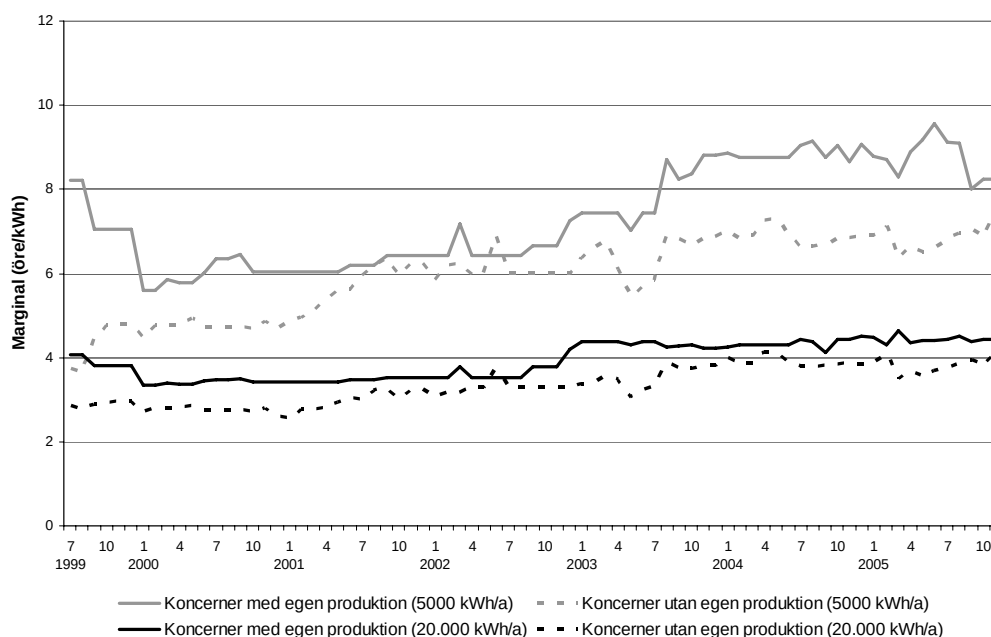
En jämförelsen av priserna på ettårskontrakt visar inte på några systematiska skillnader mellan elhandlare/koncerner med respektive utan egen elproduktion.¹²⁰ Principerna för prissättning av erbjudanden till slutkunder avseende fastprisavtal förefaller inte skilja sig åt mellan fristående elhandlare och vertikalt integrerade koncerner.¹²¹

I figur 54 redovisas de skattade marginalerna för avtal om rörligt pris uppdelat på elhandlare/koncerner med respektive utan egen produktion.

¹¹⁹ Det finns också en motpartsrisk det vill säga risken att inte få betalt, vilken dock torde vara försumbar.

¹²⁰ För vidare information se ECON (2006).

¹²¹ Med vertikalt integrerad koncern avses en företagskoncern med elhandelsföretag, nätföretag samt egen produktion av el.



Figur 54 Skattade marginaler för avtal om rörligt pris för elhandlare/koncerner med och utan egen elproduktion

Källa: ECON (2006)

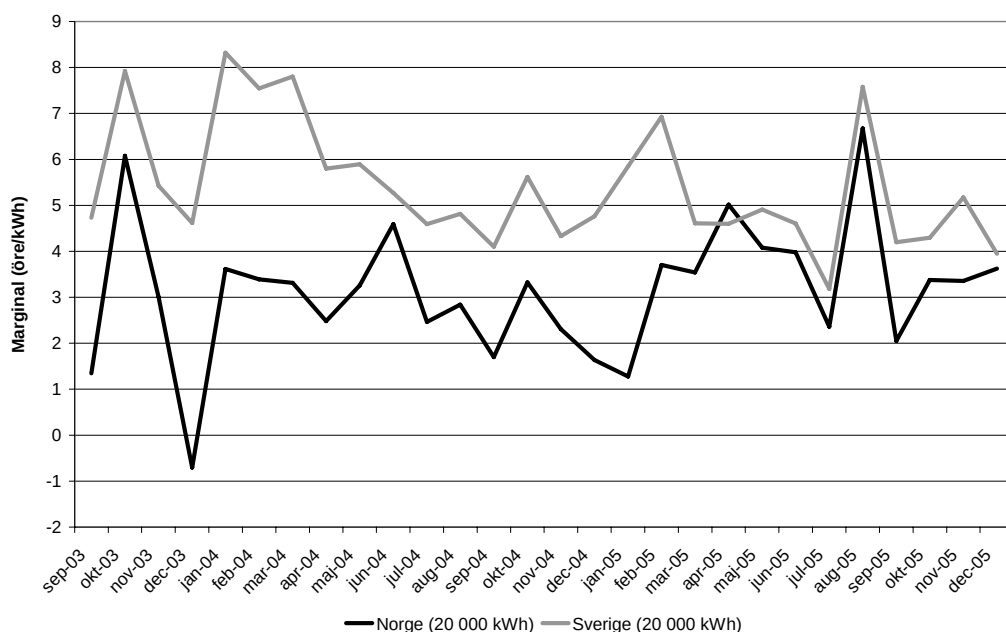
Förde skattade marginalerna för avtal om rörligt pris framkommer däremot vissa skillnader mellan elhandlare med eller utan egen produktion. För bägge kundgrupperna ligger marginalerna för elhandlare/koncerner med egen produktion konsekvent över marginalerna för företagen utan egen elproduktion. Resultatet kan verka något förvånande eftersom koncerner med egen produktion kan antas ha vissa fördelar exempelvis i form av en lägre risk. En möjlig förklaring till skillnaden i figur 54 är att de koncerner som har egen elproduktion ofta är väletablerade stora företag som funnits på marknaden sedan en längre tid tillbaka. Ofta har de en varumärkeshistoria som sträcker sig tillbaka före tiden för elmarknadsreformen. Gruppen elhandlare utan egen produktion är å andra sidan i större utsträckning bestående av nyetablerade eller relativt nyligen sammansatta grupperingar av elhandelsföretag som kanske inte har ett väletablerat varumärke. Det vill säga den första gruppen kan sägas utnyttja sin position på marknaden och den trögrörlighet som finns bland de mindre kunderna. De befintliga elhandlarna förefaller därmed kunna hålla en högre marginal än elhandlare i den andra gruppen. De sistnämnda försöker på ett mer aggressivt sätt ta marknadsandelar och nya kunder genom att hålla lägre marginaler. Koncerner med egen produktion förefaller inte använda sin eventuella kostnadsfördel för hålla låga priser (predatory pricing) i syftet att tränga ut nya konkurrenter från marknaden.

Jämförelse av elhandelsmarginaler i Sverige och Norge

Vid en studie av handelsmarginaler på den norska marknaden framkommer en förhållandevis jämn utveckling över perioden 2003 till 2005. Den eventuella trend som går att urskönja är en svagt nedåtgående trend och då framförallt för kundgruppen mindre förbrukare med avtal om rörligt pris. Marknaden för kontrakt

med rörligt pris är betydligt mer utbredd bland hushållskunderna i Norge än vad den är i Sverige. Det innebar exempelvis att de kraftigt höjda spotpriserna vintern 2002/2003 slog igenom betydligt hårdare på den norska hushållsmarknaden än i Sverige där flertalet hushållskunder med lite större förbrukning skyddades av sina fastprisavtal och inte kände av prisuppgången förrän ett nytt avtal skulle tecknas. För en jämförelse med den svenska marknaden är det intressant att se hur den fasta avgiften har utvecklats på den norska marknaden. Till skillnad från den svenska marknaden visar utvecklingen på den norska marknaden att den genomsnittliga fasta avgiften fallit under i stort sett hela perioden vilket i stort sett motsvarar hela den sänkta bruttomarginalen som skattats för kontrakten med rörligt pris. Den fasta avgiften i Norge har fallit med cirka 100 kronor under den studerade perioden. Det motsvarar cirka 2 öre per kWh för kunder med en förbrukning på 5 000 kWh per år och cirka 0,5 öre per kWh för kunder med en förbrukning på 20 000 kWh per år.

I figur 55 jämförs handelsmarginalerna för ettårskontrakt i Sverige och Norge för den period då det finns material från den norska marknaden.



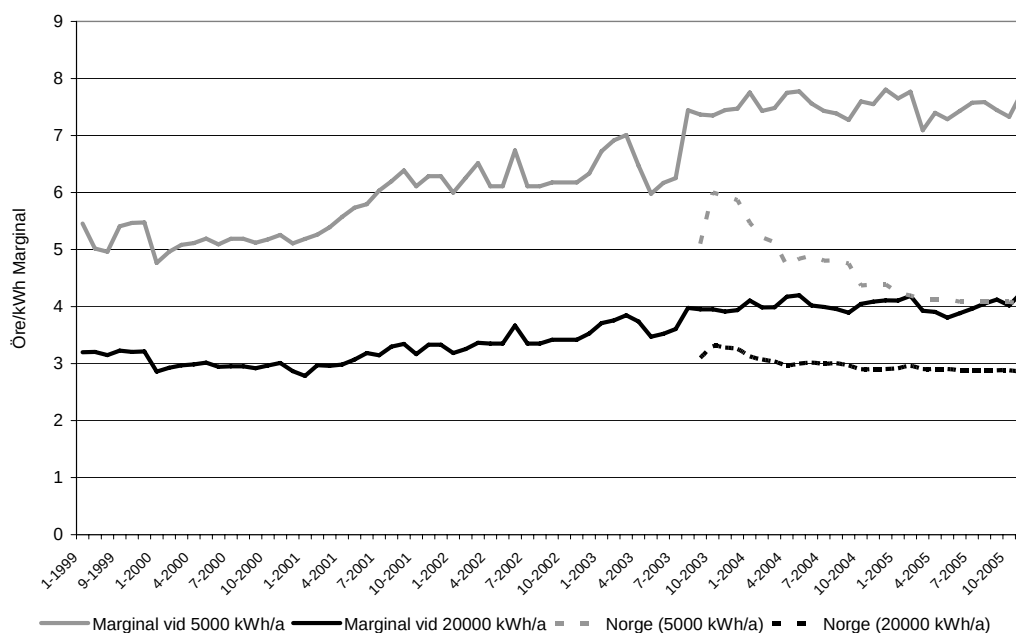
Figur 55 Genomsnittlig elhandelsmarginal för ettårskontrakt i Sverige och Norge

Källa: ECON (2006)

I figuren framgår att den genomsnittliga elhandelsmarginalen för ettårskontrakten under i stort sett hela den studerade perioden är högre i Sverige än i Norge. En del av detta torde kunna tillskrivas skillnader i balanskostnader i respektive land, där svenska aktörer drabbas av kostnader vid avvikelser såväl uppåt som nedåt från de förväntade volymerna, medan norska aktörer endast drabbas av extra kostnader när de hamnar i underskott från ett balansperspektiv. I tillägg kan nämnas att kostnaderna för reglering generellt är lägre i det vattenkraftsdominerade Norge.

Huruvida dessa kostnadsskillnader kan förklara hela skillnaden i skattad marginal mellan ländernas aktörer kräver ytterligare analys av elhandelsmarginalernas sammansättning. Över tiden tenderar de svenska elhandelsmarginalerna närma sig de norska nivåerna. Det kan dock konstateras att de skattade elhandelsmarginalerna även mot slutet av perioden är mellan 0,5 och 1,5 öre per kWh högre i Sverige än i Norge.

I figur 56 redovisas de genomsnittliga elhandelsmarginalerna för kontrakt med rörligt pris i Sverige och Norge.



Figur 56 Genomsnittliga elhandelsmarginaler för kontrakt med rörligt pris i Sverige och Norge

Källa: ECON (2006)

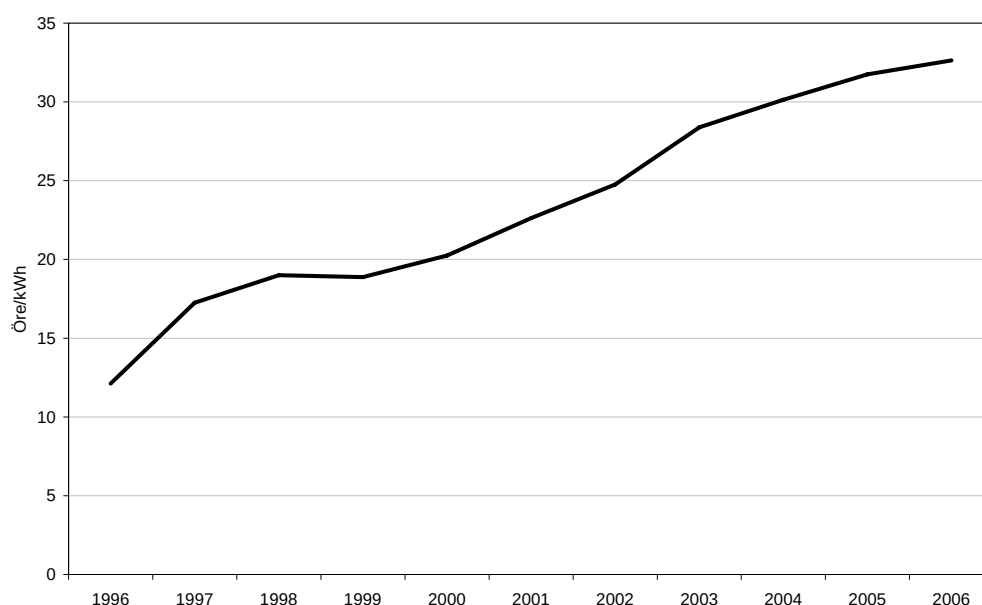
Som konstaterats ovan ser de genomsnittliga svenska elhandelsmarginalerna ut att vara oförändrade eller svagt stigande under de senare åren. Utvecklingen i Norge skiljer sig klart från den svenska utvecklingen med en fallande trend. För kunderna med en årsförbrukning på 5 000 kWh har skillnaden i marginalerna i genomsnitt ökat från runt 1,5 öre per kWh till drygt 3 öre per kWh mot slutet av perioden. För de större kunderna är skillnaden mindre men mönstret detsamma.

Rent allmänt kan det röra sig om skilda kostnader marknaderna emellan eller skillnader i konkurrenstryck på respektive marknad. En kostnadsskillnad som har betydelse är kopplad till balansmarknaden i respektive land. Kostnaden för balanskraft uppskattas till några tiondels öre per kWh. Härtill kommer ca 0,15 öre per kWh för finansiering av den tillfälliga effektreserven. Tidigare noterades att de fasta avgifterna framstår som avgörande för utvecklingen av marginalerna över tiden och att utvecklingen för dessa gått åt helt skilda håll i Sverige och Norge. En

annan möjlig kostnadsskillnad kan härröra från den administrativa hanteringen av företagens kunder och eventuella utbyggnader av kundtjänstfunktioner.

7.1.3 Elskatt och moms

Den del av konsumentens kostnad för el som utgörs av elskatten saknar koppling till utvecklingen på elmarknaden. Omfattningen på elskatten beslutas istället av riksdagen och är därmed en följd av politiska överväganden. I figur 57 redovisas elskattens utveckling sedan 1996. Skatten har ökat samtliga år förutom 1999 då den sänktes med 0,1 öre per kWh. Sett över hela perioden har skatten ökat med knappt 170 procent och utgör därmed en ej obetydlig del av konsumentens kostnadsökning.



Figur 57 Elskattens utveckling inklusive momseffekt¹²²

Källa: Skatteverket

Elskatten är en punktskatt och inte beroende av konsumentens inkomst. Elskatten skiljer sig dock mellan den norra och södra delen av landet. Följden av en punktskatt är att den medför störst konsekvenser för dem som konsumerar relativt mycket av den beskattade varan eller tjänsten, samt för konsumenter med låg disponibel inkomst. En höjning av elskatten höjer också det momsgrundande beloppet. Därmed har momsen haft en multiplicerande effekt på genomförda elskattehöjningar. Notera att den moms som inkluderats i figur 57 bara är den del som härleds till elskatten.

7.1.4 Elcertifikat

Som ett led i marknadsanpassningen av styrmedlen infördes elcertifikatsystemet i maj 2003. Målet med systemet är att öka andelen el från förnybara energikällor

¹²² Avser total skatt inklusive momseffekt för kommuner som inte har subventionerad elskatt.

med 10 TWh fram till 2010. Elcertifikatsystemet innebär att producenter av el från förnybara energikällor får elcertifikat av staten i proportion till hur mycket el som producerats i anläggningen. Varje producerad MWh el ger ett certifikat som producenten kan sälja vid sidan av den el som produceras. Systemet medför därigenom att en innehavare av en elproduktionsanläggning som använder förnybara energikällor får intäkter från såväl elförsäljning som försäljning av elcertifikat vilket leder till att elproduktion baserad på förnybara energikällor blir mer lönsam. Elcertifikatsberättigad elproduktion är el producerad med hjälp av vind, solenergi, vågenergi, torv (från och med april 2004), vissa biobränslen samt viss vattenkraft.

För att skapa efterfrågan på elcertifikat är det obligatoriskt för elanvändare (med vissa undantag) att köpa en viss mängd elcertifikat i förhållande till sin elanvändning, så kallad kvotplikt.¹²³ Under 2005 uppgick kvotplikten till 10,4 procent. Kvotplikten ökar successivt fram till 2010 då den är 16,9 procent. Kvotperioden följer kalenderåret och de kvotpliktiga måste senast den 31 mars följande år lösa in elcertifikat motsvarande kvotplikten. Den som inte fullgör sin kvotplikt får istället betala en kvotpliktsavgift till staten.

Elleverantörerna är skyldiga att hantera kvotplikten åt sina kunder såvida inte kunden själv valt att hantera sin kvotplikt. Den elleverantör som hanterar kvotplikten för en elanvändare har rätt att ta ut ersättning för den tjänst detta innebär. Denna ersättning, elcertifikatspriset, måste särredovisas på elanvändarens faktura.¹²⁴ Under 2005 kostade ett elcertifikat i genomsnitt 216 kronor på elcertifikatsmarknaden, det genomsnittliga elcertifikatspriset som elhandelsföretagen tog ut av slutkonsumenter uppgick till 3,2 öre per kWh (2,7 öre per kWh under 2004).¹²⁵

7.1.5 Leverantörsbyten

Kundrörligheten är viktig för att slutkundsmarknaden ska fungera effektivt. Kundrörlighet på slutkundsmarknaden för el innebär att kunderna byter elleverantör (alternativt omförhandlar avtalet med befintlig leverantör) för att få ett förmånligare avtal. Aktiva kunder skapar incitament för företagen att erbjuda attraktiva avtalsvillkor och god service. De kunder som inte har gjort något aktivt val har i allmänhet ett så kallat tillsvidareavtal. Denna typ av avtal har sitt ursprung i den tidigare reglerade marknaden. Fördelen med tillsvidareavtalet är att det kan sägas upp med kort varsel. Tillsvidareavtalen ger emellertid ofta sämre villkor för konsumenten jämfört med andra avtalsformer. Förändringar i andelen användare med respektive avtalsform för de senaste fem åren redovisas i tabell 28. I tabellen inkluderas även elkunder som omförhandlat sitt elavtal.

¹²³ Vissa förbrukargrupper är undantagna kvotplikt, exempelvis elintensiv industri.

¹²⁴ Ersättningen benämns från elleverantörshåll elcertifikatsavgift. Eftersom den ersättning som elleverantören tar ut av elanvändaren *de facto* är att betrakta som en ersättning för utförd tjänst är dock benämningen elcertifikatspris mer rättvisande.

¹²⁵ Vissa elleverantörer tar också ut en fast avgift av elanvändarna. Se även Energimyndigheten (2005b).

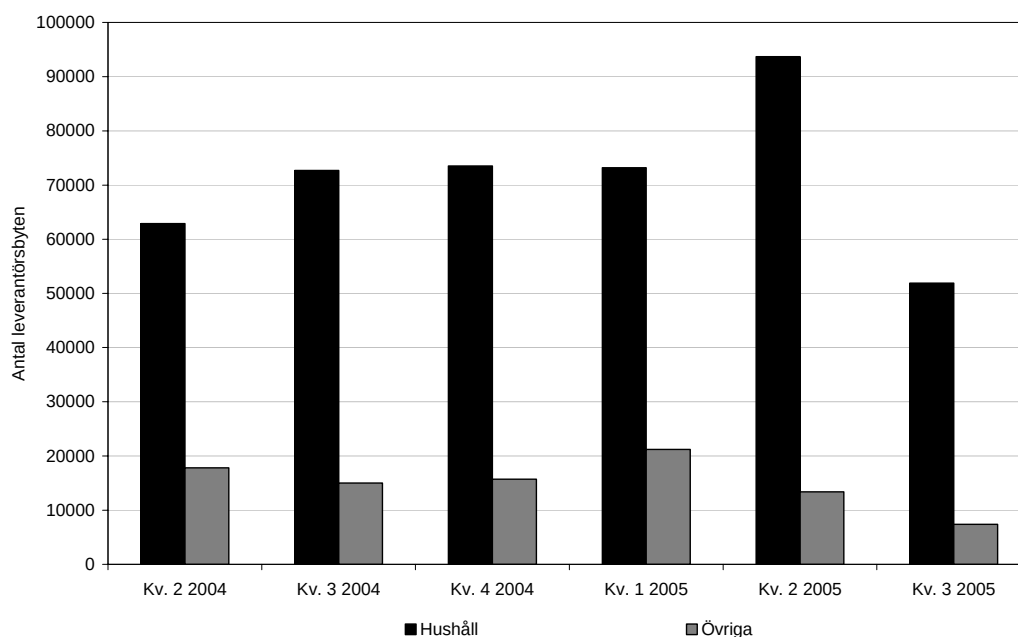
Tabell 28 Andel kunder per avtalstyp

Avtalstyp	2001	2002	2003	2004	2005	Nov 2005	Förändring 2001-2005-11
Tillsvidareavtal	65 %	64 %	65 %	58 %	52 %	50 %	-24 %
Rörligt pris	3 %	2 %	3 %	4 %	4 %	5 %	179 %
1-årsavtal	20 %	17 %	11 %	14 %	18 %	19 %	-7 %
2-årsavtal	9 %	10 %	9 %	8 %	10 %	10 %	1 %
3-årsavtal	4 %	7 %	11 %	16 %	17 %	17 %	369 %

Källa: SCB

Som framgår i tabellen hade drygt hälften av kunderna ett omförhandlat avtal eller bytt elleverantör i november 2005. Bland de kunder som var aktiva har den största andelen valt att binda sitt elavtal på ett, två eller tre år. Endast dryga 5 procent har valt alternativet med ett rörligt pris vilket tyder på att de aktiva kunderna i allmänhet vill minska sin risk.

I figur 58 redovisas hur många konsumenter per kvartal som bytt elleverantör sedan andra kvartalet 2004.



Figur 58 Antalet elleverantörsbyten

Källa: SCB

Under de 18 månader som utgör den studerade perioden bytte i genomsnitt 28 800 elanvändare per månad elleverantör. En klar majoritet av dessa utgjordes av hushållskunder. Observera att de elanvändare som inte bytt elleverantör men omförhandlat sitt tillsvidareavtal hos befintlig leverantör inte inkluderas i ovanstående figur.

Utifrån ekonomisk teori förklaras det faktum att nästan hälften av alla elkonsumenter väljer att behålla sitt tillsvidareavtal med två faktorer. För det första är det rimligt att anta att det föreligger ett informationsproblem. Med detta

avses att den enskilde konsumenten inte har fullständig information om att det är möjligt att få ett förmånligare avtal. För det andra kommer konsumenten inte att aktivera sig på marknaden förrän denne förväntar sig att vinsten av att aktivera sig överstiger de förväntade sök- och byteskostnaderna.¹²⁶ Konsumenten anser det då ”vara värt besväret” att byta elleverantör. Anledningen till att en stor andel av elkonsumenterna inte varit aktiva på marknaden kan följaktligen sägas bero på att den uppskattade individuella förtjänsten av en omförhandling, alternativt ett byte, inte överstiger de uppskattade uppostringarna som omförhandlingen, eller bytet, är förenat med.

Fenomenet att många elkunder inte tycker att förtjänsten av att vara aktiva på marknaden är tillräckligt stor är också något som diskuterats i studier på området. Bergman (2005) konstaterar exempelvis att den begränsade rörligheten bland slutkunderna har skapat förutsättningar för elleverantörerna att utöva marknadsdiktator, det vill säga att ha en prissättning som på sikt överstiger den relevanta marginalkostnaden.

Sturluson (2003) gör en skattning av de sök- och byteskostnader som uppstår då en konsument aktiverar sig på den svenska slutkundsmarknaden för el. Studien grundar sig bland annat på en undersökning genomförd av Statistiska centralbyrån (SCB) på uppdrag av Riksrevisionsverket år 2000 och omfattar intervjuer med 986 av 1 400 tillfrågade, slumpvis utvalda hushåll. Ett huvudresultat är att byteskostnaderna är överraskande höga och betydligt högre än konsumenternas sökkostnader, det vill säga kostnaderna för att skaffa sig information om tillgängliga alternativ på marknaden.^{127,128} Resultaten visar att de kostnadsbesparingar som just då kunde göras om en konsument omförhandlade avtalet med sin elleverantör uppgick till mellan 14 och 35 procent. Vid byte av elleverantör var den möjliga besparingen än större, mellan 39 och 53 procent.¹²⁹ Uttryckt i procent tjänar ett hushåll med lägre förbrukning mer på att byta leverantör, jämfört med ett hushåll med högre förbrukning. Situationen är dock den omvända vid övergång från ett tillsvidareavtal till en annan avtalsform hos samma leverantör. I studien genomförs även en skattning av sök- respektive byteskostnaderna genom en kartläggning av hushållskundernas beteenden (bytesfrekvens) samt deras förväntade besparing av att byta elleverantör. Vid en jämförelse mellan de skattade kostnadsbesparingarna och sök- respektive byteskostnaderna konstateras att dessa kostnader i genomsnitt med bred marginal överstiger den förväntade besparingen av ett byte. I studien beräknas den

¹²⁶ Med vinst avses i detta sammanhang skillnaden i elkostnad mellan tillsvidareavtalet och det mer förmånliga avtalet, som ingås efter en omförhandling.

¹²⁷ Ett telefonsamtal räcker för att få ett betydligt reducerat elpris. Den ”mentala” kostnaden för ett sådant telefonsamtal är uppenbarligen mycket hög.

¹²⁸ Empiriska analyser av byteskostnader på bank- och försäkringsmarknader tyder också på högst betydande trögrörlighet på kundsiden. Kim, Kliger och Vale (2003) finner i sin analys av den norska bankmarknaden att bankerna i genomsnitt kan tacka trögheten på kundsiden för så mycket som 35 procent av sina marknadsandelar.

¹²⁹ Notera att det avser de priser som rådde vid det specifika tillfället, samt att kunden byter till den billigaste leverantörens lägsta pris.

genomsnittliga byteskostnaden till tio gånger högre än den förväntade besparingen av bytet. Sökkostnaden skattas till ett betydligt lägre värde än byteskostnaden, men den är fortfarande högre än den förväntade förtjänsten av den informationsinsats som krävs. Det konstateras emellertid att sökkostnaderna spelar en viktig roll, trots den relativa skillnaden gentemot byteskostnaderna, eftersom passiva konsumenterna inte är benägna att agera på förändringar i byteskostnaderna. En reducering i sökkostnaderna förväntas således påverka antalet leverantörsbyten marginellt (eftersom byteskostnaden utgör den stora kostnaden), medan en reducerad byteskostnad endast kommer att påverka aktiva konsumenter (eftersom passiva konsumenter inte är benägna att agera på förändringar i byteskostnaderna). Det bör även noteras att Sturlusons studie genomfördes en relativt kort tid efter det att mätarkravet slopats.¹³⁰ Det är sannolikt att en liknande studie idag skulle skatta byteskostnaderna lägre än vad som gjordes i denna studie eftersom bytesfrekvensen är högre nu än vad den var år 2000.

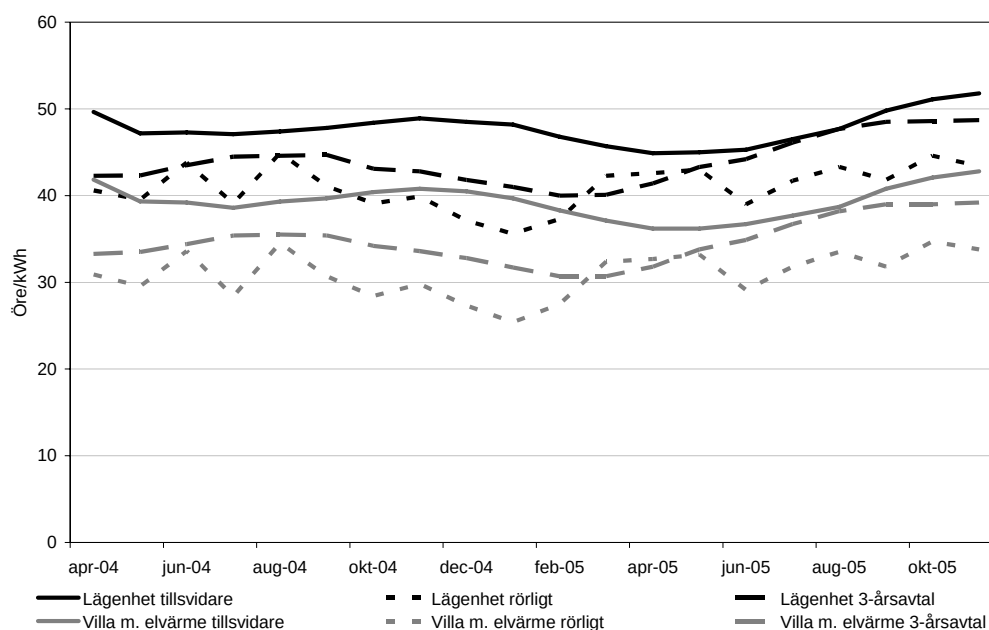
Slutligen är det dock viktigt att påpeka att den samhällsekonomiska vinsten av aktiva konsumenter inte enbart kan bedömas genom att summera kostnadsskillnaderna före och efter att konsumenten aktiverat sig på marknaden. Vid en sådan summering överskattas konsumenternas välfärdsökning av avtals- och leverantörsbyten på grund av de sök- och byteskostnader som bytet är förenat med.

7.1.6 Prisutveckling på tillsvidareavtal i förhållande till avtal om rörligt pris

Som konstaterades i föregående avsnitt har nästan hälften av alla elanvändare fortfarande ett tillsvidareavtal med sin anvisningsleverantör, det vill säga ett icke omförhandlat avtal. Som framgår i figur 59 är prisnivån för ett tillsvidareavtal högre än för avtal om rörligt pris, eller fastprisavtal. Avtalsformerna skiljer sig åt främst gällande avtalstid och med avseende på vilken risk åtagandet medför för elleverantören. Den risk som elhandlarna oftast anger för det högre tillsvidarepriset är att kunden kan byta leverantör när som helst, och att man därför inte kan prissäkra leveransen lika effektivt som vid fast pris.

Elpriset för kunder med avtal om rörligt pris förändras varje månad beroende på spotprisutvecklingen på Nord Pool. Priset kan exempelvis beräknas utifrån föregående månads spotmedelpris. Med bundet tidsbestämt avtal kommer kunden överens med sitt elhandelsföretag om ett fast pris per kWh som gäller under avtalsperioden (vanligen ett, två eller tre år). Notera att priserna i figur 59 endast utgör kostnaden för elenergi.

¹³⁰ Fram till november 1999 krävdes en investering i form av en timmätare för kunder som ville byta elleverantör. Detta krav bidrog till en inlåsningseffekt, framförallt för hushållskunder med en låg elförbrukning. Kostnaden för mätaren var högst 2 500 kronor, det behövdes således en relativt hög förbrukning för att det skulle löna sig att byta.



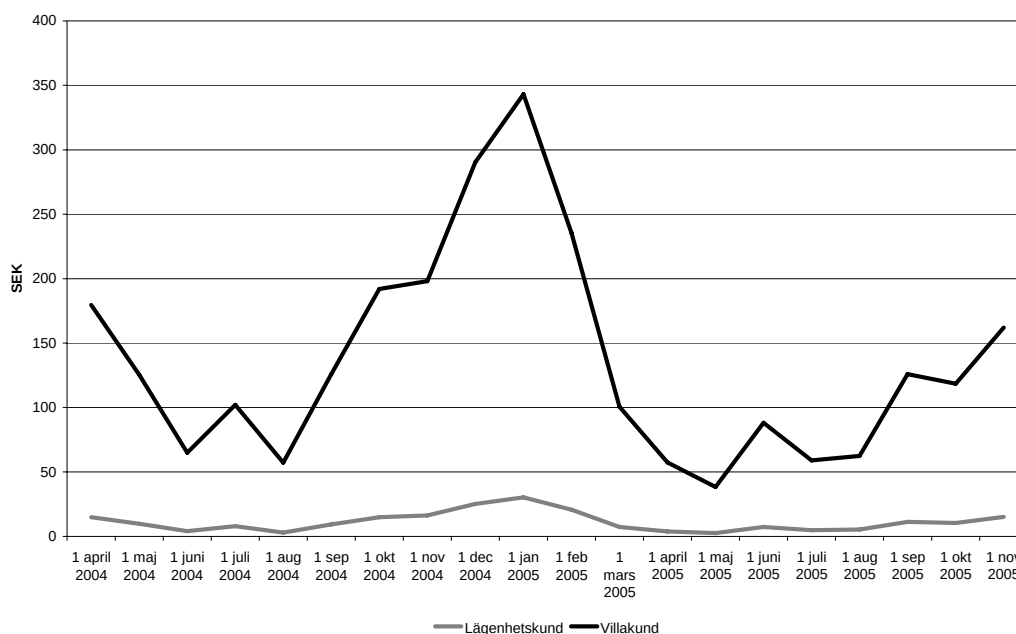
Figur 59 Prisutveckling på slutkundsmarknaden för lägenhetskunder och villakunder

Källa: SCB

Tillsvidareavtalen ligger, som synes i figuren, oftast över såväl det rörliga priset som de fasta treåriga avtalen. Med andra ord får kunder som inte omförhandlar sitt avtal generellt sett betala ett högre energipris än aktiva kunder. Lägst pris under nästan hela den aktuella perioden fick de kunder som valde ett avtal med rörligt pris. På lång sikt torde också rörligt pris vara den mest fördelaktiga avtalsformen eftersom elhandelsföretaget då inte behöver ta ut någon kostnad som säkerhetsmarginal för eventuellt höjda spotpriser. Kunden står då istället själv för hela den kortsiktiga risken.

I figur 60 redovisas Energimarknadsinspektionens beräkning av hur totalkostnaden för energi på *månadsbasis* skiljt sig åt mellan rörligt- respektive tillsvidarepris. I figuren visas beräkningar för typkunder med förbrukning motsvarande 20 000 kWh per år (villa med elvärme) och en förbrukning motsvarande 2 000 kWh per år (lägenhetskund). Kunderna har antagits ha ett förbrukningsmönster motsvarande den så kallade *Sverigeprofilen*.

Under hela den studerade perioden har kundens beräknade kostnad varit högre vid tillsvidareavtal än om denne istället haft ett rörligt pris. Kostnadsskillnaden på årsbasis är 132 kronor för lägenhetskunden respektive 1 632 kronor för villakunden.



Figur 60 Kostnadsskillnad för energiförbrukning per månad, tillsvidarepris minus rörligt pris

Källor: SCB och Energimarknadsinspektionens beräkning av uttag baserat på Sverigeprofilen

Kombinationen av den begränsade besparingsmöjligheten och sök- och byteskostnaderna utgör troligtvis den huvudsakliga förklaringen till att prisdifferensen kan bestå. Givet ett rimligt antagande om att sök- och byteskostnaderna är likvärdiga för lägenhets- och villakunder har elvärmekunderna och därmed med en större energikostnad större incitament att vara aktiva på marknaden, vilket också är fallet. Det kan noteras att lägenhetskundens förväntade besparing av att omförhandla sitt avtal är förhållandevis liten, vilket kan förklara en del av den låga kundrörligheten bland lägenhetskunderna. Vinsten av en omförhandling eller ett leverantörsbyte bedöms helt enkelt inte vara tillräcklig.

En annan möjlig förklaring till att priserna för olika avtalsformer inte konvergerar är att leverantörens vinst av att hålla höga priser, och därmed riskera att en del av kunderna byter leverantör, överstiger den intäktsförlust som följer om man sänker priset för samtliga kunder med tillsvidareavtal. Genom att vara en så kallad anvisad leverantör erhåller en leverantör nya kunder i samband med kunders bostadsbyten samt när ett tidsbegränsat avtal löper ut. Gör kunden inget aktivt val av elleverantör vid byte av bostad hamnar denne alltså hos den anvisade leverantören för området. Detta gäller oavsett om kunden tidigare har gjort ett aktivt val av elleverantör. Detta bidrar till att anvisade leverantörer kan återfå kunder och torde stärka förutsättningarna för att prisdifferenserna mellan tillsvidareavtal och avtal om rörligt pris kommer att bestå.

På en effektiv slutkundsmarknad borde konkurrensen bidra till att skillnaden mellan tillsvidarepriset och det rörliga priset i princip endast skulle täcka

kostnaden för den ytterligare risk det innebär för företaget att tillhandahålla tillsvidareavtalet jämfört med avtal om rörligt pris.¹³¹ Detta eftersom kunderna annars skulle ha incitament att byta avtalsform.

Sammantaget pekar denna genomgång på att det ur samhällsekonomiskt perspektiv kan vara önskvärt att tillsvidarepriset ersätts av rörligt pris som normalpris.

7.1.7 Elkostnaden och dess konsekvenser för hushållens ekonomi

För att skapa en bild av elkostnadens konsekvens för hushållens ekonomi har elkostnadens andel av den disponibla inkomsten beräknats. Måttet benämns *fuel poverty index* (energifattighet, eller här: *elfattighet*). I Storbritannien beräknas energifattighet utgöra en av flera möjliga orsaker till mellan 25 000 och 45 000 årligen inträffade dödsfall. Ett hushåll definieras som energifattigt, om dess kostnad, för allt bränsle nödvändig för att upprätthålla en skälig värmenivå, överstiger 10 procent av dess disponibla inkomst (Defra, 2004). Det bör poängteras att denna genomgång endast ger en statisk bild över elkostnadens konsekvenser för hushållens ekonomi. Elfattigheten beräknas genom att kostnaden för el divideras med hushållens disponibla inkomst. Överstiger elkostnaden 10 procent anses hushållet enligt definitionen vara elfattigt.

Inspektionen har beräknat ett *fuel poverty index* utifrån hushållens elkostnad. Underlagsdata kommer från Statistiska Centralbyråns undersökning om hushållens utgifter.¹³² Underlagsmaterialet har samlats in med hjälp av kassabokföring, telefonintervjuer och administrativa register. Undersökningens urval bestod av 4 000 hushåll, utvalda med sannolikheter proportionella mot storleken på hushållet. Av dessa deltog 2 317 hushåll i Statistiska Centralbyråns undersökning. Bränslekostnaderna är från 2004 och finns uppdelade i två kategorier bränsle och el. Hushållens delas upp i fyra inkomstgrupper:

- Kvartil 1: låginkomsttagare (inkomst mindre än 150 000 kronor).
- Kvartil 2: låg- och medelinkomsttagare (inkomst mellan 150 000 och 230 000 kronor).
- Kvartil 3: medelinkomsttagare (inkomst mellan 230 000 och 340 000 kronor).
- Kvartil 4: medel- och höginkomsttagare (inkomst mer än 340 000 kronor).

90 hushåll identifierades ha en elkostnad som utgjorde minst 10 procent av hushållets disponibla inkomst. Det motsvarar knappt 4 procent av respondenthushållen. I tabell 29 visas spridningen mellan inkomstgrupperna.

¹³¹ Den risk som åsyftas är risken för ytterst kortsiktiga pristoppar till vilka prisnivån på tillsvidareavtalet inte hinner justeras med en aviseringstid på 15 dagar.

¹³² Hushållet definieras som den grupp personer som bor tillsammans och har en så gemensam ekonomi att de olika personernas utgifter inte på ett meningsfullt sätt kan särskiljas, ett så kallat kosthushåll.

Tabell 29 Fördelning av elfattiga per inkomstgrupp

Hushållets disponibla inkomst	Fördelning mellan inkomstgrupper
<150 000 kr	34 %
150 000 – 230 000 kr	31 %
230 000 – 340 000 kr	28 %
>340 000 kr	7 %

Källa: Energimarknadsinspektionens beräkning utifrån underlag från SCB

I tabell 30 visas elkostnadens genomsnittliga andel av hushållens disponibla inkomst. En jämförelse mellan den lägsta och den högsta inkomstgruppen antyder att andelen av inkomsten som hushållen i genomsnitt spenderar på elkonsumention minskar med stigande inkomst. Resultaten för de två inkomstkategorierna där emellan antyder däremot att en ökad inkomst inte nödvändigtvis minskar elkostnadens andel.

Tabell 30 Elkostnadens andel av inkomsten

Hushållets disponibla inkomst	Andel i genomsnitt
<150 000 kr	4,2 %
150 000 – 230 000 kr	3,4 %
230 000 – 340 000 kr	3,6 %
>340 000 kr	3,1 %

Källa: Energimarknadsinspektionens beräkning utifrån underlag från SCB

Beräkningarna av Fuel Poverty Index visar att en mindre andel, omkring 4 procent, av hushållen kan definieras som elfattiga. En förhållandevis stor andel av dessa antas ha eluppvärmd bostad, därmed utgör elkostnaden en förhållandevis stor utgift för hushållet. Andelen elfattiga är jämnt fördelade över de tre lägsta inkomstgrupperna. Detta indikerar att en högre inkomst också höjer elkonsumention.

7.2 Ägarkoncentrationen på slutkundsmarknaden

I tabell 31 redovisas marknadskoncentrationen (HHI) utifrån antal kunder tillhörande respektive koncerns kraftsfär.¹³³ Antal kunder i respektive kraftsfär har beräknats genom att summera det totala antalet kunder som tillhör en koncern samt dess intressebolag.¹³⁴

¹³³ HHI diskuteras och definieras i avsnitt 5.4.2.

¹³⁴ Det vill säga för Vattenfall: Plusenergi (400 000 kunder) ägs till lika delar av Vattenfall och Göteborgs kommun samt Luleå Energi (40 000 kunder) där Vattenfall äger 30-procent. För Fortum: Fyrfasen Energi (35 000 kunder) är dotterbolag till Härjeåns Kraft AB, i vilket Fortum äger 46-procent.

Tabell 31 Marknadskoncentration baserat på antal kunder

Företag	Antal kunder	Marknadsandel
Vattenfall	1 100 000	21,2 %
E.ON	900 000	17,3 %
Fortum	900 000	17,3 %
Östkraft	215 000	4,1 %
Öresundskraft	200 000	3,9 %
Telge Energi	170 000	3,3 %
Energibolaget i Sverige AB	150 000	2,9 %
Lunds Energi	150 000	2,9 %
Mälarenergi	145 000	2,8 %
Skellefteå Kraft	120 000	2,3 %
Dalakraft	100 000	1,9 %
Summa	4 150 000	79,9 %
HHI	1 123	

Källa: Energimarknadsinspektionens bearbetning utifrån årsredovisningar, leverantörshemsidor och intervjuer.

Enligt generella normer (se avsnitt 5.4.2) bedöms den beräknade marknadskoncentrationen baserat på antal kunder som medelhög. En alternativ beräkning av ägarkoncentrationen utgår från data över de tre största aktörernas elförsäljning till den svenska marknaden. Resultatet av dylik beräkning visas i tabell 32. Den totala mängden levererad el inkluderar eventuella långsiktiga bilaterala kontrakt i icke-delägda elhandelsbolag.

Tabell 32 Marknadskoncentration baserad på levererad el 2004

Företag	Mängd överförd el	Marknadsandel
Vattenfall	45,2 TWh	30,9 %
E.ON	37,6 TWh	25,7 %
Fortum	27,6 TWh	18,8 %
Övriga	36 TWh	
Summa	146,4 TWh	
HHI över tre största	1 969	

Källa: Energimarknadsinspektionens bearbetning utifrån årsredovisningar, leverantörshemsidor och intervjuer.

Beräkningen utifrån *levererad el* indikerar en högre ägarkoncentration på den svenska slutkundsmarknaden, jämfört med föregående tabell. Eftersom endast de tre största aktörerna inkluderas i beräkningen motsvarar detta en viss underskattning av den beräknade marknadskoncentrationen. Notera att till skillnad från råkraftsmarknaden är slutkundsmarknaden ännu inte nordisk, varför marknadskoncentrationen alltid ska bedömas utifrån en nationell marknad. Införande av en nordisk slutkundsmarknad har därmed en betydlig potential att mildra ägarkoncentrationen och förbättra konkurrensen på marknaden för elhandel. Ur detta hänseende är det viktigt för en väl fungerande elmarknad med en utveckling som innebär att produkter och avtal utvecklas som bättre tillvaratar efterfrågans priselasticitet och att den svenska elintensiva industrin väljer att inta en aktivare roll än för närvarande.

7.3 Utläppshandelns konsekvenser för elintensiv industri

Energimarknadsinspektionen har undersökt hur den elintensiva industrin i Sverige, Norge och Finland påverkas av det system för handel med utsläppsrätter som infördes inom EU den 1 januari 2005. Genom att studera hur elkostnadens andel av förädlingsvärdet i den elintensiva industrin påverkas av de elprisökningar som följt av utsläppshandelssystemets införande kan slutsatser om systemets påverkan på industrins lönsamhet belysas.¹³⁵

7.3.1 Bakgrund

Det europeiska utsläppshandelssystemet (EU ETS) sätter ett pris på de koldioxidutsläpp som orsakas av förbränning av fossila bränslen. Elproduktion som baseras på fossila bränslen (koldioxidintensiv elproduktion) är en av de stora utsläppskällorna av koldioxid (ECON, 2004a). En önskvärd effekt av systemet är därför att priset på koldioxidutsläpp ska få ett genomslag på produktionskostnaderna för koldioxidintensiv elproduktion, antingen genom behovet av utsläppsrätter eller genom kostnaden för att rena utsläppen. Genom att prissätta den negativa miljöeffekt (externalitet) som koldioxidutsläpp medför höjs marginalkostnaden för fossilbaserad elproduktion. Därigenom ökar konkurrenskraften för koldioxidneutral elproduktion som inte baseras på förbränning av fossila bränslen (Pearce och Turner, 1990). Om den koldioxidintensiva elproduktionen är prissättande på elmarknaden höjs elpriset. Eftersom koldioxidintensiv elproduktion i stor utsträckning är prissättande på den nordiska elmarknaden (se avsnitt 4.3) är ett prisgenomslag på elpriset förväntat.

På förhand förväntades utsläppsrättspriser på nivån 5 till 10 euro per ton koldioxidutsläpp.¹³⁶ Prisnivån på utsläppsrätter blev dock högre än förväntat varför även genomslag på elpriset blev högre än förväntat. Den 7 februari 2006 låg exempelvis utsläppsrättspriset på 26,85 euro per ton koldioxidutsläpp (Nord Pool). På lång sikt förväntas dock elprisökningarna som följer av utsläppshandelssystemet delvis dämpas genom att ny koldioxidneutral produktion etableras på elmarknaden och ersätter den befintliga koldioxidintensiva elproduktionen (Pearce och Turner, 1990).

Utsläppsrätterna prissätts, oavsett hur de tilldelats eller införskaffats, utifrån rätternas alternativa marknadsvärde. Därigenom får samtliga utsläppsrätter, en given elproduktionsanläggning behöver för att möta sina koldioxidutsläpp, ett genomslag på anläggningens marginalkostnad som motsvarar utsläppsrätternas alternativa marknadsvärde (alternativkostnad). Utsläppsrätterna påverkar även företagets balansräkning. Att använda utsläppsrätter för att täcka koldioxidutsläpp medför därigenom även en företagsekonomisk kostnad.

¹³⁵ Förädlingsvärdet definieras som produktionens saluvärde minus kostnader för insatsvaror (ITPS, 2005).

¹³⁶ Energi och Miljö, Nordeuropeiskt forum, månadsbrev 01/2005.

Den första handelsperioden i utsläppshandelssystemet pågår mellan 2005 och 2007 och utgör en försöksperiod inför den första Kyotoperioden, 2008 till 2012. Handelssystem omfattar till en början ett begränsat antal industrigrenar, främst energiproduktionsanläggningar och vissa energiintensiva industribranscher. I Sverige omfattas drygt 500 företag av utsläppshandelssystemet.¹³⁷

Handeln med utsläppsrätter påverkar den elintensiva industrin i huvudsak på två sätt: (1) genom en direkt kostnad för utsläppsrätter för de företag som inkluderas i utsläppshandelssystemet, samt (2) genom ett höjt elpris. För elintensiva företag som omfattas av handelssystemet, och som tilldelats utsläppsrätter från staten, har utsläppsrätterna, precis som för elproducenterna, ett värde. Företaget kan antingen välja att använda (lösa in) utsläppsrätten, eller sälja den på marknaden för utsläppsrätter (alternativkostnad).

Det ökade elpriset påverkar direkt den elintensiva industrins kostnader och konkurrenskraft. På längre sikt kan dessa kostnadsökningar komma att få en negativ inverkan på investerings- och lokaliseringsbeslut med konsekvensen att investeringar och produktion förläggs utanför Europa. Något förenklat leder utsläppshandeln till en försämrad konkurrenskraft gentemot varje enskild anläggning med lägre miljökrav. Exempelvis elintensiva anläggningar utanför EU som inte berörs av det europeiska handelssystemet.

På förhand förväntades de företag eller branscher som har en låg kostnad för rening, eller relativt låga utsläpp i relation till den tilldelning de fått, eller möjligheten att föra vidare ökade kostnader till kundledet, samt ett lågt beroende av energisektorn, bli nettovinnare av systemet. Nettoförlorare blir de företag eller branscher som är utsatta för internationell konkurrens och därmed är pristagare i den meningen att de inte kan påverka marknadspriset. För nettoförlorarna är möjligheten att föra vidare kostnaderna framåt i förädlingskedjan, det vill säga mot kunderna, starkt begränsad.¹³⁸ Brännlund och Kriström betonar att den elintensiva industrin, särskilt massa- och pappersindustrin, drabbas hårt av ett ökat elpris (SOU 1995:140). I denna industrigren är övervältringsmöjligheterna starkt begränsade och möjligheterna att på kort sikt reagera på priset är små. På längre sikt kan effekterna av det ökade kostnadsläget förväntas leda till minskade investeringar i den svenska massa- och pappersindustrin med omfattande strukturförändringar som följd.

7.3.2 Tilldelning och prisbildning

För försöksperioden 2005 till 2007 fördelas enligt direktivets krav minst 95 procent av utsläppsrätterna gratis till de berörda anläggningarna.¹³⁹ I Sverige har samtliga utsläppsrätter fördelats gratis av staten.

¹³⁷ En beskrivning av handlande sektor ges i prop. 2003/04:132.

¹³⁸ För en djupare analys se exempelvis ITPS (2005).

¹³⁹ Europaparlamentets och rådets direktiv (2003/87/EG) av den 13 oktober 2003 om ett system för handel med utsläppsrätter för växthusgaser inom gemenskapen och om ändring av rådets direktiv 96/61/EG.

Den elintensiva industrin tilldelas utsläppsrätter i förhållande till dess genomsnittliga utsläpp under perioden 1998 till 2001, med utgångspunkten att ”så långt som möjligt hävda svensk industris internationella konkurrenskraft”.¹⁴⁰ För anläggningar som tagits i drift 2002 eller senare gäller andra fördelningsprinciper. Energisektorn tilldelas 80 procent av dess genomsnittliga utsläpp för perioden 1998 till 2001. Nya elproduktionsanläggningar tilldelas cirka 65 procent av förväntade utsläpp. Orsaken till skillnaderna i fördelningsprincip mellan industri- och energisektorn är att energisektorn är utsatt för mindre utomeuropeisk konkurrens och förväntas därmed ha lättare att minska sina utsläpp (ITPS, 2005).

I tabell 33 visas tilldelningsprinciper i Sverige, Danmark, Finland och Tyskland.

Tabell 33 Andel av beräknade utsläpp som täcks av tilldelning, 3 typer av anläggningar, procent

	Sverige	Danmark	Finland	Tyskland
Kolkondens	-	40 %	80 %	100 %
Kondens naturgas	-	80 %	100 %	104 %
Kraftvärme naturgas	65 %	107 %	100 %	100 %

Källa: Energimyndigheten (2005d)

Priset på utsläppsrätter beror bland annat på följande faktorer: hur stort tak som sätts för de totala utsläppen inom handelssystemet, marknader utanför EU, ekonomisk tillväxt, inträdesmöjligheter för nya aktörer på utsläppsmarknaden och systemets tilldelningsprinciper, samt företagens reningskostnader. I likhet med andra varor handlas utsläppsrätterna på en gemensam marknad, där den viktigaste prispåverkande faktorn för utsläppsrätterna avgörs av förhållandet mellan utbud och efterfrågan (Ofgem, 2005).

7.3.3 Konsekvenser för elintensiv industri i Sverige

Vid en analys av konsekvenserna för elintensiv industri av ett ökat elpris, krävs ett omfattande statistiskt underlag. Det statistiska underlaget som används i föreliggande avsnitt utgörs av data från 2003 och är baserat på statistik från Statistiska centralbyrån (SCB), klassificerat enligt svensk näringsgrensindelning (SNI femsiffernivå).¹⁴¹

Enligt energiskattedirektivet (2003/96/EG) är ett företag energiintensivt om någon av nedanstående meningar anses vara uppfyllda: kostnaderna för energi uppgår till minst 3 procent av företagets produktionsvärde eller energi- och koldioxidskatten uppgår till minst 0,5 procent av företagets förädlingsvärde.

Det saknas en enhetlig definition av vad som utgör elintensiv industri. Enligt lagen om elcertifikat (2003:113) 4 kap. 2 § 3 är följande branscher klassade som elintensiva: Gruvindustri (SNI 13-14), massa- och pappersindustri (SNI 21), energiintensiv kemisk industri (SNI 24), där den kemiska industrin är uppdelad i

¹⁴⁰ Pressmeddelande, Näringsdepartementet, 2004-04-22.

¹⁴¹ Svensk näringsgrensindelning (SNI) definieras i SCB (2005).

tillverkning av baskemikalier (SNI 24), petroleumraffinering (SNI 23.2), tillverkning av cement, kalk, och gips (SNI 26.5), samt stål- och metaltillverkning (SNI 27). Definitionen i lagen om elcertifikat baseras på företagets SNI-tillhörighet, där samtliga SNI-koder som klassificeras som elintensiva räknas till tillverkningsindustrin (SNI 10-37). Indelningen efter SNI-koder beskriver de företag som är klassade som elintensiva oberoende av el- (eller energi-) förbrukningen.

Syftet här är att analysera utsläppssystemets indirekta påverkan på den elintensiva industrin i Sverige. Den indirekta påverkan gentemot den elintensiva industrin sker som tidigare nämnts via ett ökat elpris. Elprisökningen påverkar den elintensiva industrins kostnader direkt. Hur stora kostnadsökningarna för den elintensiva industrin kan komma att bli analyseras via tre olika antaganden om priset på utsläppsrätter och dess koppling till elpriset. Enligt Hill och Kriström (2005) förväntas denna koppling bli av allt större vikt allteftersom utsläppshandelssystemet byggs upp. Enligt Hill och Kriströms uppskattning är prisgenomslaget på el cirka 50 procent givet att koldioxidintensiv elproduktion är prissättande på elmarknaden. Det vill säga ett utsläppsrättspris på 20 öre per kg koldioxidutsläpp medför en ökning av elpriset med uppskattningsvis 10 öre per kWh. Hill och Kriström pekar dock på att genomslaget av utsläppshandeln på elpriset är mycket osäkert och beror i stor grad på de varierande hydrologiska förhållandena i det nordiska systemet.

Utifrån Hill och Kriströms uppskattning om utsläppsprisets genomslag gentemot elpriset antas följande tre scenarier:

1. I scenario 1 antas ett pris på utsläppsrätter på 10 euro per ton koldioxid leda till en elprisökning på 5 öre per kWh.
2. I det andra scenariot antas ett utsläppsrättspris på 20 euro medföra en elprisökning på 10 öre per kWh.
3. I det tredje scenariot antas ett utsläppsrättspris på 30 euro leda till en elprisökning på 15 öre per kWh.

Genom att beräkna elkostnadsökningen utifrån de tre prisgenomslagsscenarierna och därefter dividera kostnadsökningen med förädlingsvärdet för respektive bransch, erhålls elkostnadsökningens andel av förädlingsvärdet. Nivån på detta värde bör tolkas enligt följande: ju större elkostnadsökningens andel är av förädlingsvärdet, desto sämre är lönsamheten för industrigrenen i fråga. Jämförelsen av de tre utsläppsprisscenarierna gör det möjligt att värdera olika utsläppsrättsprisnivåers indirekta påverkan på den elintensiva industrins lönsamhet.

I tabell 34 redovisas resultaten för respektive bransch samt respektive scenarios uppskattade genomslag på branschens elkostnad och förädlingsvärde. Vid en jämförelse med övriga branscher framgår det ur tabell 34 att tidnings- och journalindustrin har de största beräknade elkostnadsökningarna.

Kostnadsökningarna för tidnings- och journalindustrin uppgår till mellan 335 och 1 004 miljoner kronor, vilket motsvarar cirka 9,3 till 27,8 procent av förädlingsvärdet. Kraftpappers- och kraftpappindustrins elkostnadsökningar uppgår till mellan 209 och 626 miljoner kronor eller 4,2 till 12,5 procent av förädlingsvärdet. De beräknade elkostnadsökningarna för produktion av industrigaser, färgämnen med mera uppgår till mellan 115 och 347 miljoner kronor (3,2 till 9,7 procent av förädlingsvärdet). Aluminiumindustrin har en beräknad elkostnadsökning på mellan 105 till 315 miljoner kronor (5 till 14,9 procent av förädlingsvärdet).

Tabell 34 Elkostnadsökning och dess andel av förädlingsvärdet i Sverige

SNI	10 €/tCO ₂		20 €/tCO ₂		30 €/tCO ₂	
	Ökad elkostnad (1000 kr)	Andel av förädlingsvärde (%)	Ökad elkostnad (1000 kr)	Andel av förädlingsvärde (%)	Ökad elkostnad (1000 kr)	Andel av förädlingsvärde (%)
10.100-14.100, Utvinning av mineral	128 300	2,0	256 600	4,0	384 899	5,9
21.121 tidnings- och journalpappersindustri	334 548	9,3	669 095	18,5	1003 643	27,8
21.122 annan tryckpappersindustri	101 008	1,9	202 017	3,7	303 025	5,6
21.123 kraftpappers- och kraftpappindustri	209 000	4,2	417 999	8,3	626 999	12,5
21.129 övrig pappers- och pappindustri	276 478	2,5	552 956	5,1	829 434	7,6
23.200+23.300 petroleumraffinaderier samt kärnbränsleindustri	43 874	1,5	87 747	3,0	131 621	4,5
24.110-24.130 ind för industrigaser, färgämnen samt andra oorganiska baskemikalier	115 738	3,2	231 477	6,5	347 215	9,7
24.140 industri för andra organiska baskemikalier	35 077	1,2	70 155	2,5	105 232	3,7
26.640-26.660 murbruksindustri, industri för fibercementvaror samt annan betong-, cement- och gipsvaruindustri	951	0,1	1 903	0,3	2 854	0,4
27.100-27.222 järn- och stålverk samt järn- och stålårsindustri	242 480	1,7	484 959	3,4	727 439	5,1
27.420 aluminiumverk	105 013	5,0	210 026	10,0	315 038	14,9
27.430-27.450 metallverk för bly, zink och tenn, kopparverk samt andra metallverk	41 667	2,1	83 334	4,1	125 001	6,2

Källa: Energimarknadsinspektionens beräkning baserat på underlag från SCB

Massa- och pappersindustrin, inom vilken tidnings- och journalpappersindustrin samt kraftpappers- och kraftpappindustrin återfinns, kännetecknas av mycket kapitalkrävande produktionsprocesser. Branschen är energi- och råvaruintensiv, vilket inte minst avspeglas i de relativt stora elkostnadsökningar som tidnings-

och journalpappersindustrin enligt de framtagna resultaten möter. En förklaring till dessa elkostnadsökningar är att branschen i likhet med övriga delar av massa- och pappersindustrin har gått från ett historiskt högt oljeberoende till ett ökat beroende av el som insatsvara i produktionsprocessen. Vilket innebär att en förändrad energipolitik som leder till ökade elpriser kan komma att få kraftiga återverkningar inom branschens samtliga sektorer.

Den kemiska industrin inom vilken industrier för industrigaser, färgämnen med mera ingår, utgör en energiintensiv sektor. Sett över den kemiska industrin som helhet får industrier för industrigaser, färgämnen med mera i jämförelse med till exempel läkemedelsindustrin, som även den utgör en delsektor av kemisektorn, en klart försämrad lönsamhet vid ökade elpriser (se exempelvis ITPS, 2005).

Järn-, stål- och metallverken är ytterligare en kapitalintensiv bransch som verkar på en internationell marknad. Delbranschen icke-järnmetallverk inom vilken aluminiumindustrin ingår karaktäriseras av en hård internationell konkurrens där priskonkurrensen är intensiv och förmågan att överföra kostnaderna framåt i förädlingsledet starkt begränsade.

7.3.4 Konsekvenser för elintensiv industri i Norge respektive Finland

Elkostnader och andel av förädlingsvärde i Norge¹⁴²

I dagsläget omfattas inte Norge av det europeiska utsläppshandelssystemet.¹⁴³ Den norska industrin påverkas däremot indirekt eftersom elpriset bestäms på en nordisk marknad.

Vid en jämförelse med övriga branscher utsätts norska industrier med produktion av järn och stål för de jämförelsevis största elkostnadsökningarna, mellan 286 och 858 miljoner kronor (10,0 till 29,9 procent av förädlingsvärdet). Därefter följer industrier med produktion av papper och papp vars elkostnadsökningar uppgår till mellan 248 och 744 miljoner kronor (7,2 till 21,5 procent av förädlingsvärdet). För produktion av oorganiska kemikalier och andra kemikalier uppgår de ökade elkostnaderna till mellan 160 och 480 miljoner kronor (7,7 till 23,0 procent av förädlingsvärdet). Elkostnadsökningarna för produktion av karbider uppgår till mellan 18 och 54 miljoner kronor (6,2 till 18,6 procent av förädlingsvärdet). För produktion av mekanisk trämassa uppgår de ökade elkostnaderna till mellan 16 och 50 miljoner kronor (13,3 till 39,8 procent av förädlingsvärdet).

En relativt stor del av den elintensiva industrin i Norge har sedan 1950-talet genom Statkraft mycket fördelaktiga långa fastpriskontrakt enligt beslut i Stortinget.¹⁴⁴ Detta mildrar sannolikt de faktiska effekterna av elprishöjningarna

¹⁴² Baserat på statistik för 2003 (femsiffrig nivå) från Statistiska sentralbyrån.

¹⁴³ De länder som omfattas av EEA-avtalet (Island, Norge och Liechtensten) kan själva besluta om de vill ansluta sig till systemet (Energimyndigheten).

¹⁴⁴ Dessa kontrakt motsvarade under 2003 en årlig elanvändning på cirka 16 TWh (SOU 2004:129).

för norsk elintensiv industri. Kontrakten löper dock ut mellan 2005 och 2011 och kommer inte att förnyas i motsvarande form (SOU 2004:129).

Elkostnader och andel av förädlingsvärde i Finland¹⁴⁵

Vid jämförelse med övriga branscher utsätts finska industrier med produktion av massa- och pappersprodukter för de största elkostnadsökningarna. Kostnadsökningarna beräknas till mellan 1,4 och 1,9 miljarder kronor och 28,1 till 38,6 procent av förädlingsvärdet för de olika scenarierna. Därefter följer industrier med produktion av basmetaller med mera vars elkostnadsökning uppgår till mellan 544 och 699 miljoner kronor (39,3 till 50,5 procent av förädlingsvärdet). För industrier med produktion av kemikalier och kemiska produkter uppgår elkostnadsökningarna till mellan 525 och 670 miljoner kronor (13,3 till 17,0 procent av förädlingsvärdet).

Den finska massa- och pappersindustrins andelar på världsmarknaden är stora och branschen är i likhet med den svenska mycket energi- och råvaruintensiv. Det redovisade resultatet indikerar att de ökade elpriserna kan komma att få kraftiga återverkningar inom denna bransch. Notera dock att finsk pappersindustri investerat fossilfri elproduktion via anläggandet av en femte kärnreaktor. Anläggningen beräknas generera 1 600 MW el och ska enligt planerna vara driftklar 2009 (Energimyndigheten, 2005d).

7.3.5 Internationell jämförelse

Ett vanligt sätt att mäta konkurrenskraften mellan två konkurrerande länder, exempelvis vid införandet av en policyförändring, är att genomföra en bedömning av effekterna för företagets konkurrenskraft till följd av de ökade kostnader som följer av policyförändringen (ITPS, 2005).

I föreliggande avsnitt utvärderas effekterna av utsläppshandeln genom en jämförelse av inhemska energikostnader och motsvarande kostnader för utländska konkurrenter. Utgångspunkten är att ett företag är konkurrenskraftigt om och endast om det kan producera minst lika billigt som sina utländska konkurrenter.¹⁴⁶ I tabell 35 jämförs elprisskattningar för Sverige med faktiska elpriser i Kanada, Japan, Mexico och USA vilka inte omfattas av utsläppshandelssystem för koldioxid. Notera att resultaten och det underliggande resonemanget nedan enbart tolkas som en approximativ indikation för att möjliggöra en internationell jämförelse vad gäller elpriser och konkurrensmöjligheter.

Utifrån resultaten i tabell 35 medför ett utsläppsriktpris på 30 Euro, allt annat lika, att konkurrensfördelen av ett lägre elpris för den svenska elintensiva industrin gentemot kanadensiska konkurrenter, åtminstone delvis, neutraliseras.

¹⁴⁵ Baserat på statistik för 2003 (tvåsiffrig nivå) från Statistikcentralen.

¹⁴⁶ Under förutsättning att olikheter i transportkostnader, det vill säga närheten till marknaden, inte påverkar konkurrensförhållandet.

Tabell 35 Jämförelse av industrins aggregerade elpriser (årsgenomsnitt) under 2003¹⁴⁷

	Utanför EU ETS	Före införandet av EU ETS	EU ETS 10€/ton CO ₂	EU ETS 20€/ton CO ₂	EU ETS 30€/ton CO ₂
	Elpris (öre/kWh)	(öre/kWh)	Scenario 1 (öre/kWh)	Scenario 2 (öre/kWh)	Scenario 3 (öre/kWh)
Sverige		23,0	28,0	33,0	38,0
Kanada	43,4				
Japan	108,1				
Mexico	54,9				
USA^a	45,2				

^a För USA anges priset exklusive skatt.

Källor: IEA Statistics 2005, Riksbanken och Energimarknadsinspektionen.

7.4 Kostnadsutveckling – svensk basindustri¹⁴⁸

Energimarknadsinspektionen har tagit del av resultat från projektet ”basindustririket” som Ungernet AB genomfört. Ungernet AB har sedan 2002 kontinuerligt följt de procentuella förändringarna av elpriset på årsbasis per energiintensiv anläggning. Insamlandet av data har skett via enkäter riktade till energiintensiva anläggningar.

De 35 anläggningar som besvarat enkäten för januari 2006 förbrukade 17 TWh under 2005 (cirka 12 procent av Sveriges totala elförbrukning). Elpriset för medelanläggningen har enligt studiens resultat ökat med 32 procent mellan 2003 och 2005. För mer än hälften av anläggningarna har dock ökningen varit ännu högre. Elprishöjningen för medelanläggningen var vid jämförelse mellan 2002 och 2003, 14 procent och vid jämförelsen mellan 2002 och 2004 20 procent.

Uttryckt i öre per kWh var det genomsnittliga elpriset till basindustrianläggningarna 20 öre per kWh under 2002, 23 öre per kWh 2003, 24 öre per kWh 2004 samt 26,5 öre per kWh 2005. Ökningen av elpriset mellan 2002 och 2005 innebär för en anläggning med en elförbrukning på 0,7 TWh en kostnadsökning med 45 miljoner kronor per år.

Enligt ”basindustririket” finns det indikationer för att de redovisade elprishöjningarna ovan ger anledning till oro vad gäller investeringsklimatet i orter med energiintensiv produktion.

7.5 Sammanfattande bedömning

En följd av att priserna stigit sedan år 2000 är att det varit en avsevärd förmögenhetsomfördelning från slutkunderna till elproducenterna. Fram till och med år 2000 var det i stället en omfördelning från producenter till slutkunder till följd av elmarknadsreformen. Det första skedet förklaras av sänkta priser till följd av stor tillgång på ledig produktionskapacitet och goda vattenår. När topplastanläggningar togs ur drift eller lades i malpåse minskade tillgången på ledig produktionskapacitet. Till detta har kommit ökade bränslepriser. En faktor

¹⁴⁷ Elpriserna för USA är korregerade enligt 2003-års genomsnittliga valutakurs.

¹⁴⁸ Ungernet AB (2006).

som ytterligare ökat priserna under senaste året är EU:s system för handel med utsläppsrätter. Behovet av utsläppsrätter höjer producenternas marginalkostnad för kraftproduktion som genererar koldioxid och därigenom elpriset. Det har ingen betydelse om utsläppsrätterna är gratis tilldelade eftersom den relevanta marginalkostnaden för de utsläppsrätter som en producent innehar är vilken intäkt han kan få om han säljer utsläppsrätterna.

Sammantaget pekar genomgången i detta kapitel även på att det ur samhällsekonomiskt perspektiv kan vara önskvärt att tillsvidarepriset ersätts av rörligt pris som normalpris.

Perioder med extremt god vattentillrinning kan även fortsättningsvis leda till kortsiktigt låga elpriser. Energimarknadsinspektionen ser dock ingen orsak att under de närmaste åren förvänta sig en mer långsiktig återgång till de priser som rådde fram till sekelskiftet. Även om det skulle bli ett snabbt fall i bränslepriserna kvarstår utsläppshandelns effekter på elpriset och effekterna av den minskade reservkapaciteten i såväl Norden som på kontinenten. Omfattande utbyggnader av ny produktionskapacitet kan ändra situationen men det är långa ledtider för tillkomsten av nya produktionsanläggningar.

Energimarknadsinspektionen anser inte att de kraftigt ökade vinsterna för elproducenterna motiverar en återgång till en prisreglering av elproduktionen (jämför kapitel 5). En sådan återgång skulle resultera i en ineffektiv råkraftsmarknad och det är tveksamt om en sådan återgång överhuvudtaget är möjlig att genomföra inom ramen för den nordiska och europeiska marknadsintegration som nu gäller.

Omfördelningsfrågor är genuint politiska frågor. Om förmögenhetsomfördelningen från slutkunder till producenter bedöms vara ett politiskt problem som bör åtgärdas, bör politiska lösningar väljas som minskar omfördelningen utan att råkraftsmarknadens effektivitet försämras.

8 Aktörernas syn på prisbildning och konkurrens

Energimarknadsinspektionen har inom ramen för uppdraget låtit genomföra en aktörsstudie (EME analys, 2006). Tio marknadsaktörer (fyra elhandelsföretag och sex slutanvändare) har intervjuats och därigenom fått tillfälle att ge sin syn på hur de anser att elmarknaden fungerar.

8.1 Aktörernas syn på prisbildningen

8.1.1 Prisbildningen på Elspot

Aktörernas allmänna åsikt är att priset på Elspot avgörs av den rörliga kostnaden för det dyraste kondenskraftverket i drift inklusive kostnaden för utsläppsrätter. Till detta kommer sedan en viss marginal för producenten. Vid stora vattenflöden eller vid riktigt låg efterfrågan måste billigare mottrycksproduktion trängas undan och priset blir lägre. Vid knapphetssituationer stiger priset däremot dramatiskt. En av de intervjuade menar även att producenterna av politiskt hänsynstagande inte har tagit ut kostnaden för utsläppshandeln till fullo under hösten 2005.

De flesta är också överens om att de fyra stora producenterna i Norden har blivit duktigare på att värdera vattnet, vattenkraftproduktionen blir således inte så hög att den dyra fossilkraften trängs undan helt. Flera av de tillfrågade anser att detta är ett stort problem. Det är i sammanhanget viktigt att hålla i åtanke att det i sig inte innebär att producenterna missbrukar sin marknadsmakt. Det anses således inte vara fel att vinstmaximerande företag försöker få ut ett maximalt pris för sin produktion. Problemet anses istället ligga i att koncentrationen är så hög och att priset för den dyraste produktionsenheten i drift styr hela prisnivån. Om producenterna hade haft sämre kontroll på vattnet skulle priset oftare vara lägre (notera att priset följaktligen riskerar bli högre i en senare period). Ett lägre pris på el betyder emellertid inte automatiskt att kostnaderna för den samlade produktionen blir lägre.

Några anser att producenterna medvetet begränsar kärnkraftproduktion och i värsta fall spiller vatten för att hålla uppe priset. Det skulle i så fall vara att missbruka sin dominerande ställning. Andra av de tillfrågade tror inte att de går så långt, utan att det mer handlar om att producenterna har så bra kunskap om både utbud- och efterfrågeförhållanden. Den stora öppenhet som finns i prisbildningen på Elspot anses vara en garant för att ett organiserat samarbete skulle upptäckas.

Nästan alla intervjuade anser emellertid att koncentrationen inom produktionen är för stor. En uppdelning av Vattenfall anses av många vara det mest realistiska alternativet. Hur det eventuellt skulle kunna ske för att på bästa sätt gynna konkurrensen råder det delade meningar om. Ett förslag är en delning i ett

renodlat vattenkraftsbolag och ett värmekraftsbolag. Med en sådan delning tror aktörerna att respektive bolag kanske bjuder in sin kraft mer ”kostnadsbaserat” medan andra menar att en sådan delning skulle försvåra Svenska kraftnäts arbete med att reglera systemet. Någon anser att Vattenfall skulle delas så att den svenska verksamheten blir separerad från den internationella. Svenska Vattenfall skulle då kunna användas i politiska syften, exempelvis genom att investera i ny produktion eller att erbjuda industrin långa avtal till konkurrenskraftiga priser. Rörande delning nämns också risken att delarna av ett styckat Vattenfall köps upp av något av de andra dominerande företagen.

Flera av de intervjuade aktörerna menar att konkurrensen på produktionssidan hämmas av samägandet i kärnkraftverken och i vattenregleringsföretagen, vilket underlättar koordinerat agerande. Exempelvis nämner aktörerna den minskade produktionen av kärnkraften under år 2000.

På frågan om all produktion ska tvingas in till Elspot finns det delade uppfattningar bland de intervjuade. Några anser att det skulle vara att föredra medan andra tycker att det är bra som det är i dag. Ett argument för att göra Elspot obligatoriskt är att det skapar rättvisare konkurrensförutsättningar mellan elleverantörer med egen produktion jämfört med de elleverantörer som köper all sin förbrukning på börsen. En risk för de som köper sin kraft från Nord Pool är att få sina bud ”kortade” vid en bristsituation. Denna risk möter inte elleverantörer eller kunder som köper bilateralt.

Ett annat argument för att göra elspothandel obligatorisk är att det skulle gynna likviditeten på den finansiella marknaden. Flera av slutanvändarna ser det däremot som en fördel att det går att avtala bilateralt om fysisk leverans från producenter. Om all fysisk kraft går via börsen tvingas företagen att teckna långa finansiella prissäkringskontrakt och det bedöms som mera komplicerat jämfört med att teckna traditionella bilaterala kontrakt.

8.1.2 Prisbildningen på terminsmarknaden

Den finansiella marknaden används inte fullt ut av alla utav de tillfrågade slutanvändarna. En orsak som anges är att marknaden anses vara för kortsiktig. Basindustrin är exempelvis intresserad av att teckna långa avtal till fasta priser och för de riktigt elintensiva företagen anses ett långsiktigt elavtal till och med vara en förutsättning för att över huvud taget investera. Långsiktiga bilaterala avtal kan i princip vara finansiella, men är ofta fysiska och tecknas direkt mellan elproducenten och kunden. Det finns också exempel på basindustrier som är mycket aktiva på den finansiella marknaden.

Aktörerna har generellt ett stort förtroende för prisbildningen på terminsmarknaden, det gäller särskilt de mer kortsiktiga produkterna (ett till två år). Trots att de tillfrågade anser att det finns aktörer som kortsiktigt kan styra priset (främst några stora fonder) anses detta inte vara något stort problem eftersom marknaden är så stor. Någon av de tillfrågade aktörerna gör emellertid

bedömningen att marknaden fortfarande är omogen och att det behövs fler riskvilliga aktörer som kan ”agera mot strömmen”. Den stora prisvolatiliteten anses vara ett tecken på att dessa aktörer är för få.

För de mer långsiktiga produkterna som handlas på Nord Pool och på OTC-marknaden anser respondenterna att likviditeten är sämre. En konsekvens av en för liten handel är att gapet mellan säljbud och köpbud (*spreaden*) är stort. Ytterligare en produkt som av flera anses vara problematisk är CfD (försäkring mot prisområdesdifferens). I praktiken anser de tillfrågade aktörerna att det bara finns två säljare av just den produkten. CfD-kontrakten anses vara för dyra utifrån svenska köparens perspektiv.

Överlag får Nord Pool ett gott omdöme och respondenterna uppskattar särskilt det aktiva arbete börsen bedriver för att stävja tendenser till missbruk. Däremot är de tillfrågade kritiska till att den norska kreditillsynen inte har följt upp de anmälningar som Nord Pool gjort. Överlag är de också nöjda med det sätt på vilket prispåverkande information sprids. Det finns emellertid problem även här, exempelvis gällande information om snö och vatten i Sverige. I det fallet upplever respondenterna att producenterna ett informationsövertag eftersom de har tillgång till information och modeller som övriga saknar. En av de intervjuade anser att det fungerar bättre i Norge, där NVE upplevs ha ett tydligare uppdrag än SMHI att samla in information och göra den allmänt tillgänglig.

Flera aktörer menar att Nord Pool borde sänka de fasta avgifterna och säkerhetskraven för att stimulera fler att bli aktörer.¹⁴⁹ Ett exempel på för hårda säkerhetskrav som nämns är att positiva positioner på den finansiella marknaden inte får användas som säkerheter för handel på Elspot. Just den omständigheten nämns som det viktigaste skälet till att elhandelsföretaget Kraftkommission under dramatiska former tvingades lägga ner verksamheten för några år sedan. Någon av de tillfrågade anser också att Nord Pool är underfinansierat, vilket tvingar dem att vara striktare i sin säkerhetspolicy än vad som annars vore önskvärt.

Mäklarna får ett gott omdöme av elhandelsföretagen. Flera menar att det är en tillgång att det går att göra affärer både på Nord Pool och via mäklare. Generellt föredrar de intervjuade aktörerna att använda börsen i produkter med störst omsättning medan mäklarna används som komplement i andra fall och naturligtvis om de önskar gå utanför de standardiserade produkterna. Eftersom mycket information sprids via mäklarna var speciellt elhandelsföretagen måna om att lägga en del affärer där. De mindre aktiva aktörerna sade sig däremot inte ha tid att sitta i telefon med mäklare, varför de helst ser att likviditeten styrs till Nord Pool.

¹⁴⁹ Energimyndigheten har i en tidigare rapport funnit att säkerhetskraven i huvudsak är ändamålsenliga, se Energimyndigheten (2003a).

De tillfrågade aktörerna säger sig inte ha något större förtroende för Finansinspektionen och upplever att myndigheten prioriterar elmarknaden lågt.¹⁵⁰ Ett exempel är att Finansinspektionen hittills bara intresserat sig för de företag som sökt och beviljats tillstånd och inte för de företag som bedriver samma verksamhet, men gör det utan tillstånd.

Utifrån de genomförda intervjuerna ges inget uttryck av behov av reformering av den finansiella marknaden, däremot anser tillfrågade aktörer inom basindustrin att det är ett problem att marknaden är så kortsiktig. Det är det aktuella spotpriset som i alltför hög utsträckning styr prisnivån, till och med i avtal på upp emot tio år. Några elleverantörer pekar också på att det finns ett stort behov av finansiella produkter som gör det möjligt för företagen att även skydda sig mot osannolika händelser, men som kan få stora negativa ekonomiska konsekvenser. De efterlyser exempelvis finansiella produkter som hanterar risken för prisspikar på Elspot (prisspikar på Balanstjänsten nämns också som en risk). Flera för även fram åsikten att omsättningen på den finansiella marknaden är för låg. Ett problem som nämns är de bilaterala avtal som tecknas direkt mellan producenter och kunder. De tillfrågade vill också se fler rent finansiella aktörer, det vill säga sådana som varken är producenter, elleverantörer eller kunder.

8.1.3 Marknaden för utsläppsätter

Samtliga intervjuade företag anser att förklaringen till de höga elpriserna vi ser i dag beror på marknaden för utsläppsätter. Effekten bedöms vara en prisuppgång på cirka 35 procent jämfört med om vi inte hade systemet med utsläppsätter. Producenternas agerande var förväntat och anses vara fullt rationellt. En av de tillfrågade menar dock att prisgenomslaget inte är fullt så stort som det teoretiskt sett borde vara. Detta nämns som en förklaring till att spotpriserna faktiskt blivit lägre än vad marknaden förväntat sig under hösten (korta terminer har hela tiden legat högre än spotpriset). Producenterna anses ta en viss politisk hänsyn, främst på grund av oro för politiska ingripanden (nya skatter, förändrade tilldelningsprinciper).

Gemensamt för de intervjuade företagen är att de saknar förtroende för utsläppshandelsmarknaden och de anser sig famla i mörker när det gäller prisbildningen. Flera grundläggande problem framförs:

- Marknaden startade innan nödvändigt regelverk och nödvändig infrastruktur fanns på plats.
- Fundamental information om utbuds- och efterfrågeförhållanden finns ännu inte tillgänglig för aktörerna.
- Politiska beslut har mycket stor betydelse för priset.
- Det är uppenbart att det var/är lätt för aktörer med stora positioner i el att påverka elmarknaden genom att ta förhållandevis små positioner i CO₂.

¹⁵⁰ I Sverige betraktas elderivat som finansiella instrument och marknaden övervakas därför av Finansinspektionen (FI). Viss typ av handel med värdepapper (exempelvis kommissionshandel) kräver också tillstånd från FI.

- Nationell hänsyn tas när kvoterna fördelas.
- Det anses vara riskfyllt att sitta med ett underskott i slutet av 2007, eftersom en ny period inleds 2008 och nuvarande marknaden måste klarera (ett stort utbud ska exakt möta en stor efterfrågan).

Slutanvändarna är kritiska till det sätt som systemet med utsläppsrätter är konstruerat, framförallt på det sätt som systemet har påverkat elpriset (de ser visserligen att de egna utsläppen av CO₂ kan innebära extra kostnader för företaget i ett expansionssteg men utöver det anses situationen hanterbar). Ett annat alternativ som nämns är att de utsläppsrätter som elproducenterna nu får gratis i stället fördelas mellan elkunderna i Europa. De tillfrågade slutanvändarna anser att elproducenterna blir kompenserade genom högre priser och som det nu är blir de kompenserade två gånger. Någon pekar också på möjligheten att helt exkludera elproducenterna från systemet. De flesta industriföretag som har tilldelats utsläppsrätter uppges ännu inte ha deltagit i handeln eftersom de inte vill spekulera i priset.

8.2 Aktörernas syn på konkurrensen

8.2.1 Konkurrenssituationen inom elhandeln

De tillfrågade aktörerna anser att Konkurrenssituationen inom elhandeln fortsätter att intensifieras. Försäljningsmarginalerna för alla typer av kunder går ner. För privatkunder och mindre kunder bedöms pressen vara som störst på vinstmarginalerna i de så kallade tillsvidarepriserna (priser till kunder som inte gör något aktivt val). De tillfrågade aktörerna uppges att dessa kunder har varit relativt betydelsefulla för elhandelsföretagens ekonomi. Marginalerna för de kunder som är aktiva på marknaden har redan tidigare varit låga, det gäller både traditionella fastpris-, spotkontrakt samt portföljkontrakt.

För elhandelsföretag utan egen produktion är det dessutom svårt att konkurrera om de riktigt stora kunderna. För det första finns en tradition i de stora företagen att köpa el från ett företag med egen produktion. Konkurrens för den här gruppen av elanvändare handlar således om att kunna välja mellan flera producerande företag, inte att kunna välja mellan flera olika mellanhänder. För det andra har producenter i flera fall varit villiga att erbjuda bättre villkor än vad som är möjligt att erbjuda för aktörer utan egen produktion. Det kan exempelvis innebära en lägre prisnivå än på den finansiella marknaden, gratis prisområdesförsäkring, och/eller fördelaktig balanskraftprissättning.

I vissa fall kan företag med egen produktion också ha fördelar genom möjligheten till intern riskhantering. Exempel på detta är prisområdesrisker och risker för prisspikar. Övriga aktörer måste agera på den finansiella marknaden för att hantera den typen av risker. De stora producenternas interna hantering anges här som ett skäl till att denna typ av produkter inte finns tillgängliga på marknaden i en tillräcklig omfattning. För att råda bot på denna upplevda obalans är flertalet av de intervjuade positiva till en tydligare uppdelning mellan elhandel och

produktion. Eventuella korssubventioner mellan produktion och elhandel skulle då åtminstone synas i ett dåligt resultat för elhandelsverksamheten.

De intervjuade anser däremot inte att elhandelsverksamheten i företagen med egen produktion har några betydande informationsfördelar. De tror således inte att otillåten information används i någon betydande omfattning, utan litar på Nord Pools marknadsövervakning.

Angående så kallad underprissättning nämner flera av de tillfrågade Sydkraft/E.ON och den så kallade "Road show"-kampanjen i samband med namnbytet hösten 2005. E.ON erbjöd då ettårsavtal till priser som låg långt under marknadspris. De säger sig vara beredda att acceptera tillfälliga marknadsföringskampanjer, men upplevde i detta fall kampanjen som både långvarig och ovanligt omfattande. Ett annat exempel som nämns är Jämtkraft som i dag säljer på nivån 20 öre/kWh till regionens egna invånare och företag. Elhandelsföretagen anser det problematiskt att konkurrensen inte sker på lika villkor. Företagen med både produktion och elhandel anses ha möjligheten att använda vinster från produktionssidan för att återta marknadsandelar på elhandelsmarknaden.

8.2.2 Inträdeshinder för kraftproducenter

Det största hindret mot en väl fungerande elmarknad anses av de flesta vara svårigheten för nya aktörer att investera i elproduktion. De anser inte att utländska aktörers uppköp av produktionskapacitet utgör någon betydande skillnad för konkurrensen. Däremot anser respondenterna att det krävs nya produktionsanläggningar. Prisnivån bedöms nu vara så hög att både kärnkraft och storskalig vattenkraft är lönsam. Nuvarande situation och tillståndsprocess för investeringar i kraftproduktion anses vara ett politiskt problem. Finland nämns här som ett föredöme. Aktörerna anser därför att svenska politiker bör ta fram ett ramverk som möjliggör nyinvesteringar också i relativt billig produktionskapacitet.

En relaterad fråga som lyfts fram av flera av de tillfrågade är att de nuvarande producenterna inte har tillräckliga incitament att investera i ny produktion. Producenter, anser de tillfrågade, är ju i grunden intresserade av att begränsa utbudet och därigenom hålla upp prisnivån. Det är bara om de ser risken att andra hinner före med lönsamma investeringar som de agerar. Samtidigt menar några att nuvarande energipolitik gör det svårt även för de etablerade producenterna att genomföra större investeringar. Det anses därför vara av yttersta vikt att nya producenter ges möjlighet att etablera sig. Med en mer tillåtande energipolitik anser respondenterna att marknaden skulle fungera bättre.

8.2.3 Inträdeshinder för elhandlare

De intervjuade aktörerna är generellt mer positiva när det gäller möjligheterna för nya aktörer att etablera sig på elhandelsmarknaden. Det uppges emellertid finnas vissa problem. Problem med leverantörsbyten och rapportering av mätvärden

uppges ha förbättras, men flera anser att Energimarknadsinspektionen bör vara hårdare mot nätägare som inte sköter sig. Balanskraftprissättningen nämns som ett konkret inträdeshinder, bland annat eftersom det inte går att försäkra sig mot riskerna och för att kostnaderna per levererad kWh är större för små än för stora aktörer. Fler av de tillfrågade menar därför att enprisavräkning vore att föredra.

Den pågående diskussionen mellan branschen och Svenska kraftnät om vem som har leveransansvaret i en effektbristsituation upplevs också besvärande för elleverantörer som inte är självförsörjande med egen produktion.

Samtidigt pekar flera på att konkurrensen inom detta område faktiskt fungerar bra och att nya aktörer med framgång har etablerat sig på marknaden de senaste åren. Någon pekar också på att elmarknaden är en mycket komplex marknad och att det krävs stor kunskap för att gå in på marknaden. I takt med att allt fler har denna kunskap kommer också fler företag att försöka etablera sig.

8.3 Aktörernas syn på elspotindelning av Sverige

Elhandlarna och de större förbrukarna har även fått ge sin syn på en områdesindelning av Sverige. Elhandlarna är generellt kritiska eller mycket kritiska till att dela in Sverige i två eller fler prisområden. De tillfrågade elhandlarna anser att det är ett steg i fel riktning och menar att det kommer att försämra villkoren för deras verksamhet. Det är speciellt två faktorer som nämns. Det ena är att det kommer att bli ännu dyrare att försäkra sig mot prisområdesrisker och det andra är att elhandlarna sannolikt kommer att tvingas erbjuda kunderna olika priser i olika delar av landet, vilket kommer att öka administrationen och fördyra kundkommunikationen. Deras recept är att stamnätsföretagen ska förstärka näten och använda mer mothandel. De intervjuade elhandlarna skulle också gärna se politiska initiativ som leder till att ny elproduktion etableras i södra Sverige.

Samtidigt finns det bland elhandlarna en förståelse för att inte full handel kan tillåtas jämt och att systemet med prisområden ändå kanske måste finnas kvar. Om det ska ske förändringar anses det vara viktigt att ha ett nordiskt perspektiv och att en förändrad prisområdesindelning måste ske tillsammans med andra regelförändringar, exempelvis harmoniserad balanstjänst, ett gemensamt stamnätsbolag, lika regler för finansiell handel, samma avräkningsprinciper mot slutkund med mera. De intervjuade elhandlarna anser att antalet prisområden efter en eventuell förändring i så fall måste bli färre än i dag och att motköp tillämpas inom dessa. Eftersom det finns existerande avtal som är utformade utifrån dagens prisområdesindelning måste det enligt de tillfrågade elhandlarna under alla omständigheter vara tre till fyra års perspektiv på en förändring.

På köparsidan finns en betydligt större acceptans för en ny prisområdesindelning. Bland de större elförbrukarna ses inte ökade nätinvesteringar som det självklara receptet på geografiska obalanser, utan de vill snarare se ökade investeringar i kraftproduktion i underskottsområden, exempelvis i södra Sverige. De intervjuade

elförbrukarna tycker inte heller att det är fel att kunder i norra Sverige kan dra fördel av att de befinner sig i ett område med relativt god tillgång på elproduktion.

8.4 Basindustrins syn på elmarknaden

Även har basindustrin i Sverige givits möjlighet att ge sin syn på elmarknaden.

8.4.1 Konsekvenser för basindustrin

Representanter för basindustrin anser att dagens höga elpriser är ett stort problem för de nordiska produktionsenheterna. Grundproblemet är att stora delar av basindustrin i Norden är beroende av att ha lika bra eller lägre elpriser som andra delar av världen, detta för att kompensera för andra konkurrensnackdelar som transportavstånd och höga kostnader för arbetskraft.

Det främsta problemet de intervjuade aktörerna lyfter fram är att det inte är möjligt att teckna nya långsiktiga avtal på nivåer som företagen långsiktigt bedömer att de kan bära. De kortsiktiga effekterna begränsas av att flera företag har säkrat hela eller delar av sina elinköp i långa avtal till fasta priser.¹⁵¹ De tillfrågade aktörerna bedömer att de kortsiktigt i regel kan driva verksamheten vidare, trots att elpriserna är höga, men utan möjligheter att säkra elpriset på lång sikt och på en hållbar nivå sker inga investeringar. Dessa konsekvenser är inte omedelbart synliga, utan förväntas märkas först om fyra till fem år.

Några längre avtal uppges ha tecknats även sedan marknadspriserna har stigit. Under förra året tecknades minst fyra riktigt långsiktiga avtal i Sverige. Prisnivån i dessa avtal är hemlig men enligt respondenterna är prisnivån fördelaktig jämfört med de priser som gällde på terminsmarknaden vid avtalens tecknande. I vilken utsträckning den relativt låga prisnivån beror på politiska hänsynstaganden eller producenternas strikt marknadsmässiga bedömning har de tillfrågade ingen bestämd uppfattning om. Dylånga avtal uppges dock inte vara möjliga att teckna för alla företag, tvärtom uppger flera av de intervjuade att det är svårt att förhandla om rabatter i längre avtal.

Mycket av basindustrins kritik mot elmarknaden handlar om att producenterna har blivit för kortsiktiga. Branschaktörerna anser att elproducenterna också bör vara intresserade av att säkra sina intäkter genom att teckna långa avtal, men poängterar att producenterna måste vara beredda att gå ner i pris jämfört med den prisnivå som nu gäller. Det är tydligt att det i dag är en stor skillnad mellan det pris elköparna anser att de kan betala i långa avtal och det pris elproducenterna är villiga att sälja till. Flera beskriver hur det i många länder i övriga Europa finns andra möjligheter att erhålla konkurrenskraftiga elpriser, speciellt i södra Europa, Frankrike och Norge. En grov uppskattning från en av de intervjuade är att hälften av länderna i Europa skyddar sin industri mot effekterna av höga elpriser.

¹⁵¹ I vissa fall tecknades dessa avtal under perioder med låga marknadspriser.

Ytterligare en viktig anledning till att inte dagens höga elpriser leder till omedelbara konsekvenser för basindustrin i Norden är att det för närvarande är höga världsmarknadspriser på många produkter, särskilt metaller som zink, koppar och aluminium. Detta hjälper naturligtvis till att hålla liv i anläggningarna, men leder inte till investeringar. Även stålindustrin har haft högkonjunktur. Däremot är det ett svårare konjunkturläge för massa- och pappersindustrin.

8.4.2 Varför är så få elförbrukare direktaktörer på Nord Pool?

Den vanligaste förklaringen som framhålls av de tillfrågade aktörerna är att det är både dyrare och krångligare att vara direktaktör på Nord Pool jämfört med att teckna så kallade *portföljavtal* med ett elhandelsbolag. Kravet på direktaktören att ställa särskilda säkerheter för att få agera på börsen upplever flera respondenter som ett hinder. Genom att handla genom en elleverantör, menar de intervjuade aktörerna, räcker det i allmänhet med att vara ”normalt” kreditvärdigt. Branschaktörerna är inte heller så aktiva att de tycker att de behöver direktaccess till marknaden, Kontakten med en portföljförvaltare ses som en värdefull rådgivning samtidigt som en kostnad för börsens säkerhetskrav undviks.

Flera elintensiva företag väljer fortfarande att teckna bilaterala fysiska leveransavtal. Detta anses inte enbart bero på en konservativ inställning, utan också på att den typen av avtal innebär fördelaktigare villkor. Det kan exempelvis handla om att inte ta betalt för prisområdesförsäkringar eller för volymavvikelser. En nackdel som anges med dessa avtal, jämfört med att agera direkt på den finansiella marknaden, är dock att flexibiliteten minskar.

Referenser

Amundsen, E.S. och L. Bergman (2000). *"Will Cross-Ownership Reestablish Market Power in the Nordic Power Market?"* Department of Economics, University of Bergen.

APX, www.apx.nl.

Bergman, L. (2005a). "Varför har den nordiska elmarknaden fungerat så bra?" Forskningsrapport presenterad vid EPRI-konferensen *A Search for Alternative Pathways*, San Francisco 11-12 maj 2005.

Bergman, L. (2005b). "Addressing market power and industry restructuring". SESSA, Bryssel, 9 september 2005.

Bergman, M. "Återgång till planekonomi ger oss inte lägre elpriser". *Dagens Industri*, 2005-11-19.

Came, S. och M. Dupuy (2005). *"Pricing in Wholesale Electricity Markets"* Policy Perspective Paper 05/03. New Zealand Treasury.

Damsgaard, N. och R. Green (2005). *"Den nya elmarknaden - Framgång eller misslyckande?"* SNS Förlag.

Deng, D. (2005). *"Essays on the financial aspects of power prices at the Nord Pool power exchange"*. Center for Finance, Department of Economics, Göteborgs universitet.

Department for Environment Food and Rural Affairs [Defra] (2004). *"Fuel Poverty in England, The Government's Plan for Action"*.

Dong (2004). "Årsrapport".

ECON (2004a). *"Utsläppsrätter och elhandel"*.

ECON (2006). *"Handelsmarginalernas utveckling på elmarknaden"*. Konsultstudie till Energimarknadsinspektionens regeringsuppdrag M2005/5153/E.

EEX, www.eex.de.

EME analys (2006). *"Konkurrensen på elmarknaden - Resultat från en intervjuundersökning med aktörer på elmarknaden."* Konsultstudie till Energimarknadsinspektionens regeringsuppdrag M2005/5153/E.

Energimyndigheten, www.stem.se.

Energimyndigheten (1998). "*Svensk Elmarknad 1998*" ET 1999:48.

Energimyndigheten (2000). "*Elmarknad 2000*" ET 2000:9.

Energimyndigheten (2001). "*Elmarknad 2001*" ET 2001:28.

Energimyndigheten (2002a). "*Elmarknad 2002*" ET 2002:9.

Energimyndigheten (2002b). "*Marginal elproduktion och CO2 utsläpp i Sverige*" ER 14:2002.

Energimyndigheten (2003a). "*Elmarknadsrapport 2003:1 – Säkerhetskrav vid handel på Nord Pool*" ER 17:2003.

Energimyndigheten (2003b). "*Elmarknad 2003*" ET 2003:10.

Energimyndigheten (2004a). "*Prisområden som flaskhalshantering, konsekvenser för aktörerna*" ER 19:2004.

Energimyndigheten (2004b). "*Energimarknad 2004*" ET 2004:27.

Energimyndigheten (2004c). "*Torrår*" ER 7:2004.

Energimyndigheten (2005a). "*Hantering av begränsningar i det svenska överföringssystemet för el - ett nordiskt perspektiv*" ER 2005:11.

Energimyndigheten (2005b). "*Priser och kostnader i elcertifikatsystemet*" ER 2005:17.

Energimyndigheten (2005c). "*Energimarknad 2005*" ET 2005:21.

Energimyndigheten (2005d). "*Investeringar i elproduktion*" ER 2005:34.

Energimyndigheten (2006). "*Effektefterfrågan hos hushåll och småföretag*" ER 2006:14.

Energy Information Administration [EIA] (1997). "*Electricity Prices in a Competitive Environment: Marginal Cost Pricing of Generation Services*" DOE/EIA-0614. Washington DC: EIA.

Energy research Centre of the Netherlands [ECN] (2005). "*CO2 price dynamics: The implications of EU emissions trading for the price of electricity*" ECN-C-05-081.

Europeiska kommissionen (2006). "*Energy Sector Inquiry Draft Preliminary Report*".

European Transmission System Operators [ETSO] (2004). "*Cross-border electricity exchanges on meshed AC power systems*", 29 april 2004.

Fama, E.F. (1970). "Efficient capital markets: a review of theory and empirical work". *Journal of Finance*, 25: 383-417.

Fredriksson, R. (2006). "*Konsumenterna och elreformen: välgrundad besvikelse – Analys och förslag medkonsumenternas perspektiv*". Konsultstudie till Energimarknadsinspektionens regeringsuppdrag M2005/5153/E.

Grill, M. "Se över marginalpriserna på den nordiska elbörsen". *Dagens Industri*, 2005-11-16.

Hill, M och B. Krström (2005). "*Klimatmål, utsläppshandel och svensk ekonomi*". SNS Förlag.

Hjalmarsson, E. (1999). "*Nord Pool: A Power Market Without Market Power*". Working Papers in Economics no 28 Department of Economics Göteborg University.

Hjalmarsson, E. (2002). "*Does Black and Scholes formulas work for electricity markets? A nonparametric approach*". Working paper, Department of Economics Göteborgs University and Yale University.

Institutet för tillväxtpolitiska studier [ITPS] (2005). "*Basindustrin och Kyoto - Effekterna på konkurenskraft av handel med utsläppsräter*".

Kahn, A.E., P. Cramton, R.H. Porter och R.D. Tabors (2001). "Uniform Pricing or Pay-as-Bid Pricing: A Dilemma for California and Beyond". *The Electricity Journal*, 14: 70-79.

Kim, M., D. Kliger och B. Vale (2003). "Estimating switching costs: the case of banking". *Journal of Financial Intermediation*, 12: 25-56.

Kirschen, D och G. Strbac (2004). "*Fundamentals of Power System Economics*". John Wiley & Sons, Ltd.

Konkurrencestyrelsen (2005). "*Elsam A/S's missbrug av dominerande stilling i form av høje elpriser*". Rådsmötet den 30 november 2005. www.ks.dk.

Konkurrensverket (2005). "Konkurrensen i Sverige 2005".

Montel Powernews, "PVO warns of plant shutdowns in Finland", 2005-11-07.

Montel, www.montelpowernews.com.

Nord Pool ASA (2004). "*Annual report 2004*".

Nord Pool, www.nordpool.com

Nordenergi (2006). "*Nordenergi on the further development of the Nordic electricity market*". Position Paper January 13, 2006.

Nordel (2004). "*Regler för håndtering av flaskehalser- vurderiging av tilgjenlighet på kapacitet och muligheter för ökt mothandel*". Rapport fra Nordel ad hoc gruppe Augusti.

Nordel (2005). "*Power balance winter 2005 – 2006*". November 2005.

Nordel, www.nordel.org.

Nordic Competition Authorities, the (2003). "*A Powerful Competition Policy – Towards a more coherent competition policy in the Nordic market for electric power*".

Norges vassdrags- og energidirektorat [NVE] (2005). "*Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 1 kvartal 2005*".

Office of the Gas and Electricity Markets, The [Ofgem] (2000). "*An Overview of the New Electricity Trading Arrangements - A high-level explanation of the New Electricity Trading Arrangements*".

Office of the Gas and Electricity Markets, The [Ofgem] (2005). "*Emissions Trading: Impacts on Electricity Consumers- Ofgem Discussion Day*".

Palmgren, A., "Dags att göra uppror mot Vattenfalls vinster". *Privata Affärer*, 2006-02-24.

Pearce,W.D. och R.K. Turner (1990). "*Economics of Natural Resources and the Environment*". Harvester Wheatsheaf.

Powernext, www.powernext.fr.

Regeringens proposition 1990/91:49.

Regeringens proposition 1990/91:87 "*Näringspolitik för tillväxt*".

Regeringens proposition 1990/92:133.

Regeringens proposition 1993/94:162 "*Handel med el i konkurrens*".

Regeringens proposition 1994/95:222 *"Ny ellagstiftning"*.

Regeringens proposition 1994/95:84 *"Vissa ändringar i ellagen, m.m."*

Regeringens proposition 1996/97:136 *"Ny ellag"*.

Regeringens proposition 1996/97:85 *"Frågor om mätning m.m. på elmarknaden"*.

Regeringens proposition 1997/98:159 *"Genomförande av Europaparlamentets och rådets direktiv om gemensamma regler för den inre marknaden för el, m.m."*

Regeringens proposition 1998/99:137 *"Införande av schablonberäkning på elmarknaden m.m."*

Regeringens proposition 2001/02:56 *"Energimarknader i utveckling – bättre regler och tillsyn"*.

Regeringens proposition 2003/04:132 *"Handel med utsläppsrätter"*.

Regeringens proposition 2004/05:129 *"En effektivare miljöprövning"*.

Regeringens proposition 2004/05:62 *"Genomförande av EG:s direktiv om gemensamma regler för de inre marknaderna för el och naturgas, m.m."*

Riksdagen, www.riksdagen.se.

Sjölin, C., "Marginalpriserna på elbörsen driver upp kundpriset för högt". *Dagens Industri*, 2003-01-15.

Skatteverket, www.skatteverket.se.

SOU 1993:68 *"Elkonkurrens med nätmonopol"*.

SOU 1995:108 *"Ny ellag"*.

SOU 1995:139 *"Omställning av energisystemet"*.

SOU 1999:95 *"Småskalig elproduktion samt mätning och debitering av elförbrukning"*.

SOU 1995:14 *"Ny Elmarknad"*.

SOU 1995:140 *"Omställning av energisystemet"*.

SOU 1996:104 *"Konsumentskydd på elmarknaden"*.

- SOU 1996:49 *"Regler för handel med el"*.
- SOU 1999:44 *"Öppen elmarknad"*.
- SOU 2000:90 *"Elnätsföretag regler och tillsyn"*.
- SOU 2001:73 *"Elnätsföretag - särskild förvaltning och regionnätstariffer"*.
- SOU 2002:7 *"Konkurrensen på elmarknaden"*.
- SOU 2003:124 *"En effektivare miljöprövning"*.
- SOU 2004:129. *"El- och naturgasmarknaderna – Energimarknader i utveckling"*.
- SOU 2005:4 *"Liberalisering, regler och marknader"*.
- Statistiska Centralbyrån [SCB], www.scb.se.
- Statistiska Centralbyrån (2005), *"SNI2002, rubriker och texter, sortering SNI2002"*.
- Sturluson, J. T., (2003). *"Consumer Search and Switching Costs in Electricity Retailing"*.
- Svensk energi, www.svenskenergi.se.
- Svenska kraftnät (2002). *"Metoder för att säkra effekttillgången på elmarknaden"*. Maj 2002.
- Svenska kraftnät (2004). *"Den svenska elmarknaden och Svenska kraftnäts roll"*. November 2004.
- Svenska kraftnät (2005a). *"Den svenska effektbalansen vintrarna 2004/2005 och 2005/2006"*.
- Svenska kraftnät (2005b). *"Balansansvarsavtal för år 2006 med balansreglering"*.
- Svenska kraftnät, www.svk.se.
- Ungernet AB (2006). Basindustririket.
- US Department of Justice and the Federal Trade Commission (1992). *"Horizontal Merger Guidelines"*.

Vattenfall (2004). *"Vattenfalls syn på elmarknaden 2004 – Del 1: Allmän översikt"*.

Vattenfall (2005). *"Electricity Market Report 2005"*.

Vattenfall (2006). *"Bokslutskommuniké 8 februari 2006"*.

Wolak, F. (2004). *"Managing unilateral market power in electricity". Swedish Competition Authority - The Pros and Cons of Antitrust in Deregulated Markets.*

ÅF-Energi & Miljö och Telgekraft [ÅF] (2004). *"Utredning av råkraftsmarknaden"*. Slutrapport till El- och Gasmarknadsutredningen.

**Miljö- och
samhällsbyggnadsdepartementet**

Energimarknadsinspektionen vid
Statens energimyndighet
Box 310
631 04 ESKILSTUNA

Uppdrag att analysera elmarknadens funktionssätt

Regeringens beslut

Energimarknadsinspektionen vid Statens energimyndighet (EMI) ges i uppdrag att analysera elmarknadens funktionssätt med tonvikt på konkurrensen och prisbildningen på el på elmarknaden. EMI skall med utgångspunkt i analysen överväga behovet av eventuella åtgärder för att säkerställa en väl fungerande konkurrens och en effektiv prisbildning.

Uppdraget skall redovisas i samråd med Konkurrensverket och efter samråd med Affärsverket svenska kraftnät och Finansinspektionen. EMI skall även inhämta synpunkter från näringslivet samt övriga berörda myndigheter och organisationer.

Uppdraget skall redovisas senast den 1 mars 2006.

Bakgrund

Elmarknadsreformen 1996–2005

Den 1 januari 1996 trädde ett nytt regelverk för elmarknaden i kraft (prop. 1994/95:222, bet. 1995/96:NU1, rskr. 1995/96:2). De nya reglerna innebar att konkurrens infördes i elhandel och elproduktion. Syftet var bl.a. att införa valfrihet för elanvändarna och skapa förutsättningar för en ökad pris- och kostnadspress inom elförsörjningen. Regleringar som hindrade handel med el avskaffades medan nätverksamhet, som är ett naturligt monopol, även fortsättningsvis regleras och övervakas. Detta innebar att elpriset skulle sättas i konkurrens men inte nättariffen. En ny myndighet, nätmyndigheten, fick i uppgift att bl.a. utöva tillsyn av ellagens efterlevnad utom i frågor som rör elsäkerhet och driftsäkerheten hos det nationella elsystemet.

Riksdagen beslutade under hösten 1998 om vissa smärre ändringar i ellagen som krävdes för genomförandet av EU:s nya elmarknadsdirektiv. Därutöver beslutades

om vissa ändringar i ellagen syftande till att förbättra elmarknadens funktionssätt (prop. 1997/98:159, bet. 1998/99:NU4, rskr. 1998/99:53).

Därefter har reglerna för elmarknaden ändrats i flera omgångar. Den 1 november 1999 avskaffades kravet på timvis mätutrustning för de flesta elanvändare. I stället infördes en schablonbaserad beräkning av elförbrukning. Systemet med leveranskoncession upphävdes samtidigt (prop. 1998/99:137, bet. 1999/2000:NU4, rskr. 1999/2000:1). Samtliga elanvändare gavs därmed möjlighet att fritt byta elleverantör och elhandelspriserna släpptes helt fria. Elhandeln kom därmed att i huvudsak falla utanför ellagens reglering.

I propositionen *Samverkan för en trygg, effektiv och miljövänlig energiförsörjning* (prop. 2001/02:143) lämnade regeringen förslag för att öka kundernas rörlighet på marknaden och därigenom öka konkurrensen på elmarknaden. I propositionen föreslogs också vissa förändringar i ellagen som rörde tariffsättning på regionledningar, anvisning av balansansvarig och anvisning av elleverantör samt icke koncessionspliktiga nät.

År 2003 trädde flera nya bestämmelser som avser el från förnybara energikällor i kraft. Lagen (2003:113) om elcertifikat trädde i kraft den 1 maj 2003 och lagen (2003:437) om ursprungsgarantier avseende förnybar el den 1 oktober 2003.

Den 26 juni 2003 antogs det s.k. inre marknadspaketet av Europaparlamentet och rådet. Paketet syftar till att skapa likvärdiga konkurrens- och marknadsvillkor inom el- och naturgassektorn och består av två direktiv och en förordning. I proposition (2004/05:62) *Genomförande av EG:s direktiv om gemensamma regler för de inre marknaderna för el och naturgas, m.m.*, lämnade regeringen förslag till hur de nya direktiven skall genomföras i nationell lagstiftning. Det inre marknadspaketet genomfördes i nationell lagstiftning den 1 juli 2005.

Den 13 februari 2003 beslutade regeringen att tillkalla en särskild utredare (El- och gasmarknadsutredningen) med uppdrag att se över behovet av ytterligare förändringar av lagstiftningen på el- och naturgasmarknaderna. Den 11 december 2003 beslutade regeringen att tillkalla en särskild utredare (Regelutredningen) med uppdrag att utvärdera ett antal regelreformerade marknader, däribland elmarknaden. El- och gasmarknadsutredningen och Regelutredningen lämnade sina respektive slutbetänkanden i januari 2005. Utredningarna har remissbehandlats och bereds för närvarande i regeringskansliet.

Utvecklingen på elmarknaden

Den ökade konkurrensen och regelreformeringsen på elmarknaden har inneburit stora strukturförändringar både bland elnätsföretagen och elhandelsföretagen. Den svenska marknaden integreras alltmer med övriga nordiska och nordeuropeiska länders elmarknader.

Koncentrationen av ägande i elproduktionen har ökat kraftigt sedan elmarknadsreformen 1996 och elproduktionen i Sverige är nu i hög grad koncentrerad. De tre

största producenterna, Vattenfall, Sydkraft och Fortum, stod 2003 för cirka 87 procent av elproduktionen i Sverige. I ett nordiskt perspektiv utgjorde de tre största svenska producenternas marknadsandelar 35 procent av den samlade nordiska produktionen. Hur dominerande de tre största svenska elproducenterna är beror således på vilken geografisk marknad som betraktas som den relevanta, Sverige eller Norden.

Inom elhandeln är koncentrationen av ägandet inte riktigt lika stor. De tre stora bolagen hade trots detta 2003 en gemensam marknadsandel i Sverige på drygt 55 procent. De dominerar således även elhandelsverksamheten, men trenden har de senaste två åren varit att koncentrationen har minskat. Deras marknadsandel har minskat från en marknadsandel på 70 procent 2000.

På elmarknaden finns integrerade koncerner i vilka det bedrivs såväl elhandel som produktion eller nätverksamhet. Ellagen stadgar att en juridisk person som bedriver nätverksamhet inte samtidigt får bedriva produktion eller handel med el. Koncerner med både elhandel och elproduktion har vissa fördelar jämfört med företag som inte är vertikalt integrerade. En fördel för en koncern med både handel och produktion kan vara större möjlighet att hantera vissa typer av risker inom koncernen, t.ex. prisområdesrisker.

I rapporten *Hantering av begränsningar i det svenska överföringsnätet för el, ett nordiskt perspektiv* (STEM 2004) konstaterades att handelskapaciteten reduceras av de nordiska stamnätsföretagen vid bl.a. interna överföringsbegränsningar. Detta har vid vissa tillfällen fått konsekvenser för prisbildningen på spotmarknaden och kan ha skapat prisdifferenser på den nordiska elmarknaden. Rapporten har remissbehandlats.

Det pågår ett arbete på nordisk bas för att fortsätta utveckla den nordiska elmarknaden så att bl.a. konkurrensen kan stärkas. För att minska förekomsten av s.k. flaskhalsar genomförs nu en större förstärkning av överföringskapaciteten i Norden. Vidare tas nu steg av de nordiska systemansvariga och de nordiska reglerarna för att öka samarbetet mellan länderna och i förekommande fall ta bort hinder för ökad konkurrens i Norden. Detta arbete skall redovisas till de nordiska energiministrarna i början av mars 2006.

Sedan början av 2005 omfattas el- och värmeproducenter inom EU av ett system för handel med utsläppsrätter avseende utsläpp av koldioxid från fossila bränslen och vissa processutsläpp. Systemet syftar till att på ett kostnadseffektivt sätt bidra till att EU uppfyller sitt åtagande enligt Kyotoprotokollet. Handeln etablerar ett pris på utsläpp av koldioxid vid kraftproduktion baserad på fossila bränslen. Utsläppshandeln innebär att fossilfri kraftproduktion erhåller en konkurrensfördel.

Priserna på utsläppsrätter har sedan handeln inleddes i början av året varierat med en stigande tendens från omkring 5 euro per ton eller 4,5 öre per kilo koldioxid till närmare 25 euro per ton motsvarande 23 öre per kilo koldioxid i början av september. Under samma period har de internationella oljepriserna stigit med

ungefär 50 procent. Även gaspriserna, som ofta är direkt länkade till oljepriserna, har stigit kraftigt. Marknaden för utsläppsrätter är fortfarande under utveckling. Likviditeten påverkas av att flera medlemsstaters register inte deltar i handeln med utsläppsrätter ännu. Sambandet mellan prisbildningen på utsläppsrätter, bränslen och elkraft behöver mot denna bakgrund analyseras ytterligare.

Nord Pools roll

En viktig del av den nordiska elmarknaden utgörs av den nordiska elbörsen Nord Pool som är en organiserad handelsplats för el. Under 2004 omsattes omkring 42 procent av all el som förbrukades i Norden via elbörsen, en ökning med 10 procentenheter från 2003. En anledning till uppgången var det ökade antalet nya aktörer på börsen. Aktörerna på elbörsen består av kraftproducenter, distributörer, industriföretag och andra slutförbrukare samt portföljförvaltare. Antalet aktörer på Nord Pools marknader vid årsskiftet 2004/05 var 397 stycken, en ökning med 13 procent från samma tid föregående år.

Nord Pool tillhandahåller en spotmarknad för fysisk handel med el och en derivatmarknad samt en clearingfunktion. Nord Pool Spot AS är en marknadsplats för handel med el för fysisk leverans under det kommande dygnet. Nord Pool ASA är en börs för finansiell handel. Nord Pool Clearing ASA är motpart i alla finansiella kontrakt som omsätts på börsen samt sådana bilaterala finansiella kontrakt som parterna önskar cleara via börsen. Nord Pool ASA har tillstånd att agera som fullvärdig börs enligt norska börsregler. Nord Pool Spot AS har tillstånd (koncession) från Norges Vassdrags- och energidirektorat.

Svenska kraftnät blev delägare i elbörsen 1996. I dag ägs Nord Pool ASA till 50 procent av Svenska kraftnät och 50 procent av norska Statnett, vilka är systemoperatörer i Sverige respektive Norge. I Nord Pool ASA ingår utöver den finansiella handeln de helägda dotterbolagen Nord Pool Clearing och Nord Pool Consulting. Nord Pool Spot AS ägs av Nord Pool ASA, Svenska kraftnät, Statnett, Fingrid och Energinet.dk med vardera 20 procent.

Handeln på Nord Pool ökade stadigt mellan 1996 och 2002, men föll sedan tillbaka kraftigt under 2003. Den fysiska handeln har legat på i stort sett samma nivå under senare år, medan den finansiella handeln och clearingverksamheten ökade i omsättning fram till 2003. Därefter minskade handeln under två år för att åter öka. Handeln sker både för nästkommande dag och för längre perioder. De dagliga affärerna görs upp på elspotmarknaden. Långsiktig handel sker på terminsmarknaden. Elpriset på Nord Pool är offentligt och publiceras dagligen. Det utgör därför en prisreferens för den nordiska elmarknaden.

Det genomsnittliga priset 1996 var i Sverige 26,0 öre per kWh. Därefter sjönk priset kraftigt ända fram till slutet av 2000 då priset var 12,0 öre per kWh. Priset kan främst förklaras av riklig nederbörd under dessa år, men också av ökad konkurrens på den gemensamma elmarknaden. Under våren 2001 vände trenden och priset steg till 21,1 öre. Det högsta genomsnittspriset sedan avregleringen inföll under 2003 då priset var 33,3 öre per kWh. Under 2004 vände

trenden och genomsnittspriset sjönk till 25,6 öre per kWh. Under perioden januari–juli 2005 har det genomsnittliga systempriset varit 25,5 öre per kWh.

Uppdraget

Regeringen uppdrar åt EMI att analysera den svenska och nordiska elmarknadens funktion med tonvikt på konkurrensen och prisbildningen. Uppdraget omfattar att:

- övergripande analysera utvecklingen av elpriset sedan 1996. Analysen skall omfatta prisbildningen på såväl spotmarknaden som den finansiella marknaden. I uppdraget ingår att identifiera vilka bakomliggande faktorer som påverkar dagens prisbildning samt att kartlägga de viktigaste konsekvenserna för marknadens aktörer. EMI bör även belysa prisbildningen på slutkundmarknaden.
- analysera om konkurrensen på elspotmarknaden och den finansiella marknaden fungerar väl samt bedöma effektiviteten av prisbildningen på de båda marknaderna.
- analysera hur en eventuell indelning av Sverige i elspotområden skulle påverka konkurrensförutsättningarna i Norden och i Sverige. Effekterna för den svenska slutkundmarknaden bör belysas.
- överväga behovet av eventuella åtgärder för att säkerställa en väl fungerande konkurrens och en effektiv prisbildning på elmarknaden.

Uppdraget skall redovisas i samråd med Konkurrensverket och efter samråd med Affärsverket svenska kraftnät och Finansinspektionen. EMI skall även inhämta synpunkter från näringslivet samt övriga berörda myndigheter och organisationer och även i de övriga nordiska länderna.

Uppdraget skall redovisas senast den 1 mars 2006.

På regeringens vägnar

Mona Sahlin

Ulf Sävström

Kopia till

Affärsverket svenska kraftnät

Finansinspektionen

Konkurrensverket

Konsumentverket

Nord Pool

Statens energimyndighet

Bilaga 2 Bedömning av konkurrens och effektivitet på råkraftsmarknaden

Bilaga 2 är indelad i två avsnitt. Den första delen tar upp förutsättningar för konkurrens på en råkraftsmarknad för elektricitet. Den avslutande delen tar upp metoder för att analysera och bedöma konkurrens och effektivitet.

Förutsättningar för konkurrens

Enligt ekonomisk teori är en producent som agerar på en marknad med fullständig konkurrens pristagare.¹ Om det råder fullständig konkurrens är marknadspriset lika med marginalkostnaden. Detta innebär att priset skapar jämvikt mellan utbud och efterfrågan. Den långsiktiga marginalkostnaden består dels av den rörliga produktionskostnaden, dels av en knapphetskomponent (så kallat skuggpris på kapaciteten eller kvasiränta) som speglar kapitalstockens värde. Denna knapphetsränta har sin motsvarighet på kostnadssidan i resultaträkningen som räntekostnader och avskrivningar. Den viktigaste förutsättningen på lång sikt för en väl fungerande konkurrens och en långsiktigt effektiv marknad är att det inte finns betydande hinder för nyinvesteringar och nyetableringar på elmarknaden. Så länge som knapphetsräntan inte förmår täcka kapitalkostnaderna i en ny anläggning sker inga investeringar på en elmarknad med väl fungerande konkurrens. Det är också detta som karakteriserat den nordiska elmarknaden efter elmarknadsreformen. Elprisnivån har inte kunnat motivera nyinvesteringar utan subventioner. Den inlåsta kapacitet som frigjordes vid elmarknadsreformen har haft en prispressande effekt under åren sedan elmarknadsreformen, men gradvis har efterfrågan ökat och växt ikapp produktionskapaciteten med ökande prisnivå som följd. Med de långa planeringshorisonter som gäller för investeringar i ny elproduktion börjar det nu bli aktuellt med planering av nyinvesteringar. Den höga prisnivån på utsläppsrätter bidrar också till en starkt ökad lönsamhet för nyinvesteringar.

På kort sikt är marknadsstrukturen viktig för konkurrensen. En elproducent som genom sin storlek kan påverka priset genom att minska sin produktion och därigenom öka sin vinst, innehar marknadsstyrka. Det är i sammanhanget viktigt att poängtera att innehavande av marknadsstyrka inte är likställt med att faktiskt utöva densamma. Förutsättningarna för marknadsstyrka på råkraftsmarknaden för elektricitet kan dock anses var stora jämfört med de flesta andra marknader och starkt kopplade till elmarknadens speciella förutsättningar.

Kapacitetsbegränsningar i elnätet, låg priskänslighet i efterfrågan, samt att produkten el i traditionell mening inte är lagringsbar är exempel på förutsättningar som enskilt eller i kombination ger upphov till marknadsstyrka speciellt i lägen

¹ Med fullständig konkurrens avses att alla förutsättningar för konkurrens är uppfyllda, se nedan.

med ett högt kapacitetsutnyttjande. En råkraftsmarknad för elektricitet har även ett antal egenskaper som utifrån ekonomisk teori anses öka förutsättningarna för så kallat samordnat beteende.

På marknaden för eller elhandel återfinns förutsättningarna för marknadsmakt snarare i den bristande rörligheten hos elkonsumenterna. En viktig orsak till att företag även på relativt homogena marknader som elmarknaden har en betydande marknadsmakt är så kallade switching costs, det vill säga olika typer av kostnader (inklusive psykologiska) som kunder upplever för att byta från ett företag till ett annat. Byte av bank, försäkringsbolag och elbolag tillhör områden som varit föremål för empiriska studier av sådana kostnader. Inte minst elmarknadsreformer av vissa tidigare monopolmarknader har ökat intresset för studier av switching costs, speciellt som konsumenterna på sådana marknader uppvisat stor trögrörlighet, trots betydande prisskillnader mellan olika producenter. Sturluson (2003) undersöker de svenska elkonsumenternas switching costs vid byte av elleverantör. Ett huvudresultat är att switching costs är överraskande höga och betydligt högre än konsumenternas sökkostnader, det vill säga kostnaderna för att skaffa sig information om tillgängliga alternativ på marknaden.^{2,3} Konsekvensen av utövad marknadsmakt är en ökad kostnad för kunderna, och producenterna, eller elhandelsföretagen får större försäljningsmarginaler. Ur en samhällsekonomisk synpunkt, och jämfört med en optimal situation, medför detta en lägre kvantitet till ett högre pris, vilket betecknas som en välfärdsförlust.

Den fysiska elmarknaden delas vanligen in i en planeringsfas och en driftsfas. Planeringsfasen, där marknadens aktörer planerar för att uppnå balans mellan produktion och förbrukning, utgörs vanligtvis av dygnet före driftdygnet och fram till drifttimmen. Aktörer på den nordiska marknaden använder Nord Pools spotmarknad, vilket är en så kallad dagen före marknad (day-ahead), för att få avsättning för överskjutande produktionskapacitet (säljer kraft), eller täcka en del av sin förväntade förbrukning (köper kraft). Den efterföljande Elbasmarknaden är en justeringsmarknad (intra-day) för timmarna efter det att dagen före marknaden har stängt och fram till drifttimmen. Som ett alternativ till Nord Pools marknader finns bilateral handel med en annan aktör.⁴

Aktörerna på spotmarknaden lämnar bud om köp och försäljning av kraft. Jämvikten mellan utbud och efterfrågan ger spotpriset och den omsatta mängden MW under varje timma.

² Ett telefonsamtal kan ibland räcka för att få ett betydligt reducerat elpris. Den "mentala" kostnaden för ett sådant telefonsamtal är uppenbarligen mycket hög.

³ Empiriska analyser av switching costs på bank- och försäkringsmarknader tyder också på högst betydande trögrörlighet på kundsiden. Kim m fl (2003) finner i sin analys av den norska bankmarknaden att bankerna i genomsnitt kan tacka trögheten på kundsiden för så mycket som 35 procent av sina marknadsandelar.

⁴ Med bilateral elhandel avses direkta affärer mellan producenter och elhandlare eller förbrukare. Den bilaterala marknaden är ett alternativ till att köpa och sälja på Nord Pools fysiska marknad.

Storleken på de flöden av elektricitet som kan transporteras mellan Nordens delområden, elspotområden, är beroende på den tillgängliga överföringskapaciteten under den specifika timmen.⁵ Denna kapacitet benämns handelskapacitet. Vid de tillfällen handelskapaciteten mellan områden inte är tillräcklig för att transportera den mängd el som krävs för att hålla samma pris på el i marknadens alla delområden uppstår något som vanligtvis benämns flaskhals i nätet (se Energimyndigheten, 2005a). För att utbudet ändå ska balansera efterfrågan, utan att överföringsförbindelsens begränsning överskrids delas spotmarknaden upp i prisområden. Vid prisområdesindelning på marknaden skiljer sig marginalkostnaden för att producera el mellan delområden. Genom områdesindelning utnyttjas priset för att styra så att utbudet och efterfrågan momentant balanserar varandra samtidigt som överbelastning undviks på överföringsförbindelserna mellan de berörda delmarknaderna. De systemansvariga ansvarar för att finjustera och upprätthålla balansen inom varje område. För detta ändamål genomförs vid behov produktionsregleringar, exempelvis motköp, eller balansjusteringar.

Antalet producenter i ett prisområde som kan erbjuda kraft för att möta efterfrågan är vid prisområdesindelning färre än då hela området har ett gemensamt pris. Den avgränsning som sker vid en flaskhals riskerar också resultera i en minskad flexibilitet i utbudet av produktionskapacitet.⁶ Färre konkurrenter och minskad flexibilitet i produktionskapaciteten kan öka möjligheterna för kvarvarande producenter att utöva marknadsmakt.

Med driftsfasen avses den kontinuerliga process där elen fysiskt matas in från produktionsanläggningar och konsumeras av industrier, hushållskunder med flera. En oplanerad händelse, exempelvis ett plötsligt fel i en större produktionsenhet skapar krav på ett elsystems förmåga att balansera i driftsfasen och bibehålla elens kvalitet i form av rätt frekvens. För att hålla frekvensen i elnätet inom snäva marginaler använder de systemansvariga i Norden en så kallad realtidsmarknad (reglerkraftsmarknaden), i Sverige är Svenska kraftnät systemansvarig. Precis som spotmarknaden påverkas realtidsmarknaden av nätets kapacitet och flaskhalsar. På Reglerkraftsmarknaden är den geografiska avgränsningen tydligare, och regleringen avser ofta mindre geografiska områden än den nordiska marknaden. Dessutom är kraven på de produktionsanläggningar som kan komma i fråga högre, exempelvis i fråga om reaktionstid.

Sammantaget medför överföringsbegränsningar med en uppdelning av marknaden i olika prisområden att antalet producenter som konkurrerar tidvis är färre än det totala antal som agerar på hela den nordiska spotmarknaden. Vilken delmarknad som har de största möjligheterna för utövande av marknadsmakt kan variera

⁵ Den geografiska marknaden är indelad i budområden, kallade elspotområden. För att vid behov kunna dela upp marknaden i prisområden, och därigenom undvika överbelastningar i nätet, måste varje bud om att köpa och sälja kraft vara uppdelat efter region.

⁶ Flexibilitet i produktionskapaciteten kräver ledig produktionskapacitet, men är även relaterad till olika produktionsteknologier. Vatten- och gaskraftsverk är exempel på anläggningar med flexibel produktion, medan produktionen i värmekraftverk i regel definieras som oflexibel.

beroende på relevant tidshorisont (det vill säga från planeringsfas till driftsfas) eller geografisk avgränsning (orsakade av överföringsnätets fysiska begränsningar).

Stora delar av elkonsumtionen, eller marknadens efterfrågan, är på kort sikt mycket okänslig för prisförändringar. Detta kan ur marknadsmaktsynpunkt anses vara problematiskt. Marknaden domineras dessutom av ett fåtal stora producenter vilket tillsammans med elmarknadens särdrag skapar förutsättningar för så kallad tyst samordning.⁷ Förutsättningar för detta är ett transparent pris och oelastisk efterfrågan, samägd produktion, krävande processer för nyinvesteringar i produktion (inträdeshinder), en homogen produkt,⁸ samt att aktörerna möts ofta.⁹ Bland Nordens kraftproducenter finns dessutom flera exempel på korsäggande och samägd produktionskapacitet vilket anses ha en konkurrenshämmande effekt. I Sverige är exempelvis kärnkraften samägda av de dominerande svenska producenterna. De dominerande företagen i Sverige har olika stora marknadsandelar vilket i motsats till de ovan nämnda förutsättningarna anses motverka uppkomsten av tyst samordning. Sammantaget har dock råkraftsmarknaden en rad karaktärsdrag som gör att konkurrensen ofta ifrågasatts.

Metoder för att analysera konkurrensen samt bedöma marknadens effektivitet

Effektiviteten i prisbildningen

På en effektiv marknad är produktionskostnaderna minimerade samtidigt som nyttan av konsumtionen är maximerad. Dessa förhållanden uppnås när konsumenternas betalningsvilja på marginalen motsvaras av säljarnas produktionskostnad på marginalen.¹⁰ På en effektiv marknad ska den handlade varan med lätthet kunna både säljas och köpas utan en alltför stor tillkommande kostnad. För detta krävs en väl fungerande marknadsplats med en trovärdig och väl genomlyst prisbildning och informationshantering. För att en marknad ska sägas vara långsiktigt effektiv måste dessutom nyetableringar och nyinvesteringar med lätthet kunna ske på marknaden. Det vill säga inga, eller låga inträdeshinder.

Utbud och efterfrågan

Prisernas primära uppgift i en ekonomi är att balansera utbud och efterfrågan på olika marknader generellt och speciellt att åstadkomma ett effektivt utnyttjande av existerande kapaciteter. Ett tecken på att en marknads produktionssida fungerar effektivt är att priset på marknaden reflekterar företagens marginalkostnad när alla

⁷ Motsvarande engelsk term är tacit collusion. Kan även beskrivas med den konkurrensrättsliga termen kollektiv dominans.

⁸ Ekonomisk teori ger inget fullständigt stöd för att en homogen produkt ökar förutsättningen för kollektivt agerande, se exempelvis Ross (1992).

⁹ Se Nordic Competition Authorities (2003) samt Nilsson (2005) för en djupare analys.

¹⁰ Avser nyttan (kostnaden) av en enhet vid den kvantitet där utbud och efterfrågan möts.

externa effekter är internaliserade i priset.¹¹ Om företag kan prissätta sina produkter högre än sin marginalkostnad kommer välfärdsförluster att uppstå.

Ett liknande resonemang kan föras utifrån konsumenternas perspektiv. För att en marknad ska fungera effektivt krävs att konsumenterna konsumerar en mängd där priset motsvarar deras marginalnytta. Eventuella externa effekterna som uppkommer i samband med konsumtionen ska då också reflekteras i priset.

Till de viktigaste externa effekterna på elmarknaden hör trängselkostnaderna. När kapaciteter i elproduktion eller stamnät är fullt utnyttjade uppstår en situation med ”trängsel” i form av flaskhalsar. Till producenternas ”privata” marginalkostnad i form av rörliga kostnader i de dyraste anläggningarna ska då läggas trängselkostnaden så att efterfrågan håller sig inom ramen för tillgänglig kapacitet. Det är via ersättningen för dessa trängselkostnader som anläggningar med höga kapitalkostnader men låga rörliga kostnader får sin ersättning.

Jämvikt

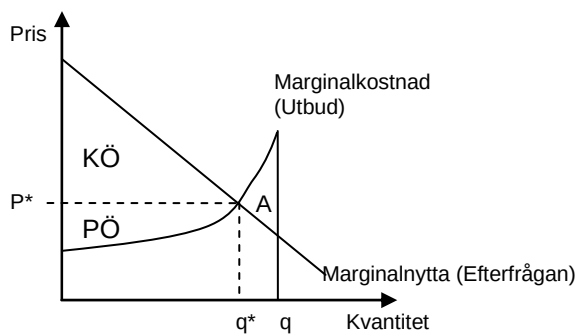
En effektiv produktion/konsumtion illustreras i figur B1, där jämviktspriset p^* är lika med både marginalnyttan och marginalkostnaden. För att visa att (p^*, q^*) är en optimal kombination, givet att de externa effekterna är internaliserade, så studeras en kvantitet som avviker från q^* . Notera att om marknaden skulle producera q istället för q^* så överstiger marginalkostnaden marginalnyttan och en välfärdsförlust uppkommer (triangel A i figur B1). Ur ett samhällsekonomiskt perspektiv är detta ineffektivt. En effektivitet kan således sägas uppstå när det sammanlagda producent- och konsumentöverskottet ($P\ddot{O}$ respektive $K\ddot{O}$ i figur B1) maximeras. Konsumentöverskottet motsvarar skillnaden mellan marginalnyttan och jämviktspriset p^* .¹² På motsvarande sätt motsvarar producentöverskottet skillnaden mellan jämviktspriset och marginalkostnaden.¹³ För att en marknad ska anses vara effektiv krävs nytto-maximerande individer, vinstmaximerande företag och fullständig konkurrens.¹⁴

¹¹ En extern effekt är en positiv eller negativ effekt i samband med produktion/konsumtion och som inte avspeglas i det rådande marknadspriset. Ett klassiskt exempel på en negativ extern effekt är miljöskadliga utsläpp som uppstår vid framförallt produktion.

¹² Där nytta kan förklaras med den välfärd en individ upplever. Marginalnytta definieras som den nytta/välfärd en person erhåller av att konsumera ytterligare en enhet av en specifik vara. Marginalnyttan antas i regel vara avtagande, det vill säga den först konsumerade enheten ger individen mer nytta än exempelvis den tusende.

¹³ Marginalkostnad definieras som kostnaden av att producera ytterligare en enhet av en specifik vara.

¹⁴ En marknad med perfekt prisdiskriminering kan också vara effektiv. På en sådan marknad är konsumentöverskottet noll.



Figur B1 Effektiv marknad

Nyttomaximerande individer och vinstmaximerande företag

En nyttomaximerande individ konsumerar en vara så länge som värdet av nyttan överstiger priset på varan. En förutsättning för effektivitet är också att företagen på marknaden vinstmaximerar, med det menas att de producerar där marginalkostnaden är lika med marginalintäkten.

Fullständig konkurrens

Med fullständig konkurrens menas att ingen av marknadens aktörer har möjlighet att enskilt påverka priset. Nödvändiga förutsättningar för en väl fungerande konkurrens kan sammanfattas i följande punkter.

- *Likviditet* – dels att antalet aktörer på såväl utbud- som efterfrågesida är tillräckligt stort, samt en tillräckligt stor omsättning.
- *Transparens* - Marknadens aktörer har fullständig information. Med det menas att producenterna är medvetna om kostnader och priser på marknaden samt att konsumenterna är fullt medvetna om priserna och kvalitén på produkterna.
- *Transaktionskostnader* - inga eller låga kostnader förenade med att agera på marknaden.
- *In- och utträdeshinder* – en marknad där aktörerna gör stora vinster ska, om den fungerar effektivt, locka till sig nyetableringar och nyinvesteringar samtidigt som mindre effektiva företag slås ut.

Långsiktig effektivitet

Beträffande en marknads effektivitet finns det en skiljelinje mellan kort och lång sikt. Vid marknadsjämvikt på kort sikt antas kapitalkostnaden vara given. När investeringar väl resulterat i anläggningar med lång livslängd är kapitalkostnaden att betrakta som en irreversibel kostnad (sunk cost) . Kapitalet har förvandlats till kapaciteter som kan utnyttjas mer eller mindre väl. En väl fungerande prisbildning på en marknad innebär ett effektivt utnyttjande av produktionskapaciteten i den existerande kapitalstocken. Kapitalstocken kan på kort sikt dock vara större eller mindre än den storlek som är kostnadseffektiv på längre sikt.

Vid långsiktig jämvikt antas istället mängden kapital vara optimerat i förhållande till marknadsstorleken. Kopplingen till effektivitet är relaterad till kriteriet in- och utträdeshinder ovan. För att genomföra en nyetablering på en marknad åtgår en

viss tid, exempelvis för att genomföra större investeringar i produktionskapacitet. På kort sikt kan det därmed förekomma stora vinster på en marknad som fungerar effektivt. Vinsternas primära uppgift i en ekonomi är att vägleda investerarna. På en effektiv marknad innebär tillräckligt höga vinster att möjliga investeringar ger en tillräcklig avkastning.¹⁵

Effektiv elmarknad

De regler och den reglering av marknaden som krävs för att främja en effektiv marknad kan enligt IEA (2005) delas in i tre kategorier: (1) marknadsdesign, (2) kommunikation, och (3) information.

För att hålla transaktionskostnader på en avreglerad elmarknad låga är det viktigt att kommunikation och informationsutbyte mellan marknadens aktörer sker på ett transparent och välorganiserat sätt. Detta säkerställs genom marknadsregler¹⁶ och lagstiftning.

För elmarknaden är standardiserade villkor och standardiserade kontrakt ett viktigt uttryck för detta. Vid handel med ett standardiserat kontrakt är villkoren transparenta och kända på förhand av hela marknaden. Det som återstår för marknadsaktörerna (köpare och säljare) är att komma överens om pris.

För att en marknad ska få ett gott förtroende krävs att graden av likviditet är tillräcklig. Med tillräcklig likviditet menas att det alltid ska gå att hitta en köpare och en säljare till de handlade kontrakten, utan att marknadspriset påverkas väsentligt av en enskild affär. En tillräcklig likviditet på spotmarknaden är också viktig för att spotpriset som underliggande vara till den finansiella marknaden ska vara trovärdigt.

Ett effektivt marknadspris tar hänsyn till all tillgänglig och relevant information. Risker och osäkerheter kan därmed delvis hanteras genom en noggrann analys av befintlig information. Förekomsten av traders på en marknad bidrar till likviditet på marknaden. Ett visst mått av osäkerhet kommer dock alltid att inkluderas i priset och relateras till faktorer som väder, bränslepriser, konkurrens och reglering.

Effektiviteten på den finansiella marknaden

En derivatmarknads funktion är att: (1) överföra risker, (2) förutspå priser samt (3) sprida information. Det främsta motivet av dessa är att ge marknadens aktörer möjlighet att handla med risk, det vill säga att aktörer som är riskaverta kan genom att betala en premie överföra risken till någon som är villig att ta den. En förutsättning för att en derivatmarknad ska uppstå är att spotpriser är relativt volatila, eller att framtida priser inte med säkerhet kan förutsägas. Skulle det inte finnas någon osäkerhet om framtida spotpriser så skulle inte heller producenter och konsumenter betala någon riskpremie för att säkra priserna i framtiden på

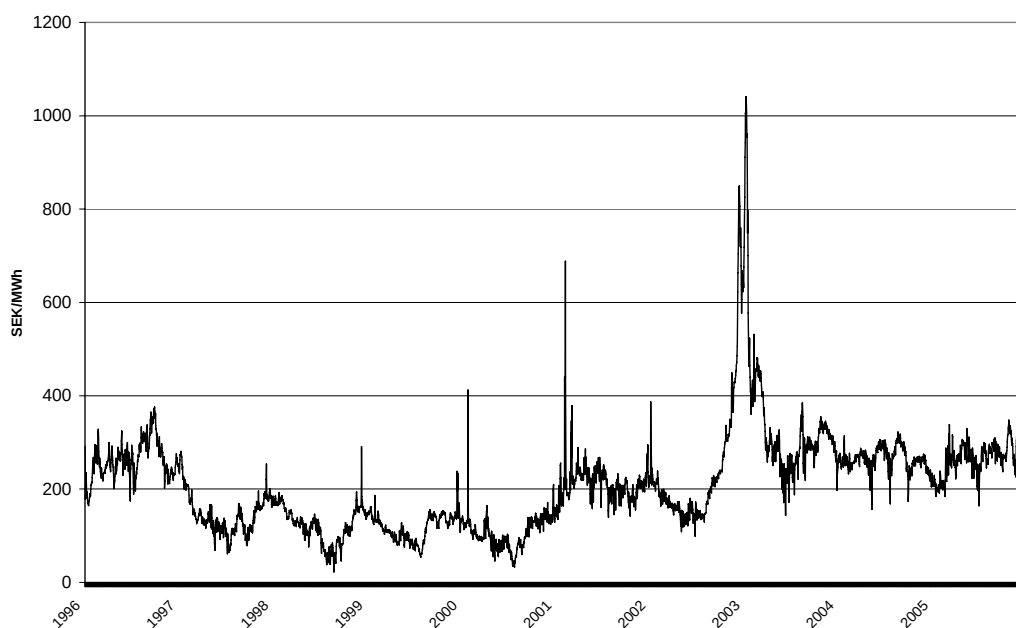
¹⁵ Avseende en normal avkastning och en riskpremie.

¹⁶ Exempelvis Nord Pools *Market conduct rules*.

långa kontrakt. Är däremot osäkerheten stor så finns det förmodligen en önskan från producenter/konsumenter att betala en premie för att minska denna osäkerhet. Nödvändiga och tillräckliga förutsättningarna för en derivatmarknad är därför: (1) en relativt volatil spotmarknad, (2) att det finns efterfrågan på prissäkringsprodukter samt (3) tillräckligt många aktörer som är villiga att handla på marknaden.

De två första kraven förefaller vara uppfyllda på Nord Pools finansiella marknad. Det finns kontrakt med längd upp till 4 år på Nord Pools finansiella marknad och spotpriser på Nord Pool är volatila (dock mindre än på andra elspotmarknader, delvis på grund av en stor andel vattenkraft som jämnar ut priserna). Spotprisets volatilitet är följden av de egenskaper som karaktäriserar en elmarknad, till exempel delvis väderberoende produktion och konsumtion av el, osäker och oelastisk momentan efterfrågan, och en ibland brant utbudskurva.

I figur B2 visas systempriset mellan 1996 och 2005. Det högsta pris som noteras under perioden är över 1 000 kr per MWh (januari 2003) och det lägsta är 22 kr per MWh (augusti 1998), det högsta priset är alltså mer än fyrtio gånger så högt som det lägsta priset.



Figur B2 Spotpris (Systempris) på Nord Pool 1996 till 2005

Källa: Nord Pool

Prissäkrare

Det finns två anledningar till varför aktörer är villiga att handla på en derivatmarknad, där den ena är möjligheten att säkra sig mot prisrisken (vanligtvis används det engelska uttrycket hedge) och den andra är spekulation. De som är villiga att prissäkra sig är de som handlar på spotmarknaden, det vill säga

producenter, leverantörer och konsumenter, och de som är villiga att ta på sig denna risk kallas spekulanter. För en prissäkrare är handeln på den finansiella marknaden ingen isolerad företeelse utan handeln med finansiella instrument utgör en del av dennes sammanlagda kraftportfölj.

Spekulanter

En spekulant deltar på en marknad för att denne på sikt har möjlighet att tjäna pengar. Spekulanter handlar inte med den underliggande varan utan är intresserade av handeln med risk. Deras närvaro är viktig för att en derivatmarknad ska kunna fungera väl- genom att de tillför marknaden likviditet. För att spekulanten ska vara aktiv på en derivatmarknad krävs att det aktuella priset på terminer och spotmarknaden reflekterar information som alla aktörer har tillgång till, det vill säga ingen av marknadens aktörer ska ha tillgång till information som kan användas till att systematiskt påverka prisbildningen på marknaden. Givetvis kommer det alltid att finnas en viss grad av informationsasymmetri hos marknadens aktörer men den får dock inte bli för stor.

Moulten (2005) pekar på att saknaden av spekulanter på derivatmarknaden för elektricitet i Kalifornien kan vara orsaken till dess fall. Moulten beskriver vidare att mellan åren 1996 och 2002 då futures i elmarknaden handlades på NYMEX växte handeln initialt mycket men tillväxten avtog efter en tid för att sedan bli negativ. Orsaker till detta menar Moulten var den låga korrelationen mellan spot och future priser, samt möjligheten till bilateral handel utanför marknaden som ledde till låg likviditet på börsen.

Effektivitet

För att en finansiell marknad ska kännetecknas av effektivitet så måste priset reflektera all relevant information. Det var också det Fama (1970) avsåg när han utvecklade den effektiva marknadshypotesen (EMH). Fama beskriver tre former av EMH: svag, semi-stark samt stark. I den svaga formen reflekterar det nuvarande priset på ett värdepapper informationen i historiska prisförändringar, i den semi-starka versionen reflekteras all offentlig information (exempelvis pressmeddelande, årsredovisningar, makroekonomiska förändringar med mera) i det aktuella priset och i en stark så inkluderas all tillgänglig information, det vill säga både privat och offentlig information. EMH används ofta som ett kriterium för effektivitet när derivatmarknader utvärderas. Om en marknad är effektiv så är implikationen av EMH att priserna ska följa en så kallad "random walk process".¹⁷ Vid tillämpning av EMH på derivat marknader så förväntas terminer, futures/forward, vara goda förutsägelser av det framtida spotpriset.¹⁸

En effektiv derivatmarknad karaktäriseras av mycket handel (hög likviditet), olika aktörer (både prissäkrare och spekulanter) samt spekulanter som i längden tjänar pengar och prissäkrare som i längden förlorar pengar på de finansiella kontrakten.

¹⁷ Med en "random walk" menas att prisnivån imorgon är lika med dagens prisnivå plus en slumpterm.

¹⁸ Enligt EMH så skall future/forward priset vara en "optimal unbiased predictor" av spotpriset.

Metoder för att empiriskt undersöka effektivitet

Effektivitet på derivatmarknaden kan i ljuset av resonemanget ovan följaktligen analyseras genom att besvara någon de två följande frågeställningarna:

- Hur pass väl förutsäger futurepriset spotpriset?
- Hur ser de strukturella förhållanden ut på marknaden (sammansättningen av aktörer, omsättning, handelsavgifter etcetera)?

Den första frågeställningen undersöker direkt effektiviteten på derivatmarknaden medan den andra är en indikator på effektivitet.

Tidigare studier

Det finns flertalet studier som undersöker den första frågeställningen ovan, några av dessa är också gjorda på derivatmarknader för elektricitet. Goss (2001) och Bai m fl (2003) testar en semi-stark form av EMH på den amerikanska elektricitetsmarknaden, dock framkommer inga entydiga resultat från dessa studier. Gjolberg och Johansen (2001) undersöker effektiviteten på Nord Pool och slutsatsen av deras arbete är att Nord Pool är en omogen och troligtvis ineffektiv marknad. De pekar också på att det finns ett stort utbud av olika kontrakt men att aktörerna bara verkar koncentrera sig på ett fåtal av dessa. Deng (2005) kritiserar dock deras tillvägagångssätt och konkluderar att den effektiva marknadshypotesen inte är direkt tillämpbar på Nord Pool. Anledningar till detta, enligt honom, är bland annat en stor andel vattenkraft, som går att lagra, ger möjlighet till arbitrage mellan spot- och derivatmarknaden. Dessutom leder säsongsmönster i efterfrågan och utbud av vattenkraft tillsammans med andra faktorer till autokorrelation mellan energipriserna inom ett år men också mellan olika år. Detta problem gör det svårt att direkt tillämpa EMH som baseras på teorin om en "random walk".

Finansinspektionen kritiserar finansiella elmarknaden och anser att marknaden uppvisar problem när det gäller och hantering av information och intressekonflikter, vilket kan påverka priserna till slutkunden (Finansinspektionen, 2005). Dock får utredningen kritik av Kredittillsynet, som inte delar Finansinspektionens oro (Kredittillsynet, 2005). Kredittillsynet anser snarare att Nord Pool är en marknad med god likviditet och trovärdig prisbildning.

Samhällsekonomiska vinster av derivatmarknader

Ur ett samhällsekonomiskt perspektiv är det framför allt tre centrala frågeställningar som bör besvaras:

- Kommer derivatmarknaden att underlätta för företag som handlar i den underliggande varan att planera och utföra framtida investeringar?
- Påverkar den volatiliteten på spotmarknaden?
- Hur påverkar derivatmarknaden företagens förmåga att utöva marknadsmakt?

På grund av att elmarknaden är relativt ung så finns det få studier gjorda inom ämnesområdet. Det har dock gjorts studier på andra derivatmarknader, exempelvis visar Allayannis och Weston (2001) att företag som aktivt använder sig av derivat

för säkra sig mot prisrisker har ett högre värde än företag som inte använder denna möjlighet. Studien visar också att när företag började prissäkra på marknaden så ökade deras företagsvärde och när de slutade så minskade deras värde. Froot (1993) hävdar att möjligheten till prissäkring underlättar för företag att ta till vara på investeringsmöjligheter.

Mayhew (2000) utvärderar 150 studier som undersöker derivatmarknadens inverkan på volatiliteten hos spotmarknaden. Resultatet av den utvärderingen är entydig, bara en av studierna visar på en högre volatilitet. Ingen av dessa studier var gjorda på elmarknaden.

Det finns få empiriska studier som utreder huruvida derivatmarknader ger fler/färre möjligheter för aktörer att manipulera den underliggande marknaden. Det finns dock en del teoretiska studier gjorda, i dessa är det framför allt spelteori som används för att analysera konsekvenserna på konkurrensen. Den allmänna slutsatsen är att derivatmarknader torde leda till en ökad konkurrens på den underliggande marknaden (se exempelvis Allaz, 1992). Det finns dock studier som visar på motsatsen (se Liski och Montero, 2004).

Sammanfattningsvis kan dock ändå sägas att det breda utnyttjandet av derivatmarknader runt om i världen vittnar om fördelarna en sådan marknad för med sig. Därför borde en väl fungerande derivatmarknad vara till gagn för hela samhället.

Marknadskoncentration beroende på nordisk marknadsdelning

Marknadens storlek

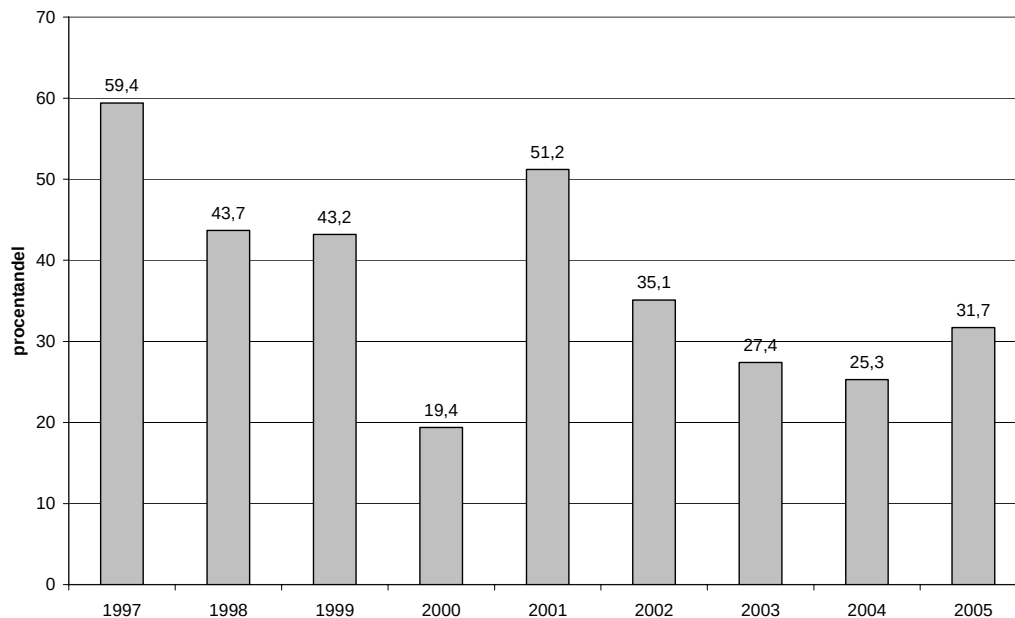
På den nordiska marknaden finns normalt sju elspotområden. Finland och Sverige utgör vardera ett område medan Danmark och Norge vanligtvis utgör två separata områden, till detta kommer det tyska prisområdet kallat Kontek. Under perioder då sannolikheten för flaskhalsar bedöms vara särskilt hög kan Norge delas i flera elspotområden (ECON, 2004b). Varje elspotområde utgör ett anmälningssområde för handel på Nord Pools spotmarknad.

Marknadsaktörernas bud används i elbörsens auktion, det vill säga en samtidig handel med energi och överföringskapacitet.¹⁹ Är överföringskapaciteten tillräcklig gäller ett pris för hela börsområdet, eftersom prissignalen vid dessa tillfällen inte behöver nyttjas för att styra flödet. För de situationer då marknaden önskan om överföring överskrider den fysiska kapaciteten delas marknaden däremot in i prisområden. Flera elspotområden kan bilda ett gemensamt prisområde, men även utgöra separata sådana.

Under i stort sett alla timmar under ett år bildar elspotområdena i Norden gemensamma prisområden i olika konstellationer. Ett prisområde innebär en

¹⁹ Den dagliga auktionen som klarerar Nord Pools spotmarknad är en så kallad dubbelsidig symmetrisk auktion, det vill säga köpare och säljare behandlas på samma sätt.

marknad bestående av prismässigt sammanhängande elspotområden där berörda producenter möter samma pris och konkurrerar om samma efterfrågan. I figur B3 redovisas andel av tiden per år när Norden består av ett enda prisområde, det vill säga samtliga elspotområden har ett gemensamt pris.



Figur B3 Andel av tiden med gemensamt pris för alla områden 1997 till 2005²⁰

Källa: Nord Pool

Det förekommer dock regelbundet situationer då ett eller flera elspotområden blir isolerade mot övriga Norden. Det finns två situationer då ett enskilt elspotområde eller flera sammanhängande elspotområden blir prismässigt isolerade från de övriga. Antingen är att importkapaciteten till området inte stor nog för att jämna ut priset, med konsekvensen att kostnaden för produktion blir högre än i övriga Norden. I den situationen utgör området ett högprisområde. I det andra fallet är exportkapaciteten från området inte stor nog för att exportera ut all den produktion som är konkurrenskraftig på den Nordiska marknaden. I motsats till tidigare är området nu ett lågprisområde.

För att en aktör ska kunna utnyttja sin eventuella marknadsmakt på Nord Pools spotmarknad måste de bakomliggande besluten tas dagen före driften. Eftersom resultatet av spotprisberäkningen är okänt när buden läggs, det vill säga till vilket pris respektive i vilken omfattning producenten är beredd att använda sin produktionskapacitet, kan aktören heller inte veta exakt var och om det bildas prisområden. Marknadsaktörer baserar sitt agerande på en bedömning av

²⁰ Notera att Finland, Jylland och Själland inte deltog på spotmarknaden före 1998, 1999 respektive 2000.

kommande dygn, där exempelvis modeller och spotprisprognoser utgör viktiga inslag.

Förutsättningarna för marknadsmakt påverkas även av graden av flexibilitet i produktionsresurserna. Ur spotmarknadens perspektiv kan alla anläggningar med en reaktionstid²¹ mellan 12 och 36 timmar vara tillräckligt flexibla för att delta²². Vattenkraft är exempel på en mycket flexibel produktionsteknologi, där justeringar av effektuttaget kan göras mycket snabbt. Kärnkraftsanläggningar exemplifierar motsatsen. För att en produktionsenhet ska kunna regleras både upp och ner och därmed variera utbudet, måste det således finnas tekniska möjligheter (ledig kapacitet och tillräckligt snabb reaktionstid) samtidigt som det går att genomföra till en rimlig kostnad för producenten. Gränserna för reaktionstid varierar beroende på vilken marknad och tidsperiod (det vill säga en eller enstaka timmar, alternativt dagar, veckor säsonger) som studeras. Vattenkraft intar härmed en särställning bland förekommande elproduktionsresurser eftersom det möjliggör en viss lagring av el i form av vattenkraftsmagasin. För analys av huruvida befintlig marknadsmakt har utövats i praktiken är den stora andelen vattenkraft i det nordiska systemet en försvårande omständighet, där det är mycket svårt att skilja utnyttjande av marknadsmakt från vanliga produktionsoptimeringsbeslut.

Vid situationer då ett område A har ett lägre spotpris jämfört med omkringliggande områden är det flaskhals från område A.²³ Eftersom område A har ett lägre pris önskar omkringliggande områden att köpa kraft från området. De omkringliggande områdenas import utgör då en tillkommande efterfrågan i område A. Producenter i de omkringliggande områdena behöver i den här situationen ett högre pris för vilja producera mer el och kommer därför inte att exportera något till område A. Konkurrensen om tillförseln i område A finns således bland producenter inom området (detsamma som innanför flaskhalsen).

Under den motsatta situationen med flaskhals i riktning till område A är spotpriset i området tillräckligt högt för att producenter i omkringliggande områden ska exportera till område A. Producenter i omkringliggande områden konkurrerar nu med tillkommande utbud upp till överföringsförbindelsernas kapacitet.

Beträffande konkurrensen inom ett elspotområde kan producenter i omkringliggande områden alltid konkurrera med tillkommande utbud inom det aktuella området, men det begränsas av överföringsförbindelsens tillgängliga kapacitet. Vid flaskhals, oavsett om området utgör ett lågpris- eller ett högprisområde, kommer producenter i omkringliggande områden inte att konkurrera om den del av efterfrågan som bestämmer områdesprisets jämviktspris. Detta blir speciellt tydligt vid ett högprisområde där den generellt

²¹ Avseende hur snabbt en anläggning kan tas i drift.

²² 12 timmar är tiden från det att buden till spotmarknaden ska vara inlämnade, fram till driftsdygnets första av totalt 24 timmar.

²³ Då flödet går från området, det vill säga det berörda området har ett lägre pris än omkringliggande områden.

sett prisokänsliga efterfrågan som inte täcks av importkapaciteten till området, tillsammans med de den billiga produktionskapaciteten inom området (förenklat, avser de produktionsenheter som hade producerat även om marknaden varit hela Norden) då riskerar att driva upp priset.

Den efterfrågan inom ett område som återstår efter det att möjlig import har dragits ifrån, kan sägas vara den resterande eller den residuala efterfrågan.²⁴ Eftersom färre producenter kan bidra med produktion medför en flaskhals lägre flexibilitet i utbudet. En producent som avser utnyttja marknadsmakt i ett högprisområde kan normalt sett sägas gå miste om en försäljningsvolym motsvarande en del eller hela importkapaciteten, men när importförbindelserna är fullt utnyttjade har denna potentiella konkurrens satts ur spel. Företagets förväntade vinst av den utövade marknadsmakten avgörs av om den prishöjning som betalas av den resterande efterfrågan kan kompensera den uteblivna försäljningen. Tabell B1 visar andelen av tiden som respektive område har utgjort ett isolerat prisområde. I tabell B1 framgår att Sverige ytterst sällan är ett enskilt elspotområde med ett eget pris. Jylland är det område som prismässigt är mest isolerat från övriga områden 2005.

Tabell B1 Andelen av tiden ett enskilt elspotområde har eget pris

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Södra Norge	55,0%	8,9%	25,4%	23,8%	24,2%	17,4%
Norra Norge	41,7%	23,8%	21,9%	10,9%	26,8%	19,5%
Sverige	5,5%	0,0%	0,1%	0,0%	0,1%	0,5%
Finland	15,8%	0,9%	5,0%	29,2%	23,9%	9,3%
Jylland	44,8%	19,1%	40,1%	48,9%	30,5%	49,0%
Själland	7,2%	5,4%	9,3%	2,0%	6,0%	14,5%

Källa: Energimarknadsinspektionens bearbetning av underlag från Nord Pool

De faktorer som främst påverkar ett områdes förutsättningar att bilda gemensamma prisområden, och därmed hur det förhåller sig till den totala marknaden, är geografiskt läge, förbindelser till angränsande områden samt strukturen på utbudet och efterfrågan. Så länge två geografiska områden tillhör samma prisområde konkurrerar producenterna i de båda områdena om att tillgodose den sammanlagda efterfrågan. Förekommer det däremot en flaskhals till ett område kan inga andra producenter än de inom området vara med och konkurrera om den del av efterfrågan som bidrar till bestämningen av det slutliga områdespriset. Det medför att marknadsstorleken för en beräkning av marknadskoncentrationen varierar mellan olika tidpunkter.

Mått på marknadskoncentration²⁵

Marknadsandelen uttryckt i procent anger hur stor del en enskild aktör innehar av den totala marknaden. Antag att aktör A producerar 30 MW på en marknad som totalt uppgår till 100 MW. Aktör A har då en marknadsandel motsvarande 30

²⁴ Den resterande eller residuala efterfrågan definieras för ett enskilt företag är den återstående efterfrågan när övriga producenters produktion dragits bort från marknadens totala efterfrågan.

²⁵ Stycket baseras på Newberry m fl (2004).

procent. En sådan beräkning ger en bild av marknadens koncentration genom att aktörernas relativa storlek framgår. Ett vanligt mått på koncentrationen är marknadsandelarna för de 3, 4 eller 5 största aktörernas sammantaget. Beräkningar av marknadsandelar och aktörernas ägarandelar utgör en relativt enkel och snabb indikation på de strukturella förutsättningarna för marknadsmakt. Desto större en enskild aktörs marknadsandel är, desto oftare kommer den aktörens medverkan att vara väsentlig för marknadens balans mellan utbud och efterfrågan. Problem med marknadsmakt på råkraftsmarknaden är i allmänhet positivt korrelerad med ägarkoncentrationen i utbudet av produktionskapacitet (Bergman, 2005b).

Herfindhal-Hirschman Indexet (HHI) är ett alternativt mått på koncentration. HHI tar hänsyn till hela marknadens struktur genom att summera de kvadrerade marknadsandelarna för respektive marknadsaktör enligt:

$$HHI = S_1^2 + S_2^2 + \dots + S_i^2$$

där S_i anger den procentuella marknadsandelen för aktör i . Den amerikanska handelkommissionen stipulerar i *Horizontal Merger Guidelines* att ett HHI under 1 000 motsvarar en marknad med låg koncentration, ett HHI mellan 1 000 och 1 800 motsvarar en marknad med måttlig koncentration, medan ett HHI över 1 800 motsvarar en marknad med hög koncentration (US Department of Justice and the Federal Trade Commission, 1992). Det högsta värde HHI kan uppgå till är 10 000 vilket motsvarar en monopolsituation. En akademisk studie som utredningen tagit del av gör emellertid bedömningen att handelskommissionens riktlinjer bör revideras för att motverka utövandet av marknadsmakt på en elmarknad liknande den nordiska (Rudkevich m fl, 1998). Det finns således indikationer på att dessa gränser möjligen är väl höga för en bedömning av marknadsmakten på elmarknaden. Detta starkt kopplat till elmarknadens speciella förutsättningar.

För att beräkna HHI krävs försäljningsdata eller kapacitetsdata som indata. I utökade varianter kan HHI också justeras för att ta hänsyn till olika former av korsägande/samägande och överföringsbegränsningar. Det kan även beräknas på såväl installerad effekt som producerad energi, även om beräkning utifrån installerad effekt ofta är att föredra (IEA, 2005). Beräkningar utifrån producerad energi anses dock fungera väl för vattenkraftsbaserade system för vilken årsproduktionen i regel begränsas av inflödet av vatten, se exempelvis Nordel (2004).

En nackdel med HHI-analyser på elmarknader är att måttet inte fullt ut fångar förutsättningarna för marknadsmakt. På en elmarknad kan förekomma situationer då en relativt liten marknadsandel möjliggör utövandet av marknadsmakt. Ur detta hänseende är HHI är alltför statiskt och tar exempelvis inte hänsyn till marknadsandelarna under en specifik timme. Elmarknadens kännetecknas av snabba förändringar, exempelvis rörande efterfrågan, eller tekniska fel på

produktionsanläggningar och transmissionsledningar. Vidare sker mellan planeringsfasen och själva drifttimmen en minskning av antalet producenter som kan sägas konkurrera om att sälja nödvändig produktion för eventuella balansjusteringar. De ovan nämnda bristerna blir tydliga särskilt i situationer då marknadens totala efterfrågan ligger nära den totala produktionskapaciteten eftersom även producenter med relativt liten produktionskapacitet har marknadsmakt i sådana situationer.²⁶

Det finns under senare år ett antal exempel på hur HHI har tillämpats i analyser av den nordiska elmarknaden.²⁷ Såväl konkurrensmyndigheter som systemansvariga har framhållit HHI som en användbar metod för att utvärdera konkurrenssituationen på den nordiska marknaden.

HHI justerat för kors- och samägd produktionskapacitet²⁸

Med korsäggande avses en situation där en ägare har andelar i två eller flera företag som är verksamma på samma marknad. Det kan exempelvis motsvara en situation där företag äger andelar av varandra (indirekt ägande), eller där en investerare har andelar i flera företag (direkt ägande). Eftersom en investerare söker maximera värdet av sin portfölj kommer en situation med korsäggande att minska drivkraften att konkurrera (eftersom konkurrensen då sker mellan företag med delvis samma ägare) samt medföra ett ökat incitament att driva upp marknadspriset. För detta ändamål kan ett justerat HHI_i beräknas.

Korsäggande av produktionskapacitet antas också ge berörda ägare ett visst inflytande över drift och kunskap om övriga aktörers beteende på marknaden. För att fånga dessa incitament finns ett justerat HHI_{ic} .

HHI baserat på nordisk marknadsdelning

Den integrerade nordiska råkraftsmarknaden skapar konkurrens mellan köpare och säljare av råkraft i hela Norden. Energimarknadsinspektionen har i samband med tidigare analys konstaterat att marknadsintegrering på nordisk basis medför en marknadsförstorande effekt, jämfört med de nationella marknaderna (Energimyndigheten, 2005a). Som berörts tidigare påverkas dock förutsättningarna för att konkurrera på lika villkor av de fysiska förutsättningarna i Nordens överföringsnät, där förekomsten av flaskhalsar periodvis begränsar konkurrensen.²⁹

²⁶ Detta har exempelvis påpekats i studier av krisen på Kaliforniens elmarknad 2000/2001. Se Blumsack m fl (2002) som beräknar HHI för Kaliforniens elmarknad till 664.

²⁷ Se exempelvis Nordic Competition Authorities (2003), Nordel och CERA (2002) eller Energimyndigheten (2005a).

²⁸ Se Nordic Competition Authorities (2003).

²⁹ Eftersom begränsningen är teknisk så kan uppdelningen bara lindras med ytterligare kapacitet. Eventuell mothandel mellan två elspotområden ger förvisso samma pris i två områden, trots flaskhals, men det löser inte problemet med koncentrationen. Eventuella effekter av marknadskoncentration flyttas i det fallet från spotmarknaden till marknaden för reglerkraft.

För att bedöma de marknadsförstorande effekterna av en nordisk marknad beräknas ett HHI för Nordens råkraftsmarknad, vilket tar hänsyn till hur ofta marknaden delas upp i prisområden. Resultaten av en sådan beräkning kan sedan jämföras med den nationella koncentrationen på respektive delmarknad. Beräkningen begränsar sig till den så kallade spotmarknaden och berör därför inte reglerkraftsmarknaden, det vill säga marknaden för balanskraft som används i drifttimmen. Syftet med beräkningen är att svara på hur stora de marknadsförstorande, respektive marknadsförminskande effekterna av en integrerad respektive en uppdelad nordisk elmarknad är.

För att uppskatta de marknadsförstorande effekterna beräknas:

- HHI för varje elspotområde som isolerat område.
- HHI för de tio vanligaste prisområdeskonstellationerna på den nordiska marknaden.
- Vilka prisområdeskonstellationer som respektive elspotområde tillhört och hur frekvent de förekommit under åren 2004 och 2005 uttryckt som andel av respektive år.
- Baserat på punkt två och tre beräknas ett HHI för varje elspotområde uttryckt som ett varaktighetsdiagram vilket i jämförelse med resultatet från den första punkten belyser den marknadsförstorande effekten av marknadsdelning.

Tidigare beräkningar av HHI för Nordens råkraftsmarknad

I tabell B2 visas beräknade HHI från tidigare genomförda studier på den nordiska marknaden, tillsammans med Energimarknadsinspektionens beräkningar. När resultaten jämförs är det viktigt att ha i åtanke att HHI har definierats på något skilda sätt, samt att beräkningarna är gjorda utifrån olika tidpunkter.

Tabell B2 Jämförelse av olika HHI-beräkningar

	NCA	NCA_i	NCA_{ic}	CERA	CERA_{imp}	CERA_{GWh-imp}	EMI
Sverige	2 893	2 923	2 988	3 289	2 111	1 745	3 060
Norge^a	1 634	1 980	3 325	-	-	-	-
Södra Norge	-	-	-	2 021	1 558	852	2 808
Norra Norge	-	-	-	1 894	1 306	1 160	2 677
Finland	1 766	2 037	3 005	976	843	836	1 546
Danmark^b	4 844	4 844	4 844	-	-	-	-
Jylland	-	-	-	2 397	1 342	1 111	3 566
Själland	-	-	-	8 575	4 137	3 123	7 399
Norden	892	989	1 138	-	-	-	830

^a:Notera att Norge här hanteras som ett område

^b Notera att Danmark hanteras som en nationell marknad, trots att Jylland och Själland inte är fysiskt sammankopplade.

Källor: Nordic Competition Authorities, CERA och Energimarknadsinspektionen

The Nordic Competition Authorities (NCA)

Konkurrensmyndigheternas nordiska arbetsgrupp beräknar tre versioner av HHI för de nordiska länderna, samt för Norden som en marknad. I kolumnen *NCA* återfinns konkurrensmyndigheternas ojusterade HHI. I en jämförelse med Energimarknadsinspektionens beräkningar ligger resultaten på liknande nivåer.

Två avgörande skillnader existerar dock. För det första använder konkurrensmyndigheterna marknadsandelar utifrån levererad energi, medan Energimarknadsinspektionens beräkningar baseras på installerad effekt. För det andra gör konkurrensmyndigheterna en delmarknadsavgränsning utifrån nationsgränser. Energimarknadsinspektionens uppdrag är att bedöma konkurrensen på spotmarknaden, varför marknadsavgränsningen istället sker mellan Nord Pools elspotområden.³⁰ I kolumnerna NCA_i och NCA_{ic} återfinns konkurrensmyndigheterna beräknade *incentive*-justerade och *incentive and control*-justerade HHI beräkningar. I de två justerade måtten tas hänsyn för effekterna av korsäggande dels i form av minskade incitatment för att konkurrera (*incentive*) och del i form av ägarnas ökade möjligheter att koordinera de korsägda företagens beteende (*control*).

Cambridge Energy Research Associates (CERA)

På uppdrag av Nordens systemansvariga (Nordel) ombads CERA att utvärdera befintliga mått på marknadsmakt, samt föreslå förbättringar av dessa eller nya mått. I sitt arbete tog CERA fram ett antal alternativa HHI beräkningar för de nordiska elspotområdena. I kolumnen *CERA* återfinns beräknade HHI baserade på installerad kapacitet per producent inom respektive område. Kapaciteten i samägda kraftverk har fördelats på ägarna efter ägarandelar. I en jämförelse med Energimarknadsinspektionens beräkningar är CERA's ojusterade HHI lägre för alla områden utom Själland och Sverige. Den generella skillnaden förklaras framförallt med att EMI inkluderar fler aktörer per område, samt olika antaganden om tillgänglig produktionskapacitet. För att ta hänsyn till den nordiska marknadsintegreringen beräknar CERA även ett mått som tar hänsyn till importkapacitet till ett område. Importkapaciteten till ett område tilldelas producenter i de exporterande områdena, proportionellt utifrån marknadsandelar. Resultaten från den justerade beräkningen återfinns i kolumn $CERA_{imp}$. Med motivet att det för ett vattenkraftssystem som Norden även är intressant att studera koncentrationen utifrån energibalans (och inte enbart utifrån effektbalans vilket fokuserar på topplastsituationer) beräknas motsvarande mått också baserat på företagens andelar av energileveranser. Resultaten återfinns i kolumnen $CERA_{GWh\ imp}$.

Strukturella index för mätning av marknadsmakt

Residual Supply Index

Residual supply index (RSI) eller det resterande utbudet ger ett mått på hur mycket produktionskapacitet som återstår på marknaden efter att det studerade företags kapacitet har räknats bort.³¹ Kvarvarande utbud sätts i relation till marknadens totala efterfrågan och uttrycks i procent.

³⁰ Observera att Jylland och Själland inte är direkt fysiskt sammankopplade. Förbindelse mellan Själland och Jylland går genom Norge och/eller Sverige. Liknande resonemang kan föras kring södra och norra Norge, eftersom de sällan eller aldrig bildar gemensamt prisområde utan att samtidigt hänga samman med Sverige.

³¹ Utnyttjades från början för elmarknaden av California Independent System Operator (CAISO).

Ett RSI större än 100 procent signalerar att övriga producenter innehar tillräcklig med kapacitet för att själva möta marknadens efterfrågan och det studerade företaget bedöms därmed ha en betydligt mindre möjlighet att påverka marknadspriset. Ett RSI mindre än 100 procent av efterfrågan indikerar att det studerade företags medverkan är avgörande för att kunna möta marknadens efterfrågan.

För att göra en rättvisande bedömning av det resterande utbudet bör hänsyn tas till vilken grad av flexibilitet som finns i produktionskapaciteten och hur nära det sammanlagda systemet är sin maximala produktionskapacitet. En producent som redan utnyttjar sin produktionskapacitet maximalt, eller alternativt endast förfogar över produktionsanläggningar som svårt kan regleras, kommer sannolikt inte att utöka sin produktion som svar på ett högre pris under en enskild timme.

En marknadsaktör som är ensam med kapacitetsutrymme i produktion och dessutom har möjlighet att reglera upp den producerade volymen kan härigenom ha väsentlig mycket mer marknadsmakt än vad som annars skulle vara fallet (Nordic Competition Authorities, 2003). Beräkningen av RSI för ett område görs enligt följande (CAISO, 2002):

$$RSI_i = \frac{\text{Totalt utbud} - \text{utbud företag}_i}{\text{Total efterfrågan}}$$

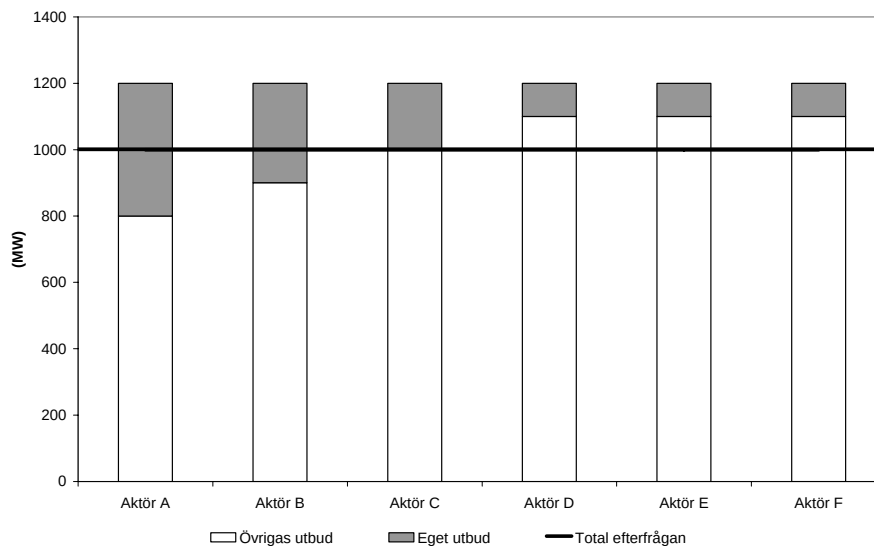
där totalt utbud är lika med *tillgänglig produktionskapacitet inom området plus totalt planerad nettoimport*. Största producentens utbud är lika med *dess tillgängliga kapacitet minus i förväg kontrakterade åtagande*. Total efterfrågan är lika med *uppmätt förbrukning plus utnyttjade systemtjänster*.

Så länge den nordiska marknaden hänger samman väl prismässigt (det vill säga små eller inga prisskillnader mellan regioner) kan flexibiliteten i produktionskapaciteten antas vara förhållandevis god. Om någon produktionsanläggning av någon anledning inte användes kommer motsvarande efterfrågan att kunna tillgodoses av flera alternativa producenter.

Under de timmar då en producents medverkan är helt väsentlig för att marknaden ska balansera är realiteten dock att producenten möter en mycket oelastisk resterande efterfrågekurva. Under dessa timmar kommer producenten att förlora betydligt mindre av sin volym i det fall ett högre pris begärs. I mellanliggande fall då en producents medverkan inte är strikt nödvändig (ett RSI nära 100) kan den ändå sägas ha vissa möjligheter att utöva marknadsmakt genom att systemet närmar sig sitt kapacitetstak.

Figur B4 ger en illustration av hur RSI kan användas för att avgöra graden av marknadsmakt. Den totala efterfrågan på marknaden uppgår till 1 000 MW och det möjliga utbudet inklusive import uppgår till 1 200 MW. Det finns alltså en överkapacitet på 20 procent. På marknaden finns sex olika aktörer A till F.

Beräkningen av RSI för aktör A ger: $(1\,200 \text{ minus } 400)$ delat med $1\,000$ lika med 80 procent. Genom att bjuda in minst hälften av dess tillgängliga kapacitet kan aktör A sätta marknadspriset. Aktör A är alltså avgörande för att marknaden ska nå jämvikt.



Figur B4 Residual Supply Index

Fördelarna med RSI förutom att faktorer som påverkar efterfrågan tas med i beräkningarna är dels att RSI är applicerbar på både lokal nivå respektive hela marknaden. Från USA finns dessutom ett visst empiriskt stöd för att RSI har fungerat effektivt för att upptäcka förekomsten av marknadsmakt (Sheffrin, 2002). RSI som marknadsövervakningsverktyg är ett relativt nytt begrepp men blir alltmer vanligt förekommande.

Anpassad tillämpning av RSI

En beräkning av RSI, så som det beskrivits i föregående stycke, kräver en uppsättning av data som dels justerar tillgänglig produktionskapacitet i systemet timme för timme, dels behövs respektive producents tillgängliga produktionskapacitet justerad timme för timme. Dessutom krävs en uppgift om hur stor del av respektive producents produktionskapacitet som redan är kontrakterad och därmed inte anses kunna utgöra underlag för marknadsmakt. Utredningen har inte haft tillgång till den typen av material, vare sig rörande spotmarknaden, eller för det svenska systemet som helhet. Av detta skäl har följande anpassade beräkning av ett RSI timme för timme tagits fram. Det främsta syftet är att belysa hur beroende Sveriges råkraftsmarknad är av de stora nationella producenterna. Så långt som det är möjligt ska indexet dock återskapa den situation som råder när aktörerna planerar driften för nästkommande dag.

- *Produktionskapaciteten* i systemet och för de största producenterna antas vara på en fast nivå. Det innebär en underskattning av marknadsmakten under de timmar då en eller flera större produktionsanläggningar är ur drift. Som

tillgänglig kapacitet inom Sverige används Nordels uppskattning om maximal tillgänglig produktionskapacitet (Nordel, 2005).

- *Påverkan från import och export* kompenseras för genom resulterande import och exportflöden enligt utfall på spotmarknaden.³² Resulterande flöde är emellertid inte känt förrän spotprisberäkningen är slutförd, vilket innebär att marknaden i förväg inte vet utlandshandelns exakta påverkan. Eftersom större marknadsaktörer antas göra en fullständig spotprisprognos före sin budgivning bedöms resulterande flöden ändå som det mest rättvisande.
- Uppgift om enskilda producenters produktionskapacitet hämtas från årsredovisningar och branschstatistik.
- *Efterfrågan* definieras som uppmätt förbrukning inom Sverige, tillsammans med kapaciteten på de utlandsförbindelser som förväntas gå i exportriktning.

Den anpassade beräkningen av RSI för varje timme sammanfattas:

$$RSI_i = \frac{\text{Max produktionskapacitet}_{\text{totalt}} + \text{importflöde} - \text{produktionskapacitet}_i}{\text{Uppmätt förbrukning}_{\text{totalt}} + \text{exportflöde}}$$

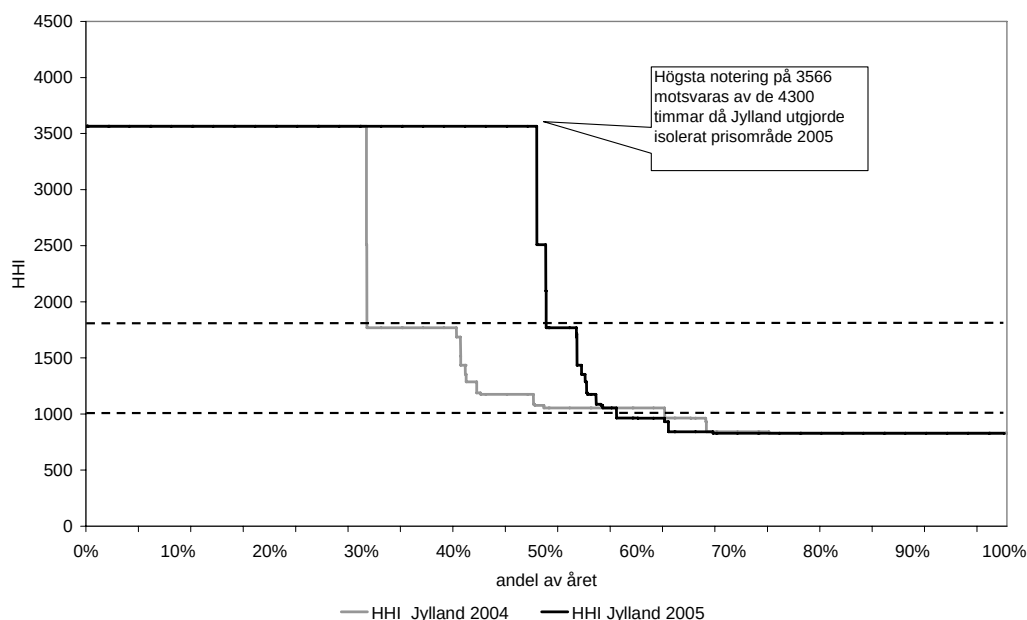
Det resulterande indexet ger en indikation på hur betydelsefull en producents medverkan förväntas vara under en specifik timme. Eftersom ett index beräknas för varje timme kan relativa skillnader belysa specifika situationer där marginalen mellan tillförsel och uttag är mindre. Variationer av var över- och underskottsområden är belägna påverkar utbytet med omkringliggande länder. En situation där Sverige exempelvis förväntas exportera på flertalet av sina utlandsförbindelser kommer att resultera i ett lägre index, vilket signalerar ett ökat beroende av enskilda producenter. Följaktligen innebär det omvända att beroendet av enskilda producenter minskar när utlandsförbindelserna förväntas utnyttjas i importriktning. Indexet förväntas generellt att vara lägre under timmar då konsumtionen är hög, vilket är naturligt eftersom marginalen till max effektuttag då är mindre.

³² För förbindelser mellan elspotområden används flöden enligt spotmarknaden. För övriga förbindelser (SwePol link och Baltic Cable) används uppgift om fysiskt utbyte.

Bilaga 3 Marknadskoncentration i Nordens elspotområden 2004 och 2005

I figurerna B5 till B9 visas den nordiska marknadsdelningens betydelse för marknadsstorleken i Nordens elspotområden. Motsvarande bild för Sverige återfinns i kapitel 5. För Jylland och Själland var råkraftsmarknaden mer koncentrerad 2005, jämfört med 2004. För Sverige, Finland, Södra Norge och Norra Norge var råkraftsmarknaden däremot mindre koncentrerad 2005, jämfört med 2004.

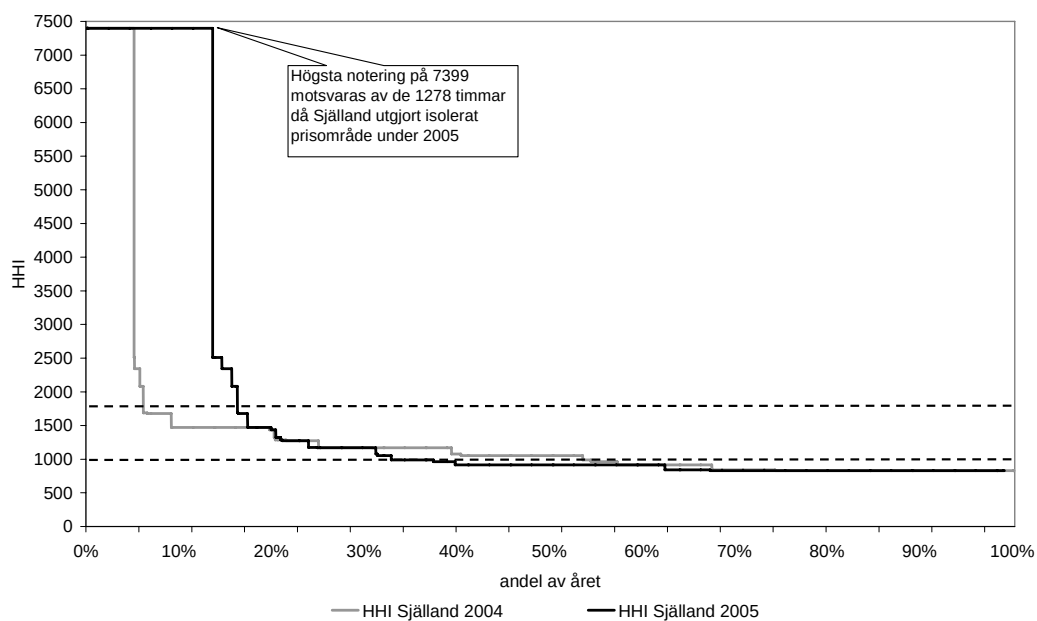
Jylland



Figur B5 HHI för Jyllands råkraftsmarknad 2004 och 2005

Källa: Energimarknadsinspektionen

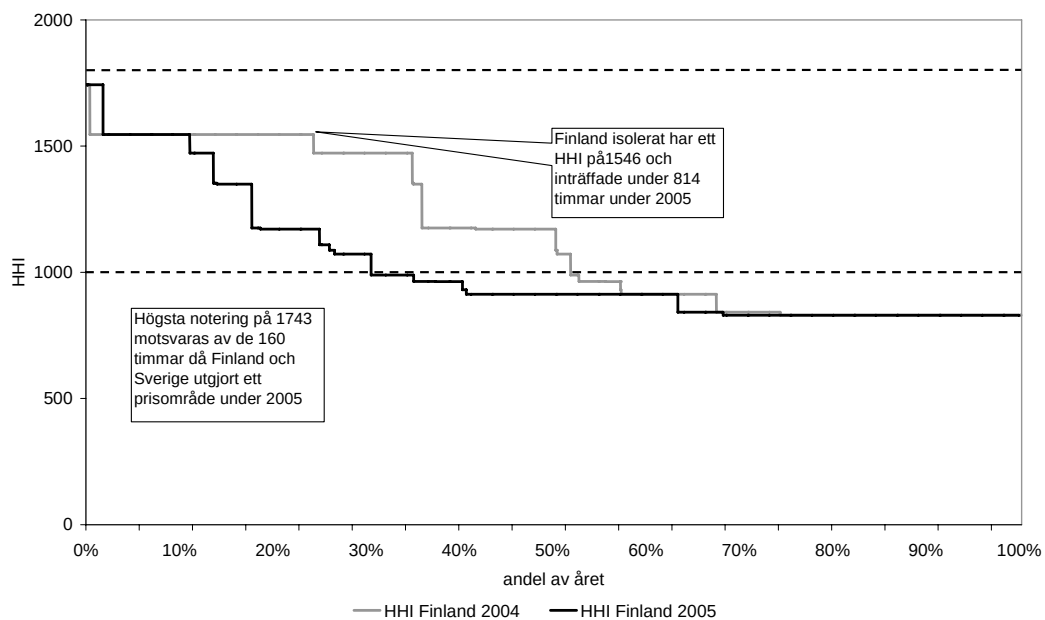
Själland



Figur B6 HHI för Själlands råkraftsmarknad 2004 och 2005

Källa: Energimarknadsinspektionen

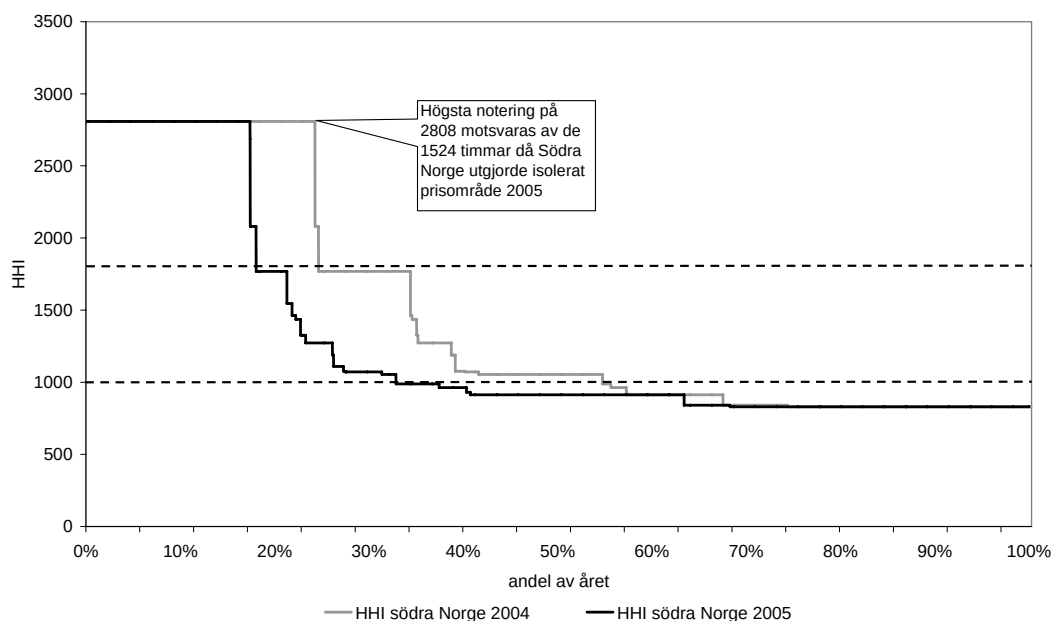
Finland



Figur B7 HHI för Finlands råkraftsmarknad 2004 och 2005

Källa: Energimarknadsinspektionen

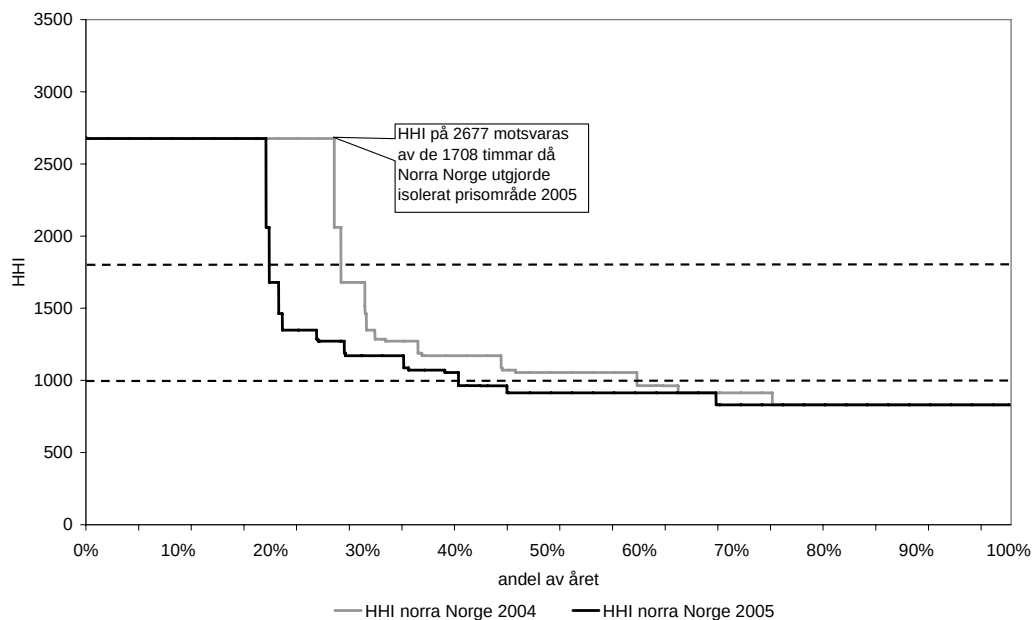
Södra Norge



Figur B8 HHI för södra Norges råkraftsmarknad 2004

Källa: Energimarknadsinspektionen

Norra Norge



Figur B9 HHI för norra Norges råkraftsmarknad 2004

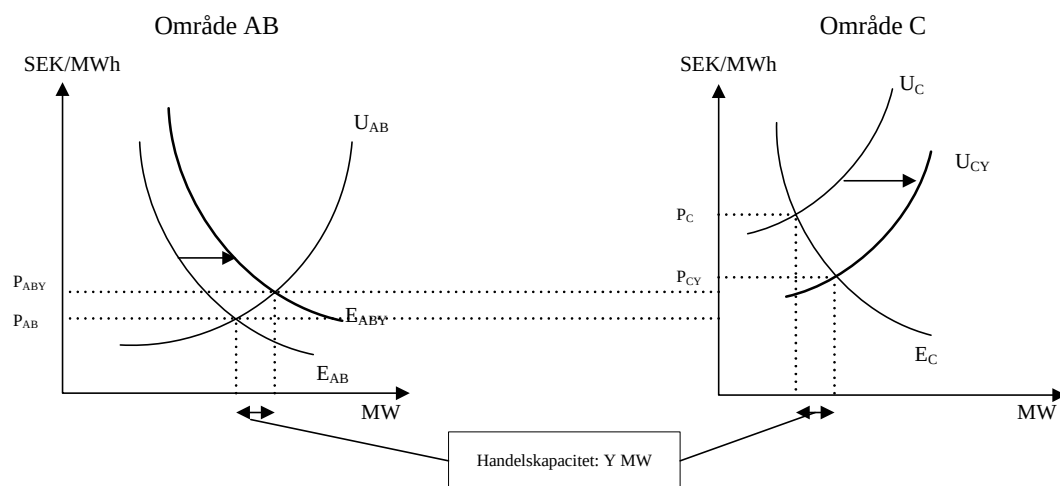
Källa: Energimarknadsinspektionen

Bilaga 4 Teoretiska principer för hantering av överföringsbegränsningar

Marknadsdelning, mothandel

Skulle överföringskapaciteten inom Norden vara oändlig skulle spotpriset alltid vara lika i hela Norden. Detta pris är definitionen för Nord Pools systempris, vilket är referenspris för finansiella kontrakt på Nord Pools finansiella marknad. Överföringen mellan två områden kan emellertid inte överstiga förbindelsens fysiska kapacitet (såvida mothandel inte genomförs). Den överföringskapacitet som är tillgänglig för handel benämns handelskapacitet och kan i vissa fall understiga förbindelsens fysiska kapacitet. I Energimyndigheten (2005a) konstaterades att samtliga nordiska systemansvariga, i varierande utsträckning, reducerade handelskapaciteter mellan elspotområden till följd av interna förhållanden inom respektive nät.

Reduktioner av handelskapaciteter och implikationer härav för handeln på spotmarknaden kan exemplifieras med en marknad bestående av två elspotområden AB och C, se figur B10. Område AB utgör lågprisområde i förhållande till område C. Om handelskapaciteten Y MW är tillgänglig kommer Y MW att flöda från AB till C. Detta flöde motsvaras av att efterfrågan i lågprisområdet AB skiftar från E_{AB} till E_{ABY} med ett resulterande pris om P_{ABY} .



Figur B10 Marknadsdelning mellan A, B och C

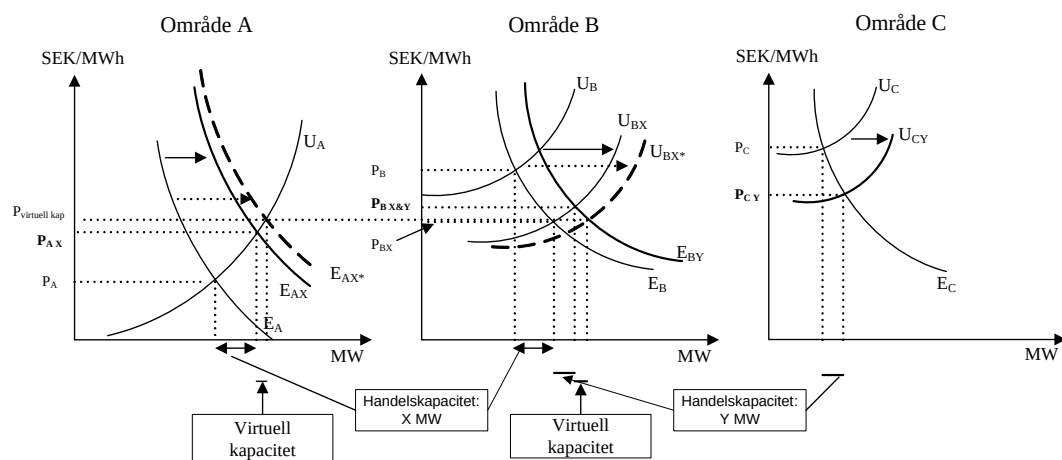
Källa: Energimarknadsinspektionen

I område C, vilket importerar kraft från AB, skiftar utbudskurvan från U_C till U_{CY} motsvarande kapaciteten mellan områdena. Genom att handel med kapacitet och energi sker samtidigt kommer kapaciteten mellan områdena att nyttjas i enlighet med prissignalen och ett effektivt nyttjande av både överföringskapacitet och

produktionsresurser säkerställs. Kraften kommer att flöda från lågprisområdet AB till högprisområdet C.

Antag att det finns en begränsning internt i område AB. Den kan principiellt hanteras genom att dela in område AB i två områden, genomföra mothandel i driftsfasen för att lösa begränsningen eller reducera möjligheten för handel till område C.

I det följande presenteras hur den interna begränsningen inom område AB kan hanteras genom att dela området i två separata elspotområden, separerade vid den interna begränsningen, se figur B11 Område AB delas sålunda in i två områden A och B med en maximal överföringskapacitet dem emellan om X MW.



Figur B11 Marknadsdelning mellan A, B och C, och AB som ett virtuellt oändligt starkt nät

Källa: Energimarknadsinspektionen

Eftersom A, isolerat, utgör området med lägst pris kommer övriga områden att efterfråga kraft från område A. Kraften kan inte flöda direkt från A till C eftersom det inte finns en direktförbindelse mellan dessa områden. Enkelt uttryckt kommer kraft att flöda från A till B och från B till C inom ramen för den tillgängliga handelskapaciteten i enlighet med marknadens önskan om överföring av kraft. Efterfrågeökningen i område A visas i figur B11 genom att efterfrågekurvan skiftar utåt motsvarande den kapacitet som är tillgänglig för handel. I B skiftar utbudskurvan från U_B till U_{BX} motsvarande utbudet från A. Priset i område C är högre än i B varför marknaden önskar att kraft ska flöda från B till C inom ramen för den tillgängliga handelskapaciteten. Denna önskan motsvaras av att efterfrågan i B skiftar från E_B till E_{BY} medan utbudskurvan i C skiftar från U_C till U_{CY} . Priset kommer att bli lägst i A, P_{AX} , något högre i B, $P_{BX&Y}$, och högst i C, P_{CY} .

Ju större handelskapacitet mellan områdena, desto mindre blir prisskillnaderna mellan områdena. Vid tillräckligt stora handelskapaciteter blir priserna lika i alla tre områdena. I detta exempel steg priset i A medan det sjönk i både B och C till följd av handeln mellan områdena.

Skulle A och B ha utgjort ett elspotområde, AB, hade förbrukare och producenter mött samma spotpris oavsett var i området de är lokaliserade. Konsekvenserna för aktörer i område A och B studeras genom att i figuren introducera virtuell kapacitet motsvarande den kapacitet som krävs för att uppnå lika priser i A och B vid två separata elspotområden och en handelskapacitet om Y MW mellan område B och område C. Den virtuella kapaciteten innebär att utbudet i område B motsvaras av U_{BX^*} och efterfrågan i A av E_{AX^*} . Efterfrågan i området B motsvaras av E_{BY} . Konsekvensen av den virtuella kapaciteten, det vill säga osynliggörandet av den interna begränsningen på spotmarknaden genom att priset inte tillåts skilja mellan A och B, är högre priser i område A och lägre priser i område B jämfört med om den fysiska begränsningen reflekterats i spotpriset genom att A och B utgjort två separata elspotområden.

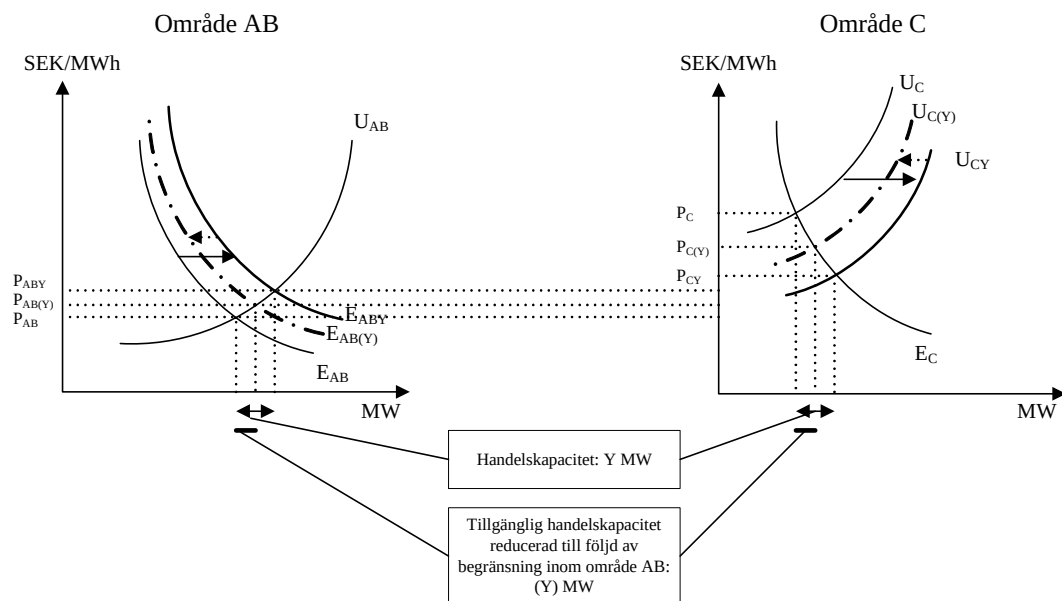
När priset i exemplet inte tillåts att skilja sig mellan områden trots att det finns en fysisk begränsning dem emellan kommer det att uppstå en intern flaskhals i område AB. Detta framgår i figur B11 genom att den virtuella kapaciteten medför att den fysiska kapaciteten X MW överskrids. Den interna flaskhalsen måste i så fall hanteras därefter genom mothandel i driftsfasen. Vid mothandel i driftsfasen reglerar den systemansvariga upp produktion/ned förbrukning i område B och reglerar ned produktion/upp förbrukning i område A.

Reducering av handelskapaciteter

Om den interna flaskhalsen mellan A och B i stället flyttas till gränsen mellan B och C reducerar den systemansvarige för A och B i stället handelskapaciteten till område C i syfte att begränsa flödet mellan A och B så att det inte överskrider X MW. Detta åskådliggörs i figur B12 där område A och B återigen utgör ett gemensamt område AB.

Den reducerade handelskapaciteten (Y) MW gör att utbudet i område C minskar till följd att maximal handel inte tillåts. Detta illustreras i figur B12 genom att utbudet i område C, U_{CY} skiftar inåt till $U_{C(Y)}$. I område AB skiftar efterfrågan inåt från E_{ABY} till $E_{AB(Y)}$. Följden är högre pris i område C och lägre pris i område AB i förhållande till när handelskapaciteten mellan områdena uppgår till förbindelsens fysiska kapacitet Y MW, jämför figur B10 respektive B11.

Den ökade prisskillnaden vid reduktion av handelskapaciteten mellan områdena avspeglar en total välfärdsförlust. Orsaken till välfärdsförlusten är att relativt sett billigare produktionsökningar/förbrukningsminskningar i område B måste ersättas av dyrare anpassningsåtgärder i område C.



Figur B12 Marknadsdelning mellan A, B och C vid reducerad handelskapacitet för att säkerställa att ingen mothandel behövs mellan A och B

Källa: Energimarknadsinspektionen

Bilaga 5 Referenser till bilagor

Allayannis, G. och J.P. Weston (2001). "The Use of Foreign Currency Derivatives and Firm Market Value". *Review of Financial Studies*, 14: 243–276.

Allaz, B. (1992). "Uncertainty and strategic forward transactions". *International Journal of Industrial Organisation*, 19: 297-308.

Bai, W., S. Turner, G. Ames och J. Epperson (2003). "*Efficiency in Electricity Futures Markets*". Working paper, Department of Agricultural and Applied Economics, University of Georgia.

Bergman, L. (2005b). "Addressing market power and industry restructuring." SESSA, Bryssel 9 september 2005.

Blumsack, S., D. Perekhodtsev och L. Lave (2002). "Market Power in Deregulated Wholesale Electricity Markets: Issues in Measurement and the Cost of Mitigation". *Electricity Journal*, November: 11-24.

California Independent System Operator [CAISO] (2002). "*Predicting Market Power Using the Residual Supply Index*." Presenterad för FERC Market Monitoring Workshop 3-4 december 2002.

Deng, D. (2005). "*Essays on the financial aspects of power prices at the Nord Pool power exchange*". Center for Finance, Department of Economics, Göteborgs universitet.

ECON (2004b). "*Övervakning av markedsakt i kraftmarkedet*." Utarbeidet for Konkurransetilsynet og NVE.

Energimyndigheten (2005a). "*Hantering av begränsningar i det svenska överföringssystemet för el - ett nordiskt perspektiv*." Rapport ER 2005:11.

Fama, E.F. (1970). "Efficient capital markets: a review of theory and empirical work". *Journal of Finance*, 25: 383-417.

Finansinspektionen (2005). "*Den finansiella elmarknaden*". Rapport 2005:6.

Froot, K., D. Scharfsten och J. Stein (1993). "Risk management: Coordinating Corporate Investment and Financing Policies". *Journal of Finance*, 48: 1629-1658.

Gjolberg, O. och T. Johansen (2001). "*Electricity futures: inventories and price relationship at Nord Pool*" Working paper. Department of Economics and Social Science, Agricultural University of Norway.

International Energy Agency [IEA], (2005). "*Lessons from Liberalised Electricity Markets*".

Kim, M., D. Kliger och B. Vale (2003). "Estimating switching costs: the case of banking". *Journal of Financial Intermediation*, 12: 25–56.

Kredittilsynet (2005). "*Kredittilsynets tilsyn med kraftderivatmarkedet*".

Liski, M. och J-P. Montero (2005). "*Forward trading and collusion in Oligopoly*" Working paper. Center for Energy and Environmental Policy Research.

Mayhew, S. (2000). "*The impact of Derivatives on Cash Markets: What have we learned?*" Working paper. Department of Banking and Finance, Terry College of Business, University of Georgia.

Moulton, J.S. (2005). "*California electricity futures: the NYMEX experience.*" *Energy Economics*, 27: 181-194.

Newberry, D., R. Green, K. Neuhoff och P. Twomey (2004). "*Review of monitoring of market power - The Possible Roles of TSOs in Monitoring for Market Power Issues in Congested Transmission Systems*". Rapport på uppdrag av ETSO.

Nilsson, M. (2005). "Electric power oligopoly and suspicious minds - a critique of a recently approved Merger". *Energy Policy*, 33: 2023-2026.

Nord Pool, www.nordpool.com.

Nordel (2004). "*Regler förhåndtering av flaskehalser- vurderiging av tilgjennlighet på kapacitet och muligheter för ökt mothandel*". Rapport fra Nordel ad hoc gruppe Augusti.

Nordel,(2005). "*Power balance winter 2005-2006*" November 2005.

Nordel/CERA., (2002). *Market Power in Power Markets: Restructuring in Nordic and Northern Europe and Use of Concentration Measures*. www.nordel.org

Nordic Competition Authorities, the (2003). "*A Powerful Competition Policy – Towards a more coherent competition policy in the Nordic market for electric power.*"

Ross, T.W. (1992). "Cartel Stability and Product Differentiation". *International Journal of Industrial Organization*, 10:1-13.

Rudkevich, R. Duckworth och M. Rosen (1998). "Modeling Electricity Pricing in a Deregulated Generation Industry: The Potential for Oligopoly Pricing in a Poolco". *Energy Journal*, 19: 19-48.

Sheffrin, A. (2002). "Predicting Market Power Using the Residual Supply Index". Presenterad vid *FERC Market Monitoring Workshop* 3-4 december, 2002.

Sturluson, J. T. (2003). "*Consumer Search and Switching Costs in Electricity Retailing*".

Bilaga 6 Underlagsrapporter

I denna bilaga återfinns underlagsrapporterna till utredningen:

1. ECON – *”Handelsmarginalernas utveckling på elmarknaden”*
2. EME Analys – *”Konkurrensen på elmarknaden – Resultat från en intervjuundersökning med aktörer på elmarknaden”*
3. Roger Fredriksson – *”Konsumenterna och elreformen: välgrundad besvikelse – Analys och förslag med konsumenternas perspektiv”*

Rapport 2006-009

**Handelsmarginalernas
utveckling på
elmarknaden**

Handelsmarginalernas utveckling på elmarknaden

Framtagen på uppdrag av
Energimarknadsinspektionen

ECON Analys AB

Artillerigatan 42, 5 tr, 114 45 Stockholm, Tel: 08-528 01 200, Fax: 08-528 01 220, <http://www.econ.se>

Innehåll:

BAKGRUND.....	3
1.1 Uppdraget.....	3
1.2 Arbetets uppläggning.....	3
1.3 Rapportens disposition.....	4
2 SKATTNING AV HANDELSMARGINALER.....	5
2.1 Undersökningens uppläggning	5
2.2 1-års fastprisavtal Sverige.....	8
2.3 Skattningens resultat för Sverige	10
2.4 Skattningens resultat för Norge	17
2.5 Jämförelse av resultaten för Sverige och Norge	20
2.6 Skattningens resultat för Danmark	22
2.7 Skattningens resultat för Finland	23
3 SKATTNING AV PRODUCENTERNAS BRUTTOMARGINALER.....	25
4 AVSLUTANDE KOMMENTARER.....	29
BILAGA 1 – METOD FÖR SKATTNING	30
BILAGA 2 – VILKA ELHANDELSFÖRETAG SOM INGÅR I UNDERSÖKNINGEN	32

Bakgrund

1.1 Uppdraget

Inom ett uppdrag från regeringen rörande konkurrensens utveckling på elmarknaden vill Energimarknadsinspektionen genomföra en studie av handelsmarginalernas utveckling på elmarknaden. ECON har tidigare genomfört en studie där elhandelsföretagens handelsmarginaler studerades på uppdrag av Energimyndigheten. Detta arbete genomfördes först 2001 för att sedan uppdateras vid ett senare tillfälle år 2002. Detta redovisade ECON i rapporterna Utveckling av handelsmarginaler i elhandel (ECON rapport 68/01) samt Handelsmarginaler och förutsättningar i elhandel (ECON rapport 84/02). I de tidigare studierna har fokus legat på elhandelsföretagen i Sverige. Energimarknadsinspektionen är nu intresserad av att vidga fokus till att gälla såväl elhandelsföretagens bruttomarginaler på slutkundmarknaden som producenternas bruttomarginaler på grossistmarknaden. Energimarknadsinspektionen vill även att fokus skall vidgas även geografiskt till att omfatta hela den nordiska elmarknaden (undantaget Island).

1.2 Arbetets uppläggning

Uppdraget omfattar två huvuddelar:

1. Skattning av elhandelsmarginaler

I ECONs föregående rapport från år 2002 gjordes en självständig skattning av handelsmarginalens utveckling baserad på tillgänglig, offentlig prisstatistik. Efter överenskommelse med uppdragsgivaren har ECON i den nu föreliggande rapporten valt att i stort följa samma metod vid skattningen av elhandelsmarginalerna.

Skattningen har gjorts för sådana försäljningsavtal där det kan antas att företagen köper in den kraft som skall levereras på sådant sätt att inköpspriserna i stort sett följer Nord Pools priser. Liksom i tidigare rapporter har vi valt att koncentrera skattningen av handelsmarginaler till 1-åriga avtal för vilka det kan antas att företagens inköpspriser följer Nord Pools terminspriser. Utöver 1-åriga avtal inkluderas även avtal med rörligt pris vilka i normalfallet är månadspriser kopplade till Nord Pools spotpris. Den geografiska omfattningen för skattningen sammanfaller med Nord Pools börsområde, dvs Sverige, Norge, Danmark samt Finland. Den aktuella perioden som omfattas i skattningen sträcker sig från

januari 2004 till december 2005. Liksom i de förra rapporterna har undersökningens mätpunkter varit varje månadsskifte under perioden.

2. Skattning av producenternas bruttomarginaler

En utvidgning från ECONs tidigare rapporter rörande skattningen av elhandelsmarginaler innebär en ansats att skatta bruttomarginalerna för de producenter som är verksamma på grossistmarknaden. Denna skattning innebär en estimering av företagens rörliga produktionskostnader för att därigenom kunna skapa en bild av de bruttomarginaler som producenterna kan sägas erhålla. En viktig faktor i detta sammanhang är att vi i denna skattning inte känner till företagens faktiska prissäkringsstrategier med avseende på produktionen. Detta gör att det i sammanhanget blir svårt att säga något entydigt om de faktiska bruttomarginalerna. Vi kommer därför att beskriva olika fall av produktion som är representativ för ett urval av producentföretag som är verksamma inom Nord Pools marknadsområde.

Den metod vi valt innebär en skattning av marginalen över rörlig kostnad. Det rör sig därmed om en skattning av företagets täckningsbidrag givet viss produktion och försäljning till gällande spotprisnivå. Detta innebär vidare att det inte ska ses som en beräkning av företagets rena vinst då bland annat inga avdrag görs för att täcka de risker som företagen måste hantera. Beräkningen ger endast ett grovt mått på företagets marginal över den rörliga produktionskostnaden givet en viss spotprisnivå.

En annan faktor som kommer upp i debatten i samband med konkurrensfrågor och elmarknaden handlar om marknadsmakt. Förekomsten av marknadsmakt eller hur detta skulle kunna påverka företagets marginal berörs inte i de skattningar som görs i denna studie.

1.3 Rapportens disposition

Den fortsatta framställningen har disponerats på följande sätt:

- I kapitel 2 beskrivs utvecklingen av handelsmarginalen i Sverige, Norge, Danmark och Finland.
- I kapitel 3 redovisas en skattning av utvecklingen av bruttomarginalerna för ett urval av producentföretag verksamma i Sverige, Norge, Danmark samt Finland.

2 Skattning av handelsmarginaler

I ECONs tidigare rapporter där handelsmarginalernas utveckling skattats har självständiga beräkningar gjorts utifrån offentlig prisstatistik som kunnat uppbringas. I denna rapport baseras skattningen på samma upplägg samt utvidgas rent geografiskt till att omfatta hela Nord Pool området.

2.1 Undersökningens uppläggning¹

Med handelsmarginal avses i uppdraget skillnaden mellan elhandelsföretagens försäljningspriser till slutkund och deras inköpspriser för motsvarande kraft. ECON har, givet vissa antaganden, kopierat elhandelsföretagens inköpsmetodik vid ett antal månadsskiften. Genom att månadsvis beräkna ett inköpspris för en angiven kontraktperiod, och jämföra detta med elföretagens verkliga försäljningspriser för samma period, får man en metod som på ett konsekvent sätt visar *trenden* i elhandelsmarginalens utveckling, snarare än den verkliga handelsmarginalen. Resultatet kan fluktuera en hel del, men visar utvecklingen och trenden på ett tydligt sätt.

En annan metod att mäta handelsmarginalen skulle kunna vara att se på elhandelsföretagens totala kraftanskaffningskostnader under exempelvis ett kalenderår, och jämföra denna kostnad med de totala försäljningsintäkterna. Problemet är att elhandelsföretagen kan ha svårt (och/eller av affärsstrategiska skäl vara ovilliga) att ange dessa kostnads- och intäktsposter i renodlad form², samt att mätningen inte ger någon detaljerad information om utvecklingen.

Mot denna bakgrund har ECON för skattningen valt att studera en typ av försäljningsavtal där det kan antas att företagen köper in den kraft som skall levereras på sådant sätt att inköpspriserna i stort sett följer Nord Pools terminspris, dvs. i första hand tidsbegränsade avtal med fast pris.

Historiska terminspriser finns tillgängliga från Nord Pool. Utifrån dessa kan för varje tidpunkt som väljs att ingå i studien beräknas ett realistiskt inköpspris för en

¹ Metoden beskrivs närmare i bilaga 1.

² Detta visade sig också i en av ECONs förra rapporter kring handelsmarginaler (rapport 68/01). I denna sökte vi beskriva autentiska handelsmarginaler med stöd av en enkät kring inköps- och försäljningspriser, riktad till ett större urval av elhandelsföretag. Svarsfrekvensen blev dock relativt låg.

viss kundkategori och tidsperiod. För att på ett realistiskt sätt skatta historiska inköpspriser krävs dock tillgång till bl.a. samma prisinformation som företagen hade vid de tidpunkter som väljs för skattningen. Detta kräver i sin tur kunskap om ett antal olika faktorer, såsom t.ex. valutakurser och eventuella skillnader mellan prisområden. För en utförligare beskrivning av vilken bakgrundsinformation som krävs, samt av hur metoden mer i detalj är konstruerad, hänvisas till bilaga 1.

Den använda metoden för att skatta inköpspriser lämpar sig särskilt väl för försäljningsavtal som är tidsbegränsade och har fast pris, eftersom man då kan beräkna gällande marknads-/terminspris för den period som motsvarar försäljningsavtalets längd. I föregående rapporter valde ECON att koncentrera skattningen av handelsmarginaler till 1-åriga avtal. Även i den föreliggande rapporten är fokus på 1-års fastprisavtal men även avtal baserade på spotpriset, så kallade rörligt prisavtal, finns med som jämförelse i studien.

Det är lättare att finna den för studien nödvändig informationen om företagens försäljningspriser till slutkunder, än att finna information om deras inköpspriser. Inte heller beträffande försäljningspriser går det dock att finna någon helt uttömmande statistik som möjliggör historiska jämförelser av hur enskilda företags priser utvecklats. Relativt många elhandelsföretags försäljningspriser finns dock tillgängliga för olika tidpunkter via t.ex. nyhetstjänster på Internet. Hur denna information görs tillgänglig skiljer sig mellan länderna inom Nord Pool området. Det har därför visat sig svårt att genomföra en fullständig jämförelse mellan länderna. Det är framförallt möjligt att jämföra priserna mellan Sverige och Norge helt enkelt av den anledningen att det för dessa länder finns tillgänglig statistik i betydligt större utsträckning än för Danmark och Finland.

Skattningen i rapporten omfattar för svensk och norsk del ett betydande antal av de elhandelsföretag som är aktiva på marknaden. Huvudsakligen har all relevant tillgänglig data som kunnat erhållas inom studiens resursramar använts. För svensk del innebär det att skattningen omfattar ett 25-tal elhandelsföretag. Dessa tillhör de mest aktiva på elmarknaden, vilket även innebär att bl.a. de numera tre största företagen (Fortum/Birka, EON/Sydkraft och Vattenfall) finns med. Uppskattningsvis svarar de inkluderade företagen för ca 80 % av landets elkunder. Uppgifter om företagens försäljningspriser har sammanställts med hjälp av uppgifter hämtade från Internet.³ För Norge har också relativt god data kunnat samlas in. Källan är där de inrapporterade priser som redovisas av norska Konkurrensetillsynet. Uppskattningsvis svarar de inkluderade företagen för ca 50 % av landets elkunder. Det har varit betydligt svårare att erhålla bra dataserier på företagens försäljningspriser i Danmark och Finland. En konsekvens av detta är att en fullständig jämförelse mellan länderna ej går att genomföra. Vi kommer därför att fokusera jämförelsen på Sverige och Norge medan det som finns att redovisa för Danmark och Finland mer ingår i studien som illustrationer på situationen i dessa länder.

Försäljningsprisstatistiken avser hushållskunder. ECON har valt att göra skattningen av handelsmarginalen för två olika förbrukningsnivåer, motsvarande typkunderna från lägenhet och villa utan elvärme (5 000 kWh/år) och villa med

³ Uppgifterna för Sverige är i första hand hämtade från Montel (www.montel.no), med vissa kompletteringar från företagens egna hemsidor.

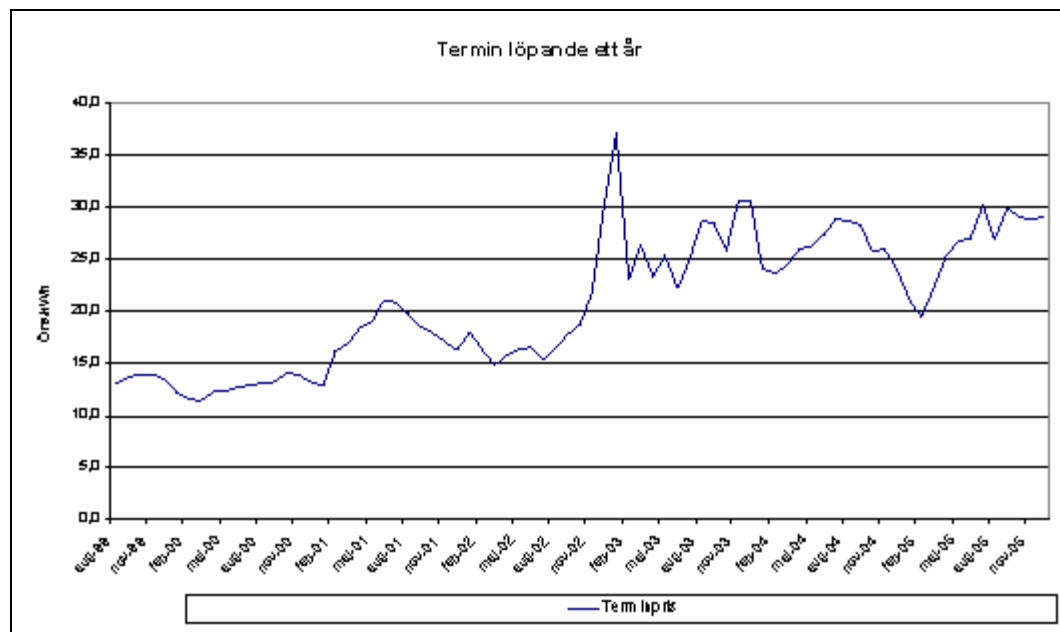
elvärme (20 000 kWh/år). ECON har särskilt studerat spridningen på elhandelsföretagens elpriser som tillämpas för hushållskunder för år 2004 och 2005.

Fokus på datainsamlingen har legat på perioden den 1 januari 2004 till den 31 december 2005. Undersökningens mätpunkter är varje månadsskifte under perioden. Där data har varit lätt tillgängligt har även i vissa fall äldre statistik inkluderats för jämförelsens skull.

Elprisernas utveckling för inköp och försäljning

För skattningen används ett beräknat inköpspris baserat på terminspriserna på Nord Pool. Detta inköpspris motsvarar i varje mätpunkt det pris till vilket elhandlaren kunde köpa kraften på marknaden, och är en vägning av kontrakt noterade på Nord Pool för den relevanta leveransperioden, alltså 1 år framåt med början vid leveransstart. I Figur 2.1 nedan redovisas utvecklingen av det skattade inköpspriset under perioden.

Figur 2.1 Prisutveckling termin

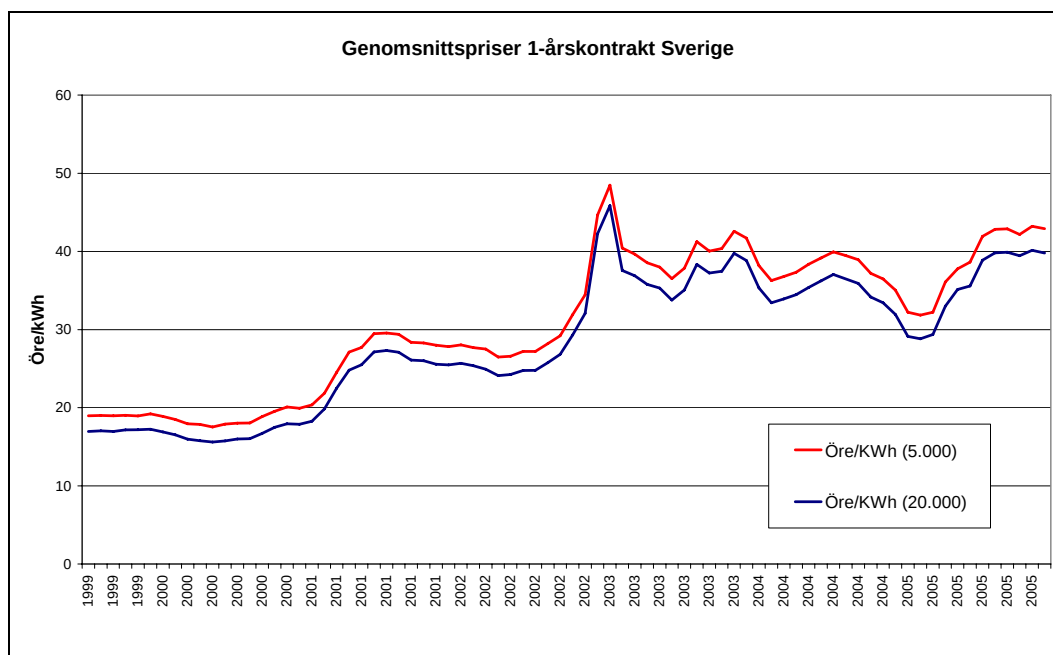


Som framgår av Figur 2.1 har terminspriset stigit relativt kraftigt under 2002-2003 för att sedan plana ut på en högre nivå jämfört med tidigare. Under 2004 -2005 är det svårare att peka på en klar trend. Det framgår att priset fortsatt fluktuerat en hel del, men det handlar nu mer om svängningar kring en högre nivå. Under vintern 2004-2005 var det dessutom en längre period med fallande terminspris innan priserna åter sköt uppåt. Således låg det här använda terminspriset på drygt 25 öre/kWh i maj 2004, för att sedan på hösten falla och i februari 2005 vara under 20 öre/kWh innan det åter steg kraftigt mot närmare 30 öre/kWh i oktober 2005.

2.2 1-års fastprisavtal Sverige

På det stora hela har de undersökta företagens försäljningspriser till 1-års fastprisavtal följt terminsprisernas utveckling under perioden, se Figur 2.2 nedan. I figuren visas försäljningspriserna inklusive eventuell fast avgift, men exklusive elcertifikat, elskatt och moms.

Figur 2.2 *Genomsnittligt försäljningspris, 1-års fastprisavtal, inklusive fast avgift*



Företagen i undersökningen erbjuder i allmänhet samtliga sina kunder med 1-års fastprisavtal, oavsett förbrukningsstorlek, såväl samma pris för själva elen som samma fasta årsavgift i kronor räknat. Att priserna för de olika kundkategorierna varierar parallellt med varandra beror därmed på att den fasta avgiften per förbrukad kWh är högst för de kunder som förbrukar minst.

Det är avsevärt svårare att göra en korrekt skattning av inköpspriserna för tillsvidareavtal än för fastprisavtal med t.ex. 1 års löptid. En del av detta problem är att det är mycket svårt att försöka replikera elhandelsföretagens planering av kraftinköp avseende tillsvidarekunderna då deras behov är mycket osäkert. Detta kommer av att dessa kunder kan byta leverantör med en månads varsel istället för som i de tidsbegränsade fastprisavtalen vara bundna fram till ett visst bestämt datum.⁴ Varken i tidigare rapporter eller i den nu föreliggande har vi därför funnit det meningsfullt att söka skatta handelsmarginalerna i tillsvidareavtal.

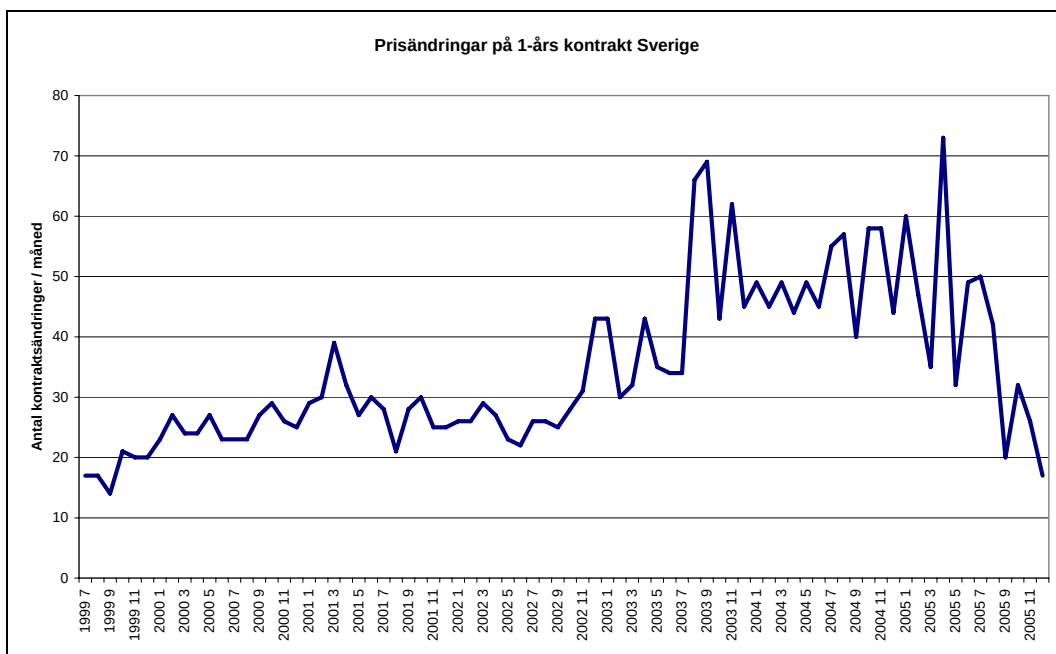
Sedan införandet av schablonberäkning den 1 november 1999 finns formellt sett inga hinder mot att byta elleverantör. Trots detta har en betydande andel av i synnerhet hushållskunder med mindre förbrukning avstått från att agera på den fria elmarknaden, dvs. man har varken bytt leverantör eller omförhandlat sitt avtal

⁴ Detta utvecklas vidare i ECON rapport 68/01.

med den gamla leverantören, utan har istället kvar sitt gamla tillsvidareavtal. Statistiken på detta område är relativt bristfällig, men en allmän uppfattning är att det ändå är en stigande andel som bytt leverantör eller omförhandlat sitt gamla avtal. Andelen anses allmänt stiga med kundens förbrukning vilket innebär att bland större användare såsom hushåll med eluppvärmda villor har ändå en relativt stor andel antagligen valt att agera på den fria elmarknaden.

Vi kan också konstatera att det i tider av fluktuerande elpriser på terminsmarknaden även blir tätare justeringar av de fastprisavtal som bjuds ut till hushållskunderna. Detta illustreras i Figur 2.3 där antalet prisförändringar som de studerade elhandelsföretagen sammanlagt aviserat per månad visas. Vi ser i figuren hur antalet aviserade prisändringar under perioden stigit kraftigt under de mer pristurbulenta perioderna för att sedan sjunka tillbaka när prisbildningen på terminsmarknaden åter stabiliserats något.

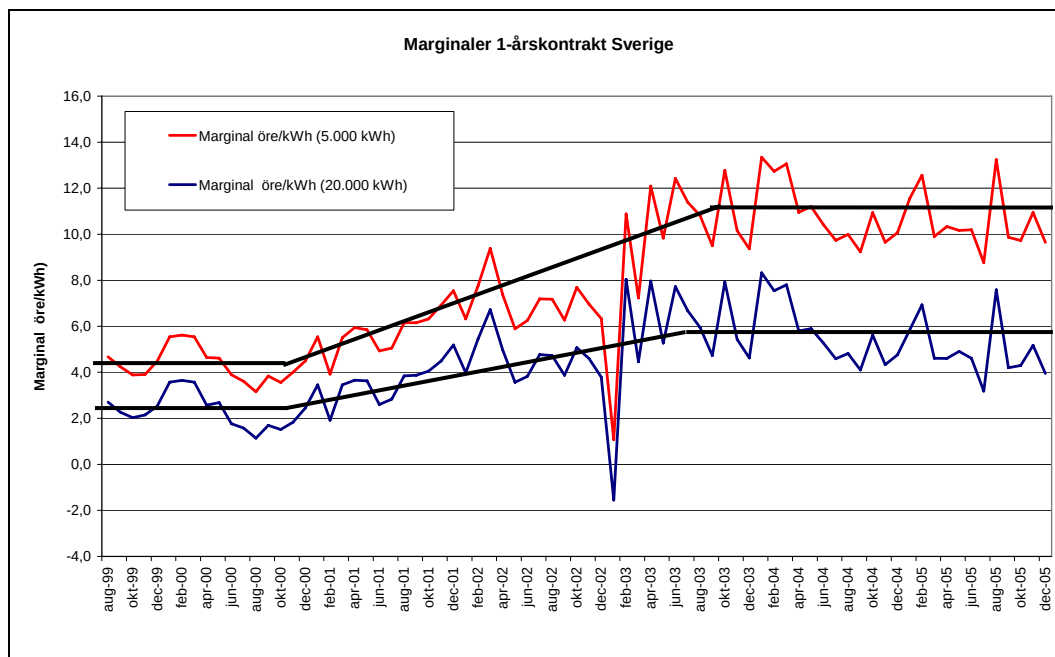
Figur 2.3 *Antal aviserade prisförändringar på 1-årsavtal under perioden*



2.3 Skattningens resultat för Sverige

Utifrån de inköps- och försäljningspriser som redovisats i Figur 2.1 och Figur 2.2 ovan har ECON beräknat genomsnittliga handelsmarginaler för 1-års fastprisavtal för de olika kundkategorierna. Resultatet redovisas i Figur 2.4.

Figur 2.4 Skattad genomsnittlig handelsmarginal för 1-årskontrakt i Sverige



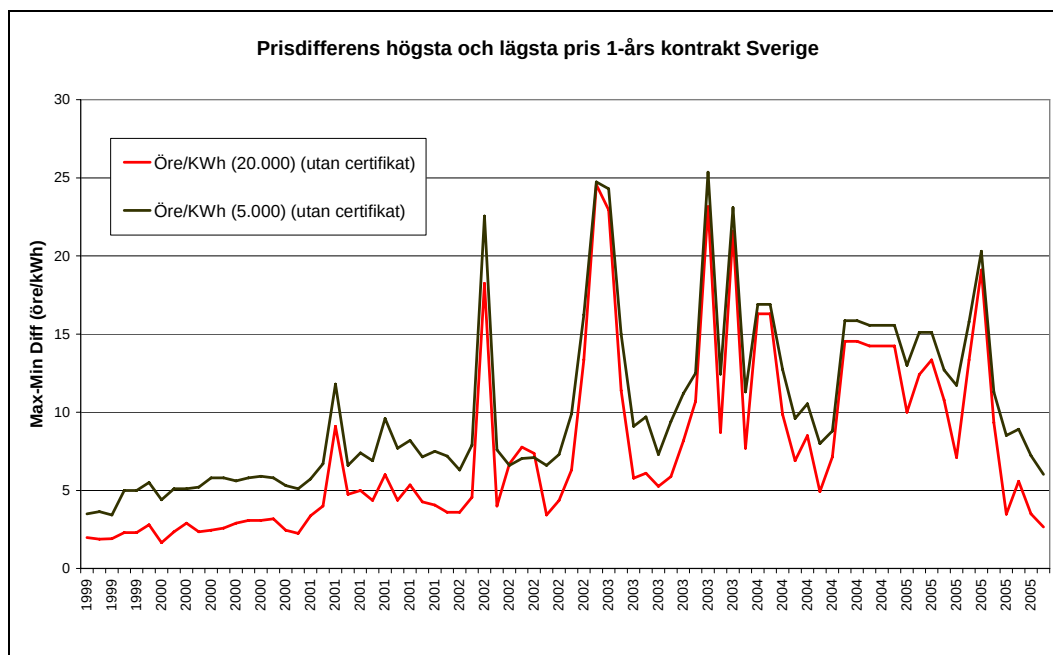
I figuren skiljer vi på hushåll med en årlig förbrukning på 5 000 kWh och hushåll med en årlig förbrukning på 20 000 kWh. Då den ofta förekommande fasta komponenten i fastprisavtalen i de flesta fall är lika stor oavsett kundens årliga förbrukning blir den skattade marginalen sett per kWh större för gruppen av kunder med den lägre förbrukningen. Den fasta avgiften har tagits bort av några leverantörer men det stora flertalet i datamaterialet har en fast avgift kvar. För de som har en avgift ligger intervallet från knappt 150 kr/år upp till knappt 400 kr/år. Vi ser lite längre fram i studien på utvecklingen av de fasta avgifterna för att se hur stor betydelse dessa kan ha för de skattade marginalernas utveckling.

Enligt de linjära trendlinjer som placerats i diagrammet ser det tydligt ut som om vi över perioden från 1999 fram till slutet på 2005 haft en trend av stigande marginaler. Vid en närmare granskning ser vi att marginalerna steg kraftigt i början av 2003 i samband med den kraftigt höjda prisnivån och volatiliteten på terminsmarknaden som kom ur den mycket torra och bitvis kalla hösten och vintern 2002/2003. I samband med den högre prisnivån ökar värdet på den volymrisk som utgör en komponent bland de samlade risker som elhandelsmarginalen skall täcka. Det innebär ett behov av ökade marginaler under perioder med högre prisnivåer, detta speciellt i samband med högre volatilitet. Det framgår även att prishöjningen på terminsmarknaden då gick mycket fort med resultatet att elhandlarnas genomsnittliga marginaler enligt skattningarna under en period var mycket små och i vissa fall till och med negativa innan de justerade upp priserbjudandena till sina kunder.

Det framkommer vidare att när väl 2003 passerats ser de skattade marginalerna ut att ha stabiliserats på den svenska marknaden. Under 2004 och 2005 svänger de skattade marginalerna kring en relativt jämn nivå och det skulle även kunna gå att skönja en viss minskning av de genomsnittliga marginalerna för 2005 jämfört med 2004 även om 2005 innehåller en av de högsta topparna.

Vi har även beräknat differensen i pris mellan det högsta och det lägsta priserbjudandet i varje period. Detta redovisas i Figur 2.5 nedan.

Figur 2.5 *Beräknad prisdifferens mellan högsta och lägsta priserbjudande*



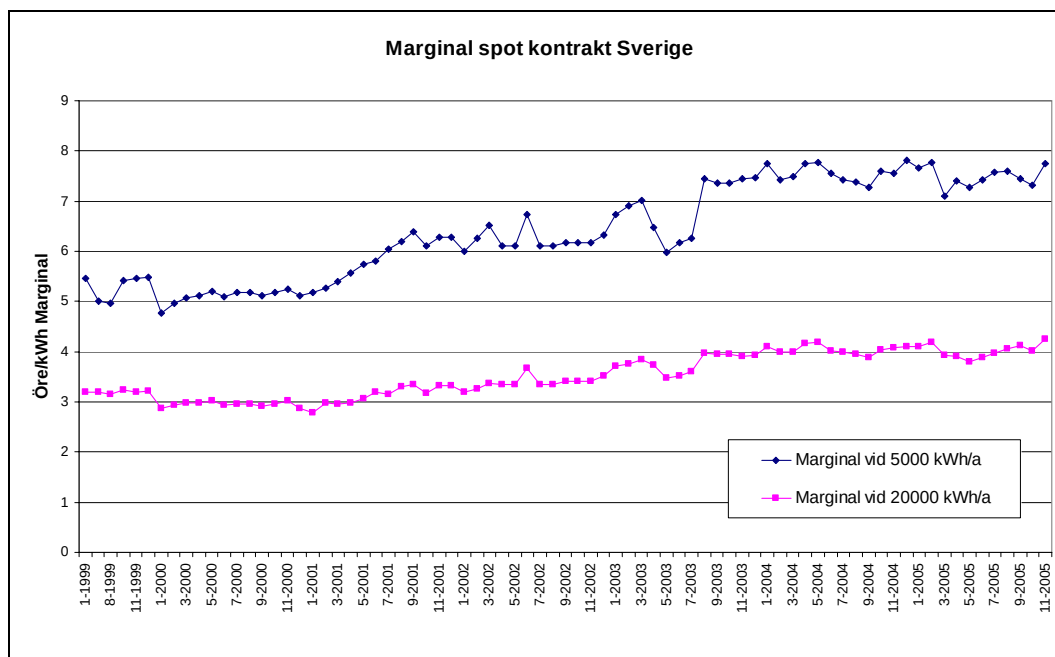
Det är slående hur stora skillnader det under vissa korta perioder varit mellan högsta och lägsta priserbjudande på 1-års fastprisavtal på den svenska marknaden. Det är klart att det är några elhandlare som reagerar snabbt när terminspriserna börjar röra på sig och justerar sina erbjudanden därefter. Vissa tar väldigt höjd i sina ändringar med en möjlig förväntan om att priströrelsen skall fortsätta och man vill inte komma fel på en gång efter att priset precis justerats. Inget tydligt mönster för detta har framkommit.

Jämför vi med bilden för terminskurvans utveckling kan vi sluta oss till att de stora differenserna mellan olika elhandlares erbjudanden uppstår i perioder då prisbilden är volatil och nivåerna höga. När den ena eller båda av dessa faktorer minskar sjunker även prisdifferenserna mellan högsta och lägsta priserbjudandet.

Marginal för kontrakt med rörligt pris i Sverige

De flesta av elhandlarna som erbjuder 1-års fastprisavtal har även erbjudanden till sina kunder om att ingå ett kontrakt med ett rörligt pris istället. Vanligt vis är detta ett pris som fastställs månadsvis i efterskott och beräknas som ett fast påslag på Nord Pools spotpris. I Figur 2.6 nedan redovisas utvecklingen av de genomsnittliga marginalerna för kontrakten med rörligt pris i Sverige. Även dessa kontrakt inkluderar en fast avgift som i beräkningarna fördelats över samtliga kilowattimmar.

Figur 2.6 Genomsnittliga elhandelsmarginaler kontrakt med rörligt pris i Sverige

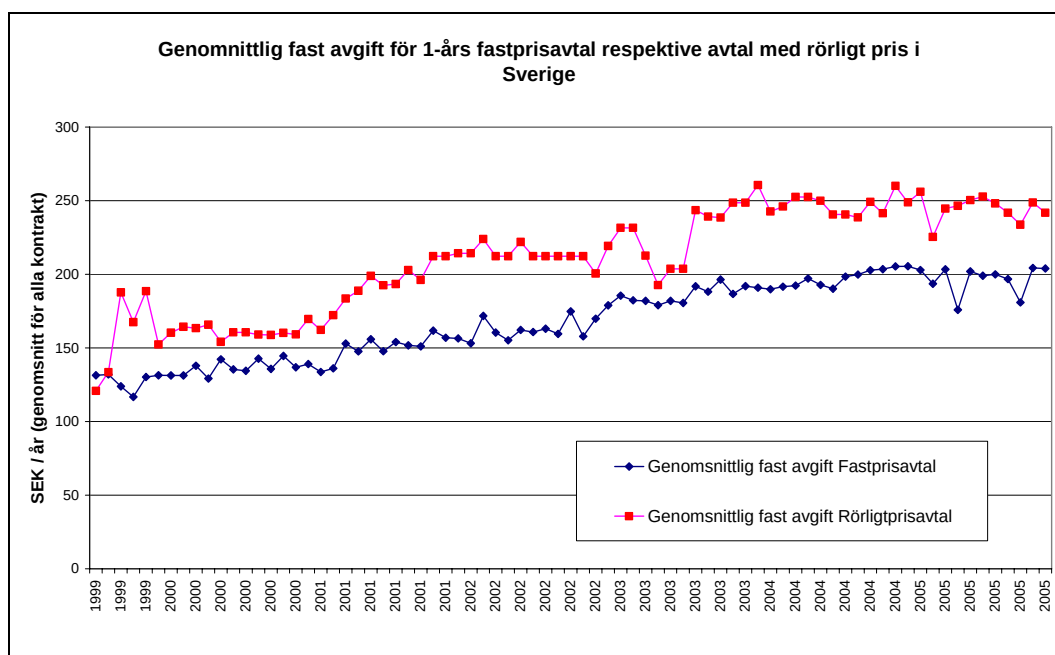


För dessa kontrakt ser bilden relativt tydlig ut. Det framgår av figuren att marginalerna har smugit sig upp sett över hela tidsperioden från 1999 fram till slutet av 2001. Detta gäller för såväl de mindre kunderna som förbrukar 5 000 kWh per år som för de större kunderna med en årsförbrukning om 20 000 kWh. Från 2002 till 2003 följde sedan en period med variationer kring en viss nivå. Mot slutet av 2003 ser sedan ett skift uppåt för marginalerna ut att ha hänt. Under 2004 och 2005 ser vi sedan hur marginalerna legat och varierat kring en ny högre nivå.

Den fasta avgiftens utveckling över tiden

För såväl 1-års fastpriskontrakt som kontrakt med rörligt pris har vi sett ett mönster som tyder på större marginaler. För att få en viss bild av hur stor betydelse den fasta avgiften har för denna utveckling har vi räknat fram ett genomsnitt för samtliga elhandlare över den aktuella perioden. I Figur 2.7 nedan visas denna utveckling för de båda kontraktsformerna 1-års fastprisavtal samt rörligt prisavtal.

Figur 2.7 Genomsnittlig fast avgift elhandelsavtal i Sverige



En tydlig bild som kommer fram gör gällande att den genomsnittliga fasta avgiften följt en stigande trend under i stort sett hela perioden. En uppgift för den fasta avgiften är att täcka de fasta kostnader som finns för elhandelsföretagen. En del av detta rör bland annat kundtjänst och den service man erbjuder sina kunder. I takt med att kraven på elhandelsföretagen stigit vad gäller kundtillgänglighet har satsningar gjorts för att bygga ut denna sida av verksamheten. De högre nivåerna på fasta avgifter skulle bland annat kunna vara ett utslag av detta.

Kopplar vi tillbaka till de skattade marginalerna för rörligpriskontrakten som steg över tiden, speciellt för kundgruppen med lägre förbrukning (5 000 kWh/år) förstår vi att uppgången i den fasta avgiften har betydelse då en höjning av den fasta avgiften blir större sett per kWh för en kund med lägre förbrukning än för de kunder som har en förbrukning kring 20 000 kWh/år. För avtal med rörligt pris har den genomsnittliga fasta avgiften stigit med ca 125 kr/år. För en kund med en förbrukning på 5 000 kWh/år, motsvarar det en höjd bruttomarginal på 2,5 öre/kWh, medan det för en kund med en förbrukning på 20 000 kWh/år motsvarar en höjd bruttomarginal med ca 0,6 öre/kWh. För dessa kontrakt svarar således den höjda fasta avgiften för nästan hela den höjda bruttomarginalen.

För avtal med fast pris har den genomsnittliga fasta avgiften stigit med ca 75 kr/år och bruttomarginalen har således stigit med ca 1,5 öre/kWh respektive 0,4 öre/kWh för de två kundkategorierna. Detta motsvarar således endast en mindre del av bruttomarginalhöjningen för fastpriskontrakten.

Skillnaderna i risker är sannolikt en betydelsefull förklaring till den skilda utvecklingen för de olika kontrakten. För kontrakt med rörligt pris är leverantörens risker främst kopplat till obalanser (det finns också en konkursrisk, dvs. att inte få betalt, vilken dock torde vara liten). Högre prisnivåer och en ökad volatilitet har därför en liten påverkan på riskerna/kostnaderna för denna typ av kontrakt. Det återspeglas i att påslaget på spotpriset har varit i det närmaste

konstant över tiden (borträknat den höjda fasta avgiften). Höjda kostnader torde därför i stor utsträckning vara kopplade till ökande kundhanteringskostnaderna.

För fastpriskontrakt är situationen fundamentalt annorlunda. Liksom för rörligt pris finns en risk kopplad till obalanser. Höjda prisnivåer och höjd volatilitet påverkar dock också pris- och volymrisken med ett fastpriskontrakt. Även exempelvis kontraktstrisken ökar, dvs. risken att priserna förändrats mellan det att man ställt ut en offert och kunden tecknar avtal vilket möjliggör att kontraktet kan prissäkras.

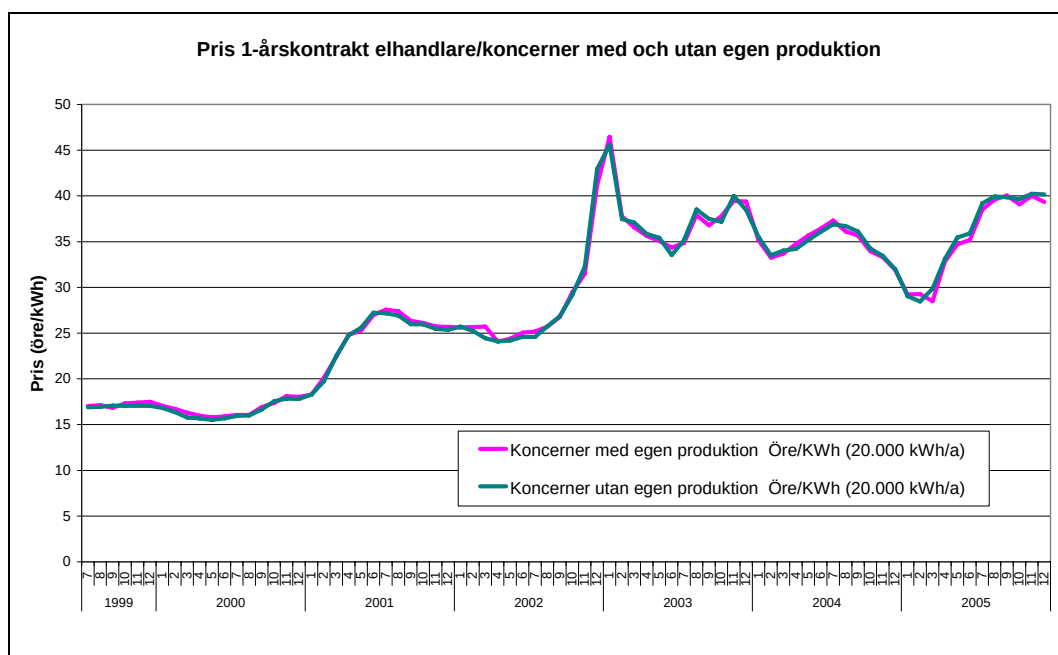
Skillnader mellan olika typer av elhandelsföretag?

De ovan redovisade skattningarna av handelsmarginalerna avser genomsnittet för samtliga i undersökningen ingående företag som är verksamma på den svenska marknaden. I detta avsnitt vill vi se om handelsmarginalernas utveckling varierat mellan olika typer av företag. I detta syfte har företagen grupperats i två olika grupper enligt följande kriterier:

- Typ av elhandelsföretag, dvs antingen renodlad elhandlare eller koncern med elhandelsföretag och nätföretag samt egen produktion av el.
- Typ av elhandelsföretag, men uppdelat utifrån om företaget har nätverksamhet eller inte.

I Figur 2.8 nedan redovisas priserna på 1-årskontrakt för elhandlare/koncerner med respektive utan egen produktion. Figuren avser kunder med en årsförbrukning på 20 000 kWh. Motsvarande figur för kunder med en lägre förbrukning skulle ge en liknande bild.

Figur 2.8 Pris 1-årskontrakt elhandlare/koncerner med och utan egen produktion



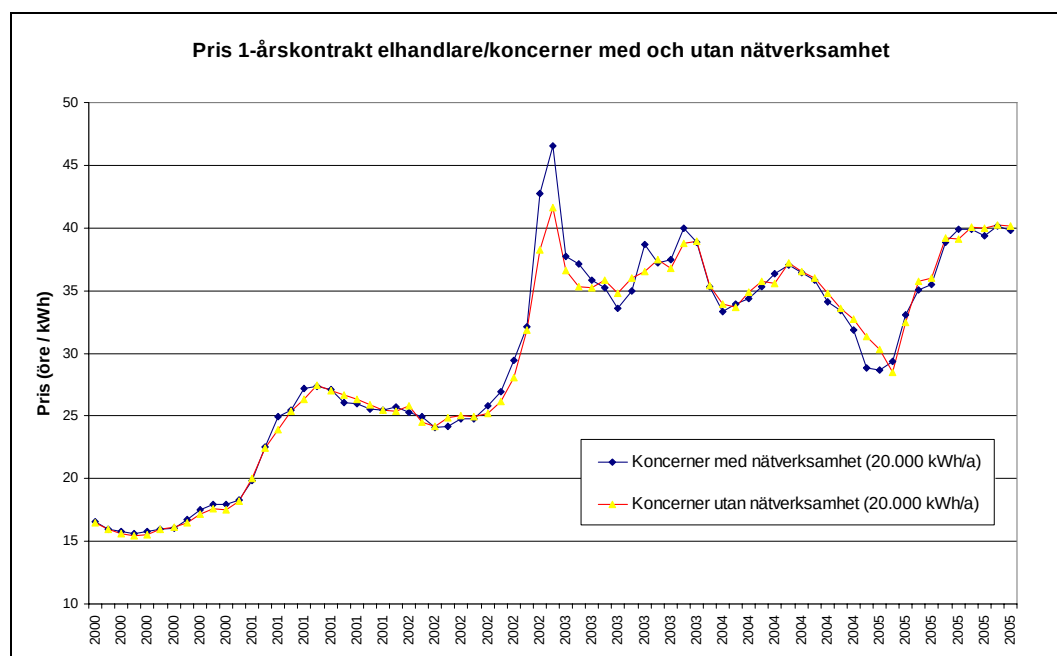
Det framgår av bilden som visar priserna på 1-årskontrakt att det inte är några skillnader att tala om mellan elhandlare/koncerner med respektive utan egen

produktion. De genomsnittliga priserbjudandena följer varandra väl och det är inte någon grupp som systematiskt ligger över eller under den andra under någon längre period.

En tolkning av detta skulle kunna vara att principerna för prissättning av erbjudanden till slutkunder avseende fastprisavtal inte skiljer sig åt mellan fristående elhandlare och vertikalt integrerade koncerner där egen produktion ingår som en del.

I Figur 2.9 redovisas priserna på 1-årskontrakt för elhandlare/koncerner med respektive utan nätverksamhet. Figuren avser kunder med en årsförbrukning på 20 000 kWh. Motsvarande figur för kunder med en lägre förbrukning ger en liknande bild.

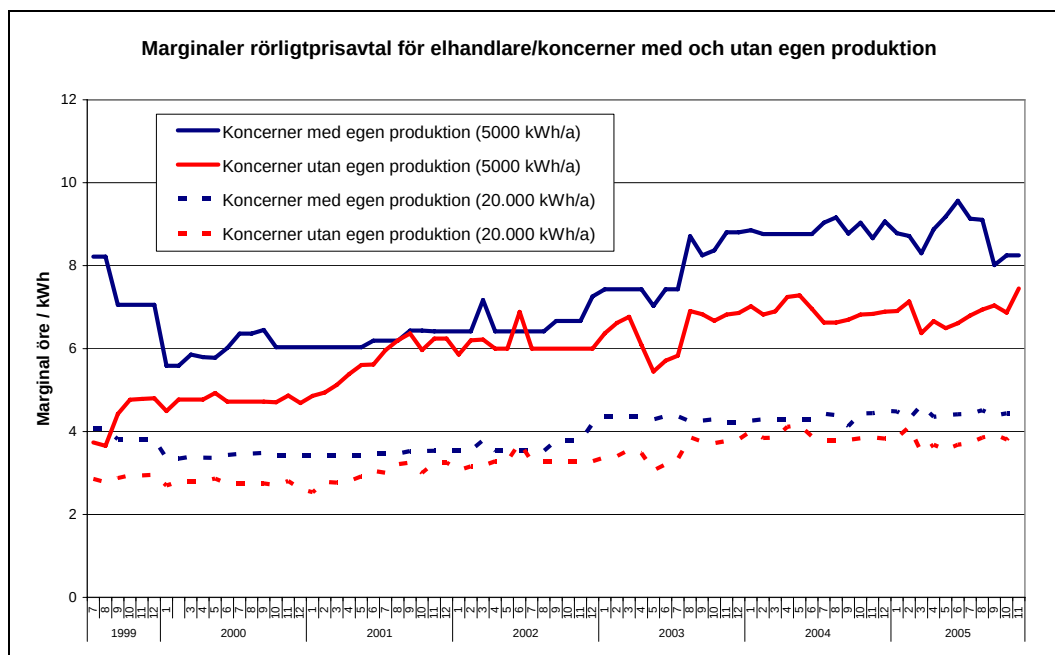
Figur 2.9 *Pris 1-årskontrakt elhandlare/koncerner med och utan nätverksamhet*



Det framgår av denna figur, som visar priserna på 1-årskontrakt, att det inte heller är några skillnader att tala om mellan elhandlare/koncerner med respektive utan nätverksamhet. De genomsnittliga priserbjudandena följer även här varandra väl och det är inte någon grupp som systematiskt ligger över eller under den andra under någon längre period.

I Figur 2.10 redovisas marginalerna för rörligprisavtal uppdelat på elhandlare/koncerner med respektive utan egen produktion.

Figur 2.10 *Marginaler rörligtprisavtal för elhandlare/koncerner med och utan egen produktion*



Den bilden som kommer fram för dessa avtal ser lite annorlunda ut. Såväl för större kunder, med en årlig förbrukning av 20 000 kWh, som för gruppen mindre kunder med en årlig förbrukning av 5 000 kWh framgår det att marginalen för elhandlare/koncerner med egen produktion ligger över marginalen för de utan egen produktion. Skillnaden är mindre för gruppen större kunder men skillnaden ser ändå tydlig ut i figuren ovan.

Bilden som visas upp ovan kan tolkas på två sätt. Det första tar sin utgångspunkt i att de koncerner som har egen produktion ofta är väl etablerade stora företag som funnits på marknaden sedan en längre tid tillbaka. Ofta har de en varumärkeshistoria som sträcker sig tillbaka före tiden för avregleringen av elmarknaden. Gruppen elhandlare utan egen produktion är å andra sidan i större utsträckning bestående av nyetablerade eller relativt nyligen sammansatta grupperingar av elhandelsföretag som kanske inte har ett väletablerat varumärke. Den första gruppen kan sägas utnyttja sin position på marknaden och den trögrörlighet som ändå finns bland de mindre kunderna genom att hålla en högre marginal än de elhandlare som finns i den andra gruppen. De sistnämnda försöker på ett mer aggressivt sätt ta marknadsandelar och nya kunder genom att hålla lägre marginaler.

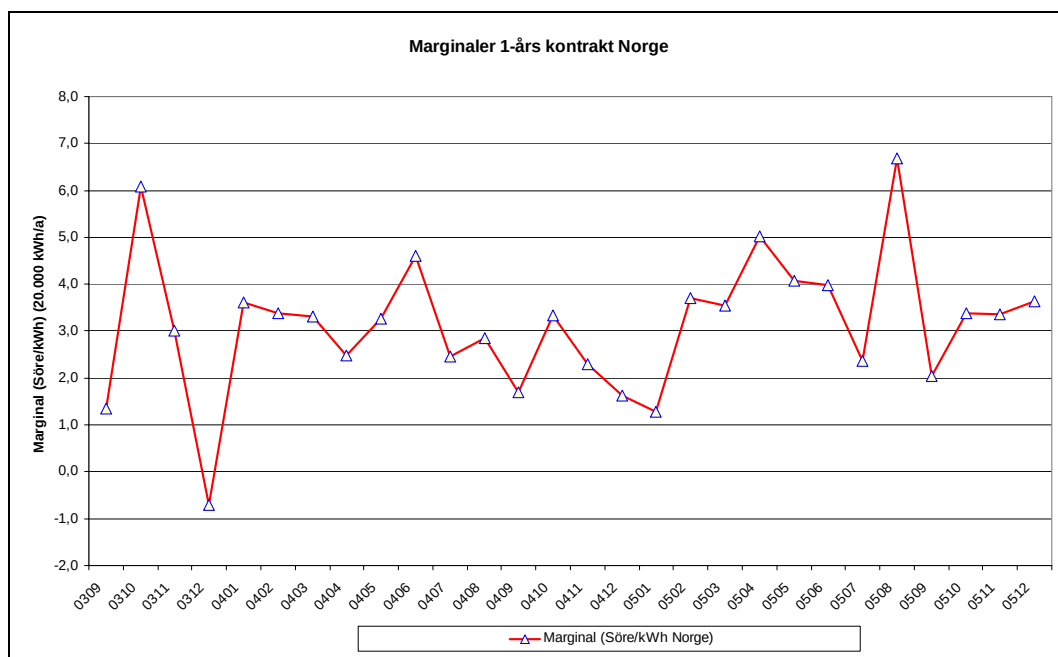
Den andra tolkningen tar sin utgångspunkt i resonemanget att de koncerner där det finns egen produktion har en kostnadsfördel framför de övriga. Det naturliga utifrån detta resonemang är att vi borde få se lägre marginaler för de företag som har egen produktion, vilket inte observeras. Det innebär att det inte kan observeras något mönster som skulle innebära att de försöker tränga ut nya konkurrenter genom att hålla aggressivt låga priser utan motsvarande kostnadsfördel från marknaden (s.k. predatory pricing).

2.4 Skattningens resultat för Norge

Går vi över till Norge visar det sig att bilden ser en smula annorlunda ut. Vad gäller data har vi där samlat in data avseende den ursprungligen överenskomna perioden, 2004-2005, men även inkluderat en del tidigare perioder så serien sträcker sig ungefär från andra hälften av 2003 och framåt.

I Figur 2.11 nedan återges de skattade genomsnittliga elhandelsmarginalerna för 1-års fastprisavtal på den norska marknaden.

Figur 2.11 Skattad genomsnittlig handelsmarginal för 1-årskontrakt i Norge



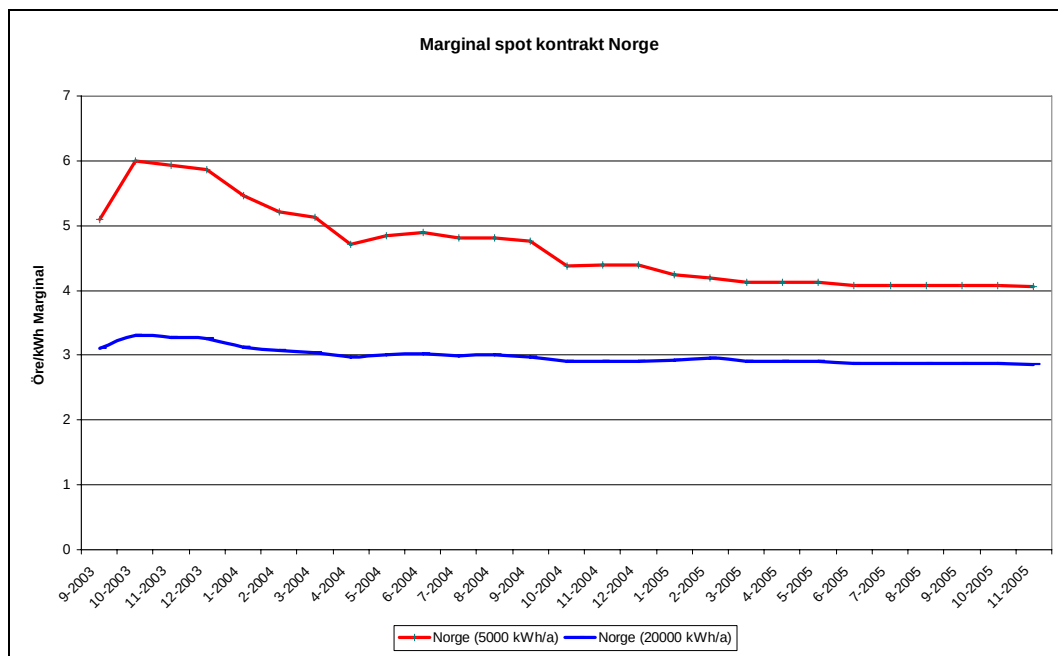
Under perioden i fråga ser vi i diagrammet att marginalerna fluktuerar en del precis som vi tidigare sett i Sverige. Det finns till och med exempel på skattade negativa marginaler även om det bara är något enstaka tillfälle. Vad gäller en eventuell trend är det från ovanstående bild svårt att sluta sig till någon bestämd uppfattning. Det kan röra sig om en svagt stigande trend men det är omöjligt att säga något entydigt. Den skattade marginalen verkar dock i normalfallet pendla någonstans mellan 2 och 5 öre/kWh för kunder med en årlig förbrukning av 20 000 kWh.

Marginal för kontrakt med rörligt pris i Norge

Marknaden för kontrakt med rörligt pris är betydligt mer utbredd bland hushållskunderna i Norge än vad den är i Sverige. Det var något som innebar att de kraftigt höjda spotpriserna som rådde vintern 2002/2003 slog igenom betydligt hårdare på den norska hushållsmarknaden än vad den gjorde i Sverige där flertalet kunder skyddades av sina fastprisavtal och inte kände av prisuppgången förrän när det så småningom var dags att teckna nytt avtal.

I Figur 2.12 nedan redovisas utvecklingen av de genomsnittliga marginalerna för kontrakten med rörligt pris i Norge.

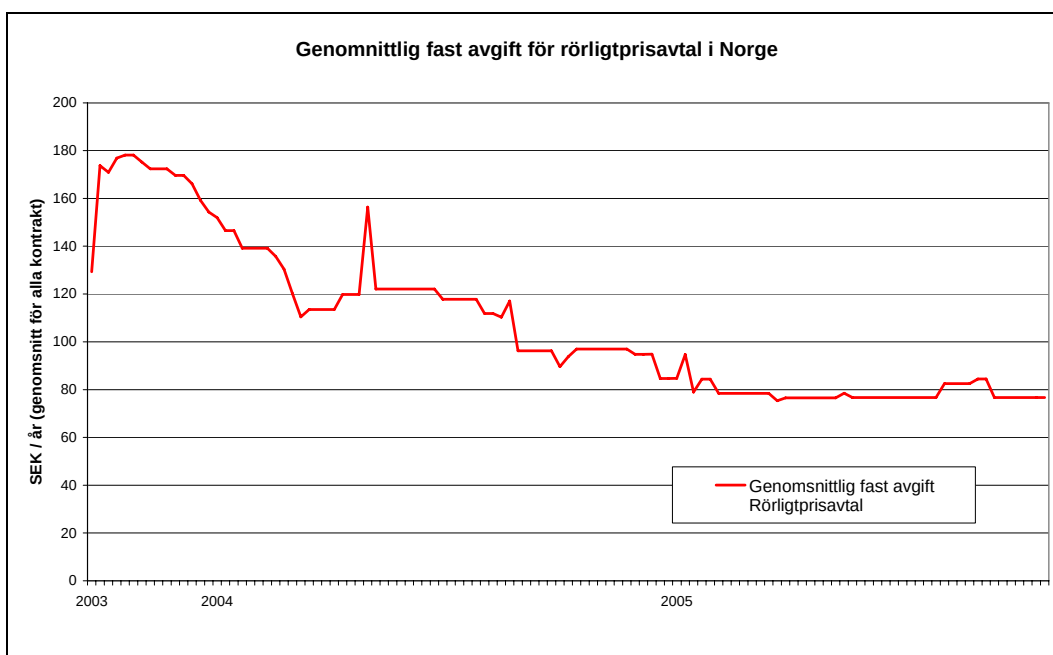
Figur 2.12 *Genomsnittliga elhandelsmarginaler kontrakt med rörligt pris i Norge*



Det är intressant att se att det över den aktuella tidsperioden tydligt ser ut som om den genomsnittliga marginalen för kontrakt med rörligt pris stadigt rört sig nedåt. Detta ser speciellt ut att vara fallet för de mindre kunderna som förbrukar 5 000 kWh per år. Även om nedgången ägt rum under i stort sett hela perioden ser vi i början att det helt klart rört sig om stigande marginaler samt att det mot slutet tydligt ser ut som om vi fått en planare utveckling och därmed en avstanning av den nedåtgående trenden.

Liksom för den svenska marknaden är det intressant att se hur den fasta avgiften har utvecklats på den norska marknaden under den senaste tiden. För att få en viss bild av hur stor betydelse den fasta avgiften har för utvecklingen av elhandelsmarginalerna har vi även för Norge räknat fram ett genomsnitt för samtliga elhandlare. I Figur 2.13 nedan visas denna utveckling för kontraktsformen rörligt prisavtal.

Figur 2.13 Genomsnittlig fast avgift för rörligt prisavtal i Norge

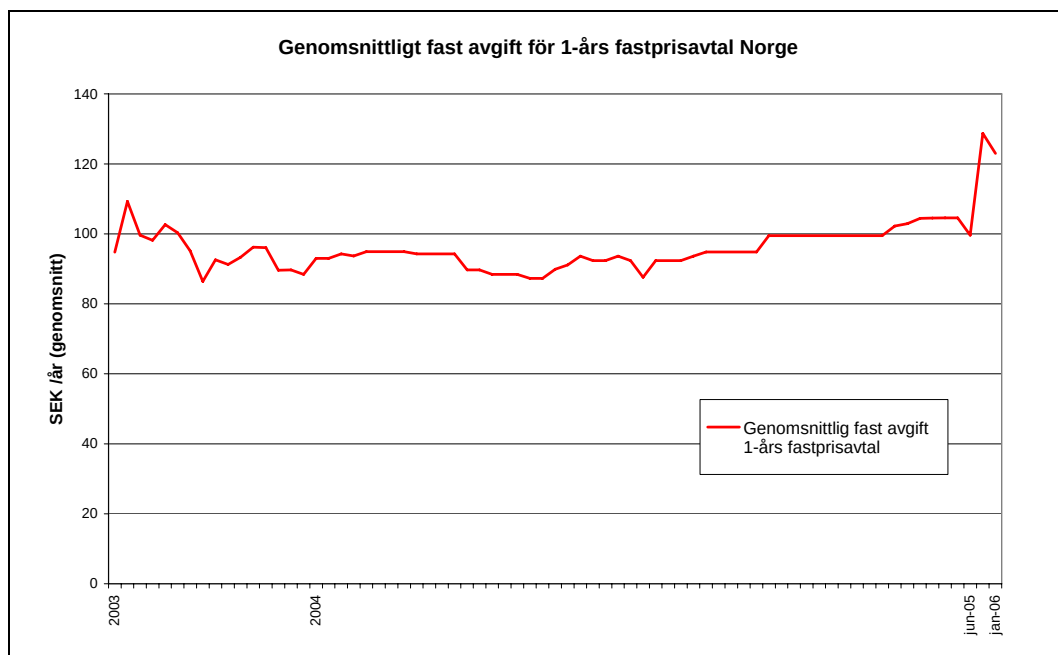


Till skillnad från den svenska marknaden visar figuren att den genomsnittliga fasta avgiften följt en sjunkande trend under i stort sett hela perioden. Jämför vi med de skattade marginalerna för rörligtpriskontrakten som på den norska marknaden i stort sett sjunkit över tiden, speciellt för kundgruppen med lägre förbrukning (5 000 kWh/år) framgår att utvecklingen av den fasta avgiften även för den norska marknaden har betydelse för hur marginalen utvecklats över tiden.

Den fasta avgiften i Norge har fallit med ca 100 kr under den studerade perioden. Det motsvarar ca 2 öre/kWh för kunder med en förbrukning på 5 000 kWh/år och ca 0,5 öre/kWh för kunder med en förbrukning med 20 000 kWh/år, vilket i stort sett motsvarar hela den sänkta bruttomarginalen.

I Figur 2.14 nedan visas denna utveckling för kontraktsformen 1-års fastprisavtal. För avtalen med fast pris har den genomsnittliga fasta avgiften följt en relativt plan trend under större delen av den aktuella perioden. En viss nedgång kan skönjas under slutet av 2003. Under 2004 och 2005 ser trenden sedan ut att vända uppåt istället.

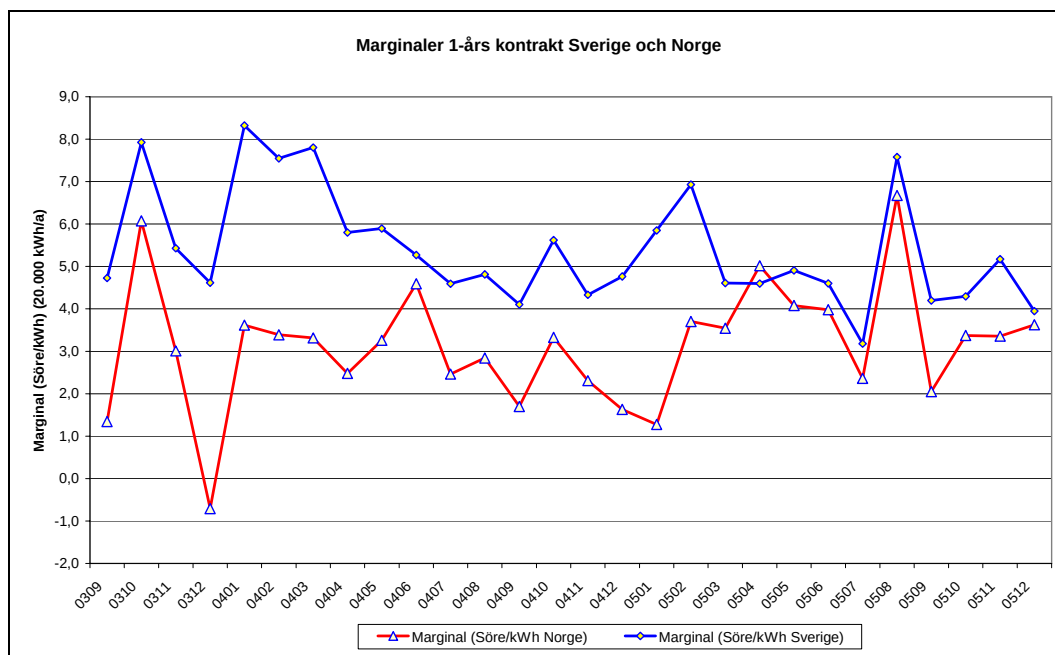
Figur 2.14 Genomsnittlig fast avgift för 1-års fastprisavtal i Norge



2.5 Jämförelse av resultaten för Sverige och Norge

Att se på de skattade marginalerna i respektive land är intressant i sig men det blir ändå intressantare om länderna jämförs. Även om inte slutkundmarknaderna är gemensamma så är ändå grossistmarknaden för produkten el gemensam. Om vi börjar med att jämföra de skattade elhandelsmarginalerna för de fasta 1-årskontrakten för leveranser till kunder i Sverige och Norge så kan resultaten ses i Figur 2.15 nedan.

Figur 2.15 Skattad genomsnittlig handelsmarginal för 1-årskontrakt i Sverige och Norge

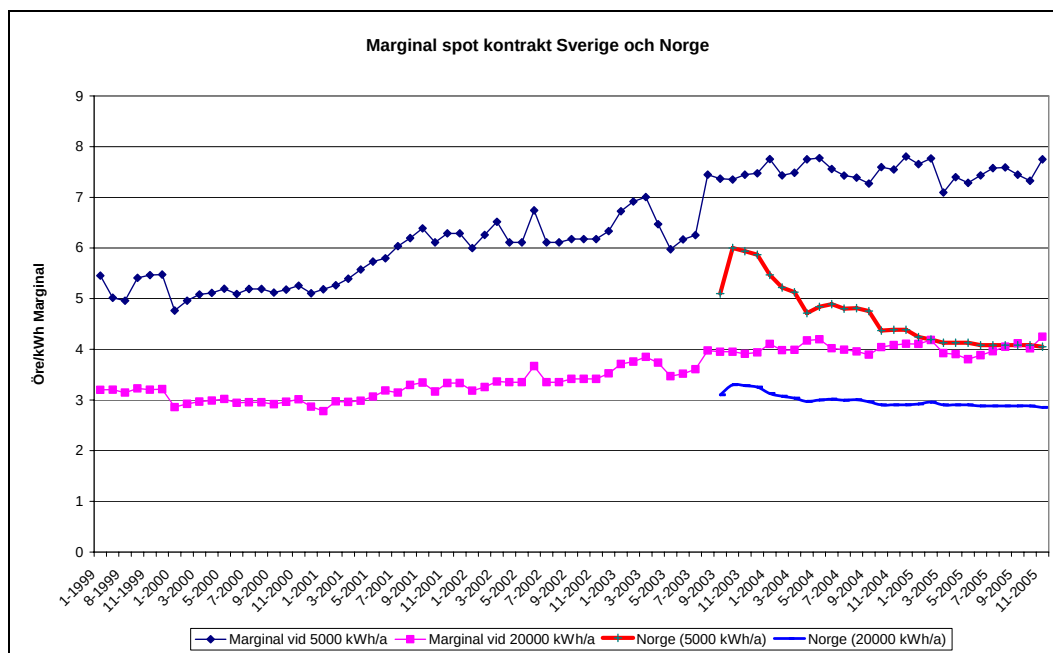


För den aktuella perioden har vi tidigare konstaterat att det inte rör sig om någon klar stigande trend längre. Speciellt inte för svenskt vidkommande där det snarare ser ut som om marginalerna var på väg att krympa något ju längre fram vi kommer. Det är dock intressant att observera att den skattade marginalen för dessa kontrakt i princip under hela perioden är klart högre för de svenska elhandelsföretagen än för de norska motsvarigheterna. En viktig faktor att påpeka i detta sammanhang är de olika systemen för hur balanskostnader beräknas i de två länderna. Systemen i Norge och Sverige skiljer sig såtillvida att svenska aktörer drabbas av kostnader såväl vid avvikelser uppåt som nedåt från de förväntade volymerna medan norska aktörer endast drabbas av extra kostnader i händelse av att de hamnar i underskott från ett balansperspektiv. Detta innebär en avsevärd kostnadsfördel för de aktörer som är verksamma på den norska marknaden. I tillägg bör dessutom påpekas att det norska produktionssystemet i stort endast består av vattenkraft vilken är lätt att reglera upp eller ned vilket i sin tur innebär lägre reglerkostnader än i det svenska blandade vatten och termiska systemet. Huruvida dessa kostnadsskillnader kan förklara hela skillnaden i skattad marginal mellan ländernas aktörer kräver ytterligare studier än vad som ges utrymme för inom ramen för detta projekt.

Över tiden ser det ut som om vi har marginaler som kommer närmare varandra. De svenska marginalerna ser ut att krympa något över tiden och närmar sig de norska nivåerna för de aktuella kunderna som förbrukar 20 000 kWh per år. Det kan dock konstateras att de skattade elhandelsmarginalerna ändå är mellan 0,5 och 1,5 öre/kWh högre i Sverige än i Norge även mot slutet av perioden.

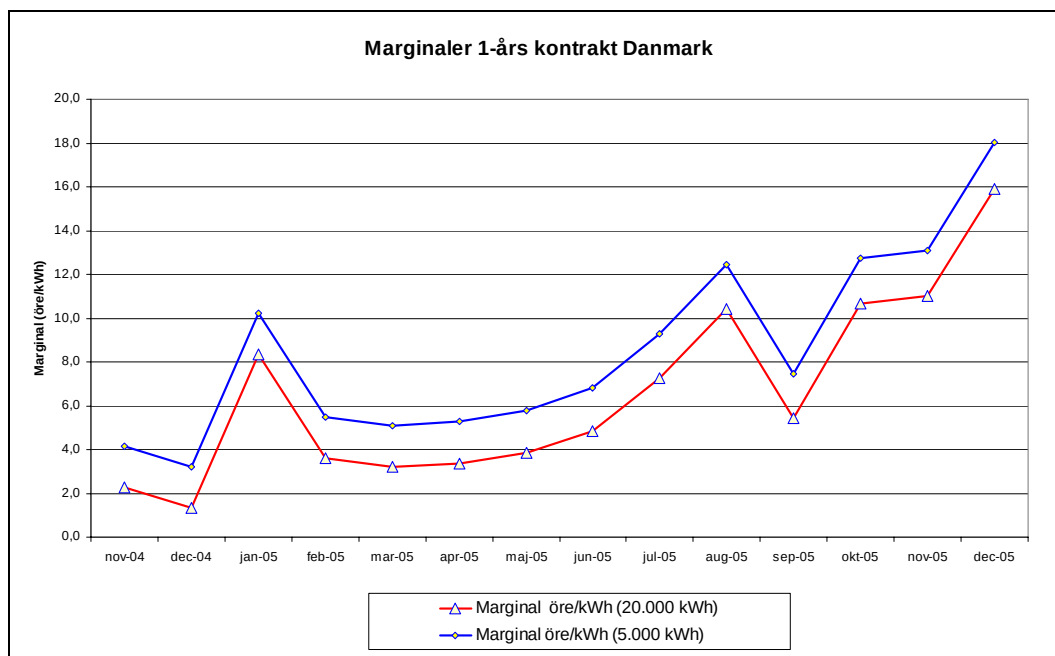
För kontrakten med ett rörligt pris där ett påslag görs på spotpriset ser bilden ytterligare lite annorlunda ut. I Figur 2.16 nedan redovisas de genomsnittliga elhandelsmarginalerna för kontrakt med rörligt pris i Sverige och Norge.

Figur 2.16 Genomsnittliga elhandelsmarginaler kontrakt med rörligt pris i Sverige och Norge



I Figur 2.17 nedan återges de skattade genomsnittliga elhandelsmarginalerna för 1-års fastprisavtal på den danska marknaden.

Figur 2.17 Marginaler 1-årskontrakt Danmark



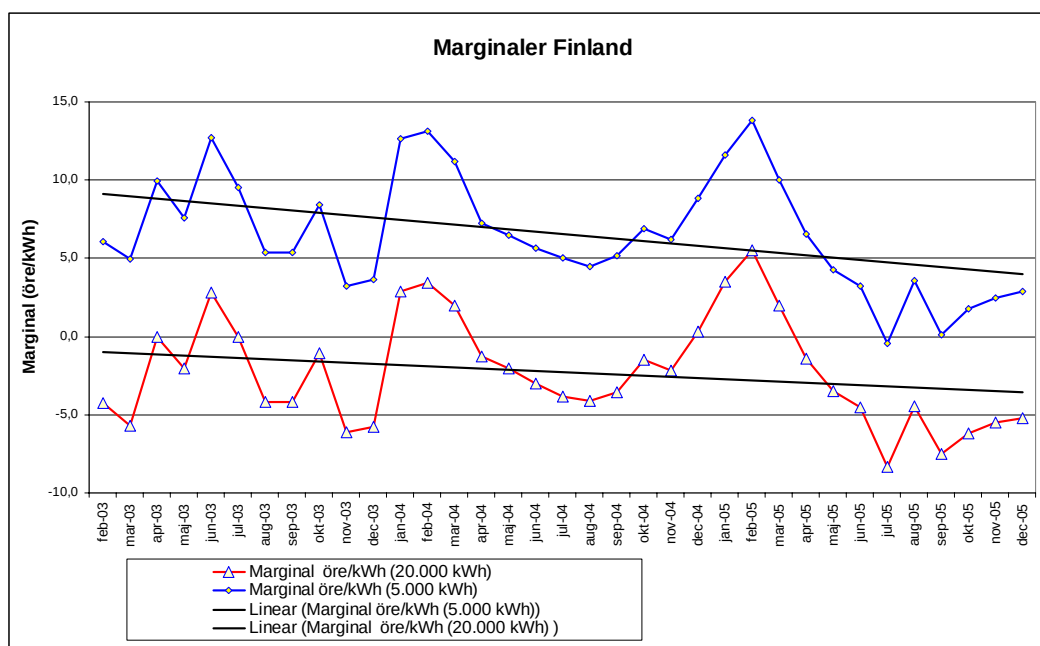
Precis som för Sverige och Norge framgår det att de fasta avgifterna gör så att de skattade elhandelsmarginalerna är högre för de mindre kunderna med en årsförbrukning av 5 000 kWh. Vidare framgår det att trenden över den i och för sig relativt korta perioden ändå pekar uppåt. Under senare delen av 2004 och första hälften av 2005 verkar nivån på de skattade marginalerna svänga runt en nivå för att sedan under andra hälften av 2005 öka mycket kraftigt. Vi ser ingen uppenbar förklaring bakom denna uppgång. Data är också bristfälliga men detta är den bild som framträder ur de tidsserier vi haft tillgång till. Det krävs ytterligare studier och mer data för att kunna få en säkrare bild av utvecklingen i Danmark.

2.7 Skattningens resultat för Finland

Även för Finland har det visat sig svårt att få fram data som enkelt låter sig jämföras med prisdata från Sverige och Norge. Vi har dock kunnat få fram genomsnittliga priser för fastprisavtal till hushållskunder på den finska marknaden. Det framgår inte vilken kontraktstid som dominerar det genomsnittspris som redovisas varför inte en entydig jämförelse inte kan göras.

I Figur 2.18 nedan återges de skattade genomsnittliga elhandelsmarginalerna för fastprisavtal på den finska marknaden.

Figur 2.18 Skattade marginaler Finland



Det är framför allt två bilder som tydligt framträder utifrån figuren ovan. Den ena gäller nivån på marginalerna. För de större kunderna som förbrukar 20 000 kWh årligen ser vi att de skattade marginalerna under långa perioder är negativa. Utifrån ett elhandlarperspektiv ser bilden bättre ut för de skattade marginalerna gentemot de mindre kunderna med en årsförbrukning som uppgår till 5 000 kWh. Där ligger marginalerna på plus i stort sett hela den aktuella perioden.

Den andra bilden som framträder gäller trenden som tydligt ser ut att peka nedåt för de skattade marginalerna. Detta gäller såväl för de större som för de mindre kunderna. Vad detta beror på kräver en djupare analys av den finska slutkundmarknaden. Det skulle dock kunna vara så att de finska elhandlarna låter prisuppgången på den underliggande terminsmarknaden slå igenom långsammare gentemot slutkunderna jämfört med vad som är fallet i grannländerna inom Nord Pool. Detta skulle i så fall innebära minskade marginaler under 2003 samt delar av 2004 och 2005 då vi fått se relativt snabba prisrörelser uppåt periodvis.

3 Skattning av producenternas bruttomarginaler

Det är inledningsvis viktigt att konstatera att på en marknad med väl fungerande konkurrens⁵ kommer priserna att vara lika med den kortsiktiga marginalkostnaden i systemet. Det innebär att priset vid varje tillfälle kommer att vara lika med marginalkostnaden för den enhet med högst marginalkostnad som används vid just detta tillfälle. Denna lösning är också samhällsekonomiskt optimal. Det sistnämnda beror på att om marginalkostnaden för den dyraste enheten är högre än priset vid en given tidpunkt innebär det att det finns förbrukning där värdet av kraften understiger kostnaden för den dyraste produktionen. Då skulle det vara bättre att avbryta just denna förbrukning och dra ned på produktionen. Om det omvända gäller, dvs. att priset är högre än kostnaden för den dyraste enheten skulle det istället vara bättre att öka produktionen. Avvikelse från den kortsiktiga marginalkostnaden ger således en samhällsekonomisk förlust oavsett om priset är högre eller lägre än marginalkostnaden.

Alla produktionsenheter som har en marginalkostnad som understiger marginalkostnaden för den dyraste enheten vid en given tidpunkt kommer således att få ett överskott från denna produktion – ett täckningsbidrag. Detta överskott ska täcka de fasta kostnaderna och hur stor vinstnivån är går inte att säga utan att ta hänsyn till de fasta kostnaderna. Om marknaden karaktäriseras av fritt in- och utträde kan man vidare förvänta sig att nya aktörer söker sig in på marknaden om vinsterna är positiva.⁶

I detta kapitel beskrivs hur täckningsbidraget för ett antal företag verksamma på den nordiska elmarknaden har utvecklats under 2004 och 2005. Vi har ingen kunskap exakt om hur de olika företagen har kört sina anläggningar och vi saknar också exakt information om de rörliga kostnaderna för de olika produktionsenheterna. Uppgifterna bygger på en detaljerad databas omfattande

⁵ Med väl fungerande konkurrens avses här i första hand den kortsiktiga anpassningen, dvs. att marknadsmakt inte utnyttjas för den befintliga produktionsapparaten.

⁶ Med vinst avses här företagets vinst med hänsyn tagit till kapitalkostnader, inkl. normal (riskjusterad) avkastning till ägarna.

samtliga produktionsanläggningar i Norden. Baserat på kunskap om teknologier i de olika anläggningarna har rörliga produktionskostnader räknats fram. Databasen bygger på produktionssammansättningen i november 2005 och produktionskostnaderna har också räknats fram med utgångspunkt i priser på insatsvaror som gällde i november 2005. Bränslepriser har således inte varierats över perioden. Däremot har alternativkostnaden för utsläppsrätter inkluderats utifrån månadsmedelvärden för priset på utsläppsrätter för perioden januari 2005-november 2005. Nu gällande ägarstruktur har också använts. Exempelvis har de anläggningar som Vattenfall köpt i Danmark räknats till Vattenfall för hela perioden och EnergiE2 och Elsam har betraktats som ett företag (DONG).

Databasen innehåller uppgifter om anläggningarnas kapacitet (effekt), men inte om hur mycket som har producerats under respektive månad. Det sistnämnda är nödvändigt för att beräkna de genomsnittliga rörliga kostnaderna under respektive månad.

Med utgångspunkt i nationella data över månatlig elproduktion har produktionen för respektive företag och typ av anläggning beräknats. Den månatliga nationella produktionen för vindkraft, vattenkraft och kärnkraft har fördelats på respektive företag utifrån deras andel av den nationella produktionskapacitet för respektive produktionsslag.

För konventionell termisk produktion skiljer sig kostnaderna väsentligt mellan olika anläggningar, men det saknas data över produktionen fördelat på anläggningstyp. I bästa fall finns information om elproduktionen från kraftvärme, kondenskraftverk m.m.

Med utgångspunkt i data över produktionskapacitet har den maximala månatliga produktionen från respektive anläggning beräknats med ett antagande om 85% tillgänglighet, dvs. att anläggningen skulle kunna vara i drift under 85% av timmarna under en månad. Justeringen för tillgängligheten har gjorts genom att kapaciteten reducerats med 15%. Därefter har den faktiska termiska produktionen fördelats på respektive anläggningstyp utifrån den rörliga kostnaden; dvs. först har de billigaste anläggningarna utnyttjats fullt ut, därefter de näst billigaste, osv. tills den faktiska månatliga produktionen har fördelats på olika anläggningstyper.

I Tabell 3.1 jämförs de beräknade genomsnittliga rörliga kostnaderna för ett urval större producenter på den nordiska marknaden för 2004 och 2005. I tillägg redovisas även det genomsnittliga spotpriset (systempriset) på Nord Pool. För de flesta företagen är de genomsnittliga rörliga kostnaderna i stort sett oförändrade mellan åren. Det tydliga undantaget är DONG som påverkas av sin omfattande termiska produktion. Detta beror på att i den rörliga kostnaden har alternativkostnaden för utsläppsrätter tagits med, dvs. det värde som företaget ger upp när det väljer att producera istället för att sälja utsläppsrätterna betraktas som en kostnad.⁷ Beräkningarna indikerar dock att i genomsnitt på den nordiska marknaden har de rörliga produktionskostnaderna minskat något från 2004 till

⁷ Detta är enligt ECONs uppfattning det korrekta sättet att förhålla sig till utsläppsrätter. Det faktum att utsläppsrätterna i stor utsträckning har tilldelats gratis saknar i detta sammanhang betydelse. Gratistilldelningen bör snarare ses som en separat klumpsummetransferering till mottagarna och i ekonomisk mening jämförbar med en transferering av kontanter.

2005. Det beror i första hand på ökad vattenkraftproduktion under 2005 jämfört med 2004.

Tabell 3.1 Beräknad genomsnittlig rörlig kostnad samt genomsnittligt spotpris, €/MWh

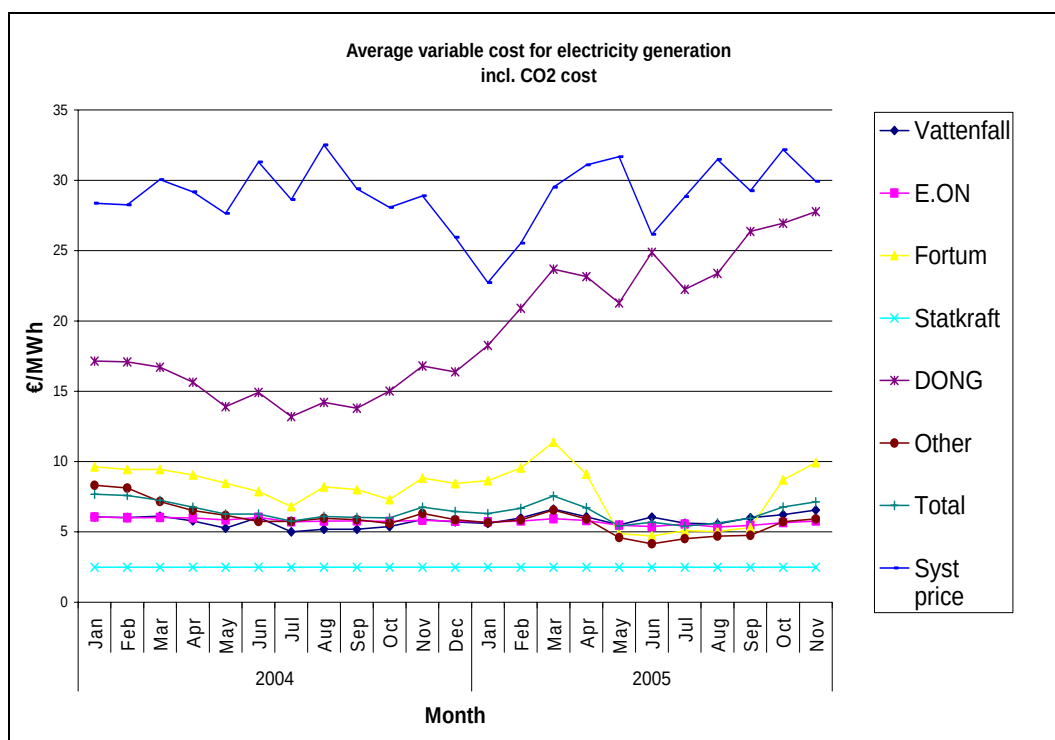
	2004	2005
Vattenfall	5,7	6,0
E.ON	5,9	5,6
Fortum	8,5	7,9
Statkraft	2,5	2,5
DONG	15,7	23,4
Övriga	6,5	5,4
Genomsnitt Norden	6,7	6,4
Genomsnittligt spotpris	29,0	29,4

Källa: Egna beräkningar

Figur 3.1 visar utvecklingen i den genomsnittliga rörliga kostnaden månad för månad från januari 2004-november 2005. Figuren visar för det första att spotpriset på Nord Pool har varierat kring ca €30/MWh under såväl 2004 som 2005, utan någon tydlig säsongsvariation.⁸ För de flesta företagen har den rörliga produktionskostnaden varit i stort sett oförändrad under hela denna period. Återigen är det i första hand DONG med sin stora andel termisk produktion som har sett stigande rörliga produktionskostnader under 2005. I princip kan hela kostnadsökningen för DONG förklaras med utsläppsrätterna. Den gradvisa höjningen av kostnaderna under första halvåret 2005 beror på stigande priser på utsläppsrätter under perioden. Vi ser också att den genomsnittliga rörliga kostnaden för DONG har närmat sig det genomsnittliga spotpriset, vilket indikerar ett förhållandevis lågt genomsnittligt täckningsbidrag. I Finland minskade den termiska produktionen väsentligt under 2005, vilket återspeglas bland annat i de minskade rörliga kostnaderna för Fortum under sommaren 2005.

⁸ Notera att systempriset på Nord Pool var som lägst under januari 2005.

Figur 3.1 Genomsnittlig rörlig produktionskostnad, €/MWh



Källa: Egna beräkningar

4 Avslutande kommentarer

Det övergripande syftet med ECONs uppdrag har varit att belysa handelsmarginalernas utveckling på den nordiska elmarknaden. För att genomföra detta har ECON valt en metod där en självständig skattning av handelsmarginalernas utveckling genomförts som baserats på tillgänglig, offentlig prisstatistik.

Det har i materialet framgått att handelsmarginalerna vuxit på den svenska marknaden sett över perioden 1999 till 2005. Ser vi på de senare åren 2004 till 2005 ser utvecklingen ut att ha stabiliserats och de skattade elhandelsmarginalerna svänger runt en jämn nivå.

På den norska marknaden uppvisar de skattade handelsmarginalerna en betydligt planare utveckling över perioden 2003 till 2005. Pekar det en trend åt något håll så är det nedåt och då framförallt för kundgruppen mindre förbrukare med rörligt prisavtal. Vid en närmare betraktelse visar det sig att en stor del av dessa skillnader länderna emellan kan förklaras av förändringar i de fasta avgifterna till kunderna. I Norge har dessa avgifter sänkts under perioden 2003 till 2005 medan det i Sverige handlat om en genomsnittlig höjning av de fasta avgifterna under samma period.

Orsakerna bakom förändringarna i de fasta avgifterna är inget som lätt går att identifiera i det här fallet. Rent allmänt kan sägas att det kan röra sig om skilda kostnader marknaderna emellan eller skillnader i konkurrenstrycket på respektive marknad. Troligen är den mest betydelsefulla kostnadsskillnaden kopplad till balansmarknaden i respektive land. En annan möjlig kostnadsskillnad kan härröra från den administrativa hanteringen av företagens kunder och eventuella utbyggnader av kundtjänstfunktioner. Det måste dock påpekas att analysen av detta ligger utanför denna studies omfattning men inbjuder till fortsatta analyser i framtiden.

Bilaga 1 – Metod för skattning

För att beräkna handelsmarginalen krävs uppgifter om försäljningspris och inköpspris. Försäljningspriser finns tillgängliga för olika tidpunkter via sammanställningar i tidningar, nyhetstjänster på internet m.m. För inköpspriser saknas sådana sammanställningar, och av erfarenhet vet vi att det kan vara svårt att få denna information från företagen själva.

I skattningen har ECON därför valt att studera en typ av försäljningsavtal där det kan antas att företagen köper in den kraft som skall levereras på sådant sätt att inköpspriserna i stort sett följer Nord Pools terminspris, dvs. i första hand tidsbegränsade avtal med fast pris. För alla typer av elhandelsföretag utgör Nord Pools spot- och terminspriser idag naturliga referenspunkter för elinköpen.

Historiska priser finns tillgängliga från Nord Pool. Härmed kan marknadsläget återskapas för valfria tidpunkter sedan avregleringen inleddes och vid varje givet tillfälle rådande förutsättningar avspeglas. För att realistiskt skatta historiska inköpspriser krävs dock tillgång till bl.a. samma prisinformation som företagen hade vid de tidpunkter som väljs för skattningen. För att så långt möjligt avspegla det verkliga inköpsbeteendet behövs kunskap om följande faktorer:

1. Kundavtalets längd, för att kunna skatta inköpspriset för rätt tidsperiod.
2. Tiden mellan kundavtalets undertecknande och leveransstart.
3. Tidpunkten för elhandelsföretagets inköp. För enkelhets skull antar vi att denna sammanfaller med tidpunkten för kundavtalets undertecknande.
4. Terminspriserna vid varje vald mätpunkt, uppdelat per säsong i syfte att avspegla prisskillnader mellan sommar och vinter.
5. Valutakurser och eventuella skillnader mellan prisområden, eftersom Nord Pools terminspriser noteras i NOK systempris.
6. Förbrukningsprofilen för de kundkategorier som skall undersökas, eftersom profilen delvis styr inköpspriset. Sedan schablonberäkning införts avräknas dock såväl villor som lägenheter mot respektive schablonområdesprofil⁹. Härmed påverkar skillnaden i verkligt förbrukningsmönster inte längre inköpspriset per kWh. Vi behöver därmed endast känna till förbrukningsmönstret för schablonkunder för att skatta inköpspriset. Profilen varierar dock något mellan olika schablonberäkningsområden. För enkelhets skull har därför en Sverigeprofil för landets totala schablonleveranser använts. Denna har hämtats från Svenska Kraftnätets hemsida.
7. Elhandelsföretagets inköpsstrategi. Exakt hur varje enskilt företag hanterar sina inköp av kraft avseende leveranser till avtalskunder är svårt att veta. ECON har dock antagit följande inköpsstrategi: I syfte att minimera prisrisken antas elhandelsföretaget säkra hela den försålda volymen¹⁰ till gällande

⁹ Visserligen förekommer att t.ex. villor med elvärme timavräknas och timdebiteras, men detta är relativt ovanligt har inte tilltagit dramatiskt sedan schablonavräkning infördes.

¹⁰ Volymen som skall säkras är i praktiken baserad på prognostiserad förbrukning, vilket innebär volymrisk.

terminspris dagen då avtalet undertecknas (back-to-back). Prissäkringen antas ske mot områdespris Stockholm och valutasäkras till 100 procent i syfte att eliminera prisområdes- och valutarisker. Detta gör att inköpspriset kommer att beräknas till terminspriset för den aktuella perioden omräknat för svenskt prisområde och i svenska kronor.

8. Andra kostnader relaterade till inköp i portfölj, främst kostnad för dygnsprofil och kostnad för balanskraft. I det skattade inköpspriset tas inte hänsyn till kostnad för balanskraft. Hänsyn tas inte heller till arvoden till portföljförvaltare e.d., då sådana arvoden inte förekommer om elhandlaren utför inköpen i egen regi.

Med denna information kan för varje tidpunkt som väljs att ingå i studien beräknas ett inköpspris för en viss kundkategori och tidsperiod, baserat på terminspriset på Nord Pool.

Bilaga 2 – Vilka elhandelsföretag som ingår i undersökningen

Sverige

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Affärsverken Karlskrona							
Boo Energi							
Borås Energi							
Borås Elhandel							
Brukskraft							
DalaKraft							
Sydkraft							
E.ON Sverige							
Elbolaget i Norden							
Fyrfasen Energi							
Fyrstad Kraft							
Göteborgs Energi							
Jämtkraft							
Jönköping Energi							
Karlstad Energi							
Kraft & Kultur							
KraftAktörerna							
Lunds Energi Försäljning							
Mälarenergi							
Möndal Energi							
Norrtälje Energi							
Norsk Hydro							
OKQ8							
Plusenergi							
Preem							
Skellefteå Kraft							
Storuman Energi							
Telge Energi							
Telge Energi "LO-avtalet"							
Umeå Energi							
Vallentuna Elverk							
Vattenfall							
Västerås Energi & Vatten							
Västringen Energi							
Öresundskraft							
Östkraft							
Östkraft TCO-avtal							
Antal aktörer/avtal	21	24	23	24	30	32	31

Norge

	2003	2004	2005
Askøy Energi Kraftsalg			
Barents Energi			
Bodø Energi			
Dalane energi IKS			
Dragefossen Kraftanlegg			
Eidsiva energi Marked			
Energi1 Kraftsalg Follo			
Fauske Lysverk			
Finnås Kraftlag			
Fjelberg Kraftlag			
Fjordkraft			
FosenKraft			
Gudbrandsdal Energi			
Hafslund Direkte			
Hafslund Strøm			
Hallingkraft			
HelgelandsKraft			
Hemsedalskraft			
Hurum Kraft			
Hydro Texaco			
Hålogaland Kraft			
Ishavskraft			
Istad Kraft			
JotunKraft			
Kvam Kraftverk			
Kvikne-Rennebu Kraftlag AL			
Kvinnherad Energi			
Lier Everk			
LOS			
Luster Energiverk			
Malvik Everk			
Meløy Energi			
Midt Kraft Buskerud			
Mjøskraft			
Nesodden Kraftomsetning			
Nesset Kraft			
Noextra			
Nordmøre Energiverk			
Nord-Salten Kraftlag AL			
Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk			
Nordvest Kraft			
Norgesenergi			
Nord-Østerdal Kraftlag AL			
Odda Energi			
Orkdal Energi			
Premiel			

forts. Norge

	2003	2004	2005
Raumakraft			
Rødøy-Lurøy Kraftverk			
Røros			
Røyken Kraft			
SEA			
Selbu			
SFE Kraft			
Sjøfossen Energi			
Skjerstad Kraftlag AL			
SKS KraftSalg			
Skånnevik Ølen Kraftlag			
Stranda Energiverk			
Stryn Energi			
Sunndal Energi KF			
Sunnfjord Energi			
Svorka Energi			
Tafjord Kraftsalg			
Telinet Energi			
Total Energi			
Troms Kraft Marked			
Trondheim Energiverk			
Kraftsalg			
TrønderEnergi Kraft			
Tussa-24			
Ustekveikja Energi			
Valdres Energiverk			
Voss Energi			
Vår Kraft			
Østfold Energi Kraftsalg			
Antall aktörer/avtaler	64	67	45

Danmark

Genomsnitt av slutkundpriser från NESA och Dong

Finland

Genomsnittpriser till slutkunder. Enskilda företag ej namngivna i data.

Data hämtat från Energy Market Authority i Finland

Konkurrensen på elmarknaden

Resultat från en intervjuundersökning med aktörer på elmarknaden.

1 *Bakgrund*

Energimarknadsinspektionen vid Statens energimyndighet har fått regeringens uppdrag att analysera elmarknadens funktionssätt med tonvikt på konkurrens och prisbildning (Regeringsbeslut M2005/5153/3). Som ett underlag till denna utredning har EME Analys givits i uppdrag att intervjua tio aktörer på elmarknaden för att inhämta deras syn på hur marknaden fungerar. Sex av aktörerna är slutanvändare och fyra är elhandelsföretag. Av elhandelsföretagen är det bara ett företag som har egen elproduktion i någon betydande omfattning. Slutanvändarna har sammantaget en elanvändning på ca 13 TWh och elhandelsföretagen har sammantaget en försäljningsvolym på ca 20 TWh.

2 *Prisbildningen på Elspot*

De flesta menar att prisbildningen på Elspot bestäms av den rörliga kostnaden för det dyraste kondenskraftverket i drift, inklusive kostnaden för CO₂-utsläppsrätter och en viss vinstmarginal. Vid stora vattenflöden eller vid riktigt låg efterfrågan måste mottrycksproduktion, som är billigare än kondens, trängas undan och priset blir lägre. Vid knapphetssituationer stiger priset dramatiskt. En av de intervjuade vill dock nyansera denna bild och menar att producenterna i Norden inte har tagit ut detta pris fullt ut under hösten 2005. Anledningen uppges kunna bero på "politiska hänsynstaganden" och att producenterna ändå tjänar så bra.

Branschen har använt bristen på vatten som argument till höga elpriser under 2003 och 2004 – nu talar man om CO₂. Kunder upplever att man skyller på olika saker! /Elleverantör

De flesta är också överens om att de fyra stora producenterna i Norden (Vattenfall, EoN, Fortum och Statkraft) har lärt sig att kontrollera priset betydligt bättre än tidigare genom sina bud till Elspot. Vad det ytterst handlar om är att maximera värdet på vattenkraften och producenterna anses ha blivit duktigare på att "få kontroll på vattnet", dvs få ut vattnet på marknaden utan att det leder till prisfall. Vattenkraftproduktionen får således inte bli så hög att dyr fossilkraft trängs undan helt.

Att de fyra stora producenterna kan kontrollera priset på detta sätt är ett stort problem menar flera, men innebär i och för sig inte att producenterna missbrukar en dominerande ställning. Det är inte fel av vinstmaximerande företag försöker få ut maximalt pris för sin produktion – problemet är att koncentrationen är så hög som den är och att det är priset för den dyraste produktionsenheten i drift som styr hela prisnivån. Om producenterna hade haft sämre kontroll på vattnet skulle priset oftare vara lägre, vilket naturligtvis skulle gynna elanvändarna. Ett lägre pris på el betyder emellertid inte automatiskt att kostnaderna för den samlade produktionen blir lägre. Priset på el bestäms ju av kostnaden av den dyraste produktionen i drift, inte av genomsnittskostnaderna.

Några anser att producenterna medvetet begränsar kärnkraftproduktion och i värsta fall spiller vatten för att hålla uppe priset, vilket skulle vara att direkt missbruka sin dominerande ställning. Andra tror inte att man går så långt utan att det mer handlar om att producenterna har så bra kunskap om både utbud- och efterfrågeförhållanden att man genom sina bud till Nordpool kan "kontrollera" prisnivån. Den stora öppenhet som finns i prisbildningen på Elspot gör att man skulle upptäcka om det sker något organiserat samarbete.

Producenterna utnyttjar systemet maximalt och har en otrolig marknadsmakt. Inte nog med att de har kontroll på produktionen, de vet t o m mer om kundernas förbrukning än kunderna själva. Marknadsmakten har aldrig varit så stor i någon bransch. / Elköpare

Nästan alla intervjuade anser att koncentrationen inom produktionen är för stor. En uppdelning av Vattenfall menar många är det mest realistiska alternativet – hur det eventuellt skulle kunna ske för att på bästa sätt gynna konkurrensen råder det dock delade uppfattningar om. Några menar att delningen bör göras så att det bildas renodlade vattenkraftsbolag och renodlade värmekraftsbolag. Fördelen med en sådan uppdelning skulle vara att respektive bolag då kanske bjuder in sin kraft mer "kostnadsbaserat". Andra menar att en sådan uppdelning skulle försvåra för Svenska Kraftnät att reglera systemet eftersom producenter med både värmekraft och vattenkraft själva ökar produktionen av vattenkraft när det uppstår plötsliga driftstörningar i värmekraftverk. En risk som nämndes är att något av de andra stora kraftbolagen köper upp delar av ett styckat Vattenfall. Vad har man då vunnit? Någon menar att Vattenfall skulle delas så att den svenska verksamheten blir separerad från den internationella. Svenska Vattenfall skulle då kunna användas i politiska syften, exempelvis genom att investera i ny produktion eller att erbjuda industrin långa avtal till konkurrenskraftiga priser.

Flera menar att "oligopolet" på produktionssidan har hjälp av det stora samägande som finns i kärnkraftverken och i vattenregleringsföretagen. Genom detta samägande har man bra kontroll på hur de övriga delägarna tänker och det gör att det är lätt att koordinera sitt agerande och hjälpa till att hålla priserna uppe. Vill man exempelvis minska produktionen av kärnkraft, så som skedde för fem år sedan, finns möjligheterna att komma överens om det i styrelserummet.

Största felet är att man tillät koncentrationen inom produktionen – utgångsläget var ju rätt bra före avregleringen! / Elköpare

På frågan om all produktion ska tvingas in till Elspot finns det delade uppfattningar från de intervjuade. Några anser att det skulle vara att föredra medan andra tycker att det är bra som det är i dag.

Ett argument som nämns för att göra handel över Elspot obligatorisk är att det skapar rättvisare konkurrensförutsättningar mellan elleverantörer med egen produktion jämfört med de elleverantörer som redan i dag köper allt från börsen. Ett problem som de som köper sin kraft från Nordpool har är risken för att få sina bud "kortade" vid en bristsituation. Denna risk möter inte elleverantörer eller kunder som köper bilateralt. Som det är i dag fördelas hela bristen pro rata på den volym som omsätts på börsen. Genom att tvinga in all produktion över

börsen skulle konsekvenserna av en kortning spridas över en större volym, alla skulle drabbas procentuellt sett lika mycket och konkurrensvillkoren mellan elleverantörer bli mer lika.

Ett annat argument för att göra elspothandel obligatorisk är att det skulle gynna likviditeten på den finansiella marknaden om de bilaterala fysiska kontrakten försvann.

Flera av slutanvändarna anser att det är en fördel för dem att det går att köpa fysisk leverans bilateralt från producenter. Om all fysisk kraft går via börsen tvingas företagen att teckna riktigt långa finansiella prissäkringskontrakt och det bedöms som mera komplicerat jämfört med att teckna traditionella bilaterala kraftkontrakt.

Jag tror inte på att dela Vattenfall, att renodla ägandet i kärnkraftsbolag eller att ställa ökade krav på att separera produktion och elhandel. Det leder bara till ökad administration och ökade revisionsarvoden - vem får betala det i slutändan? / Elköpare

3 *Prisbildningen på terminsmarknaden*

Först bör nämnas att inte alla av slutanvändarna använder den finansiella marknaden fullt ut, bl a för att den är för kortsiktig. Hos basindustrin vill man teckna långa avtal till fasta priser. För de riktigt elintensiva företagen är ett långsiktigt elavtal t o m en förutsättning för att över huvud taget investera i produktionen. Sådana långsiktiga avtal kan i princip vara finansiella men ofta är de fysiska och tecknas direkt mellan elproducenten och kunden. Det finns också exempel på basindustrier som är mycket aktiva på den finansiella marknaden.

Aktörerna har generellt stort förtroende för prisbildningen på terminsmarknaden. Det gäller särskilt i de mer kortsiktiga produkterna (ett till två år). Visserligen anses det finnas aktörer (främst några stora fonder) som kortsiktigt kan styra priset i en viss riktning, men marknaden är så stor att det inte upplevs som något stort problem. Någon menar dock att marknaden fortfarande är omogen och att det behövs fler riskvilliga aktörer som kan "agera mot strömmen". Den stora prisvolatiliteten på marknaden är ett tecken på att dessa aktörer är för få. Något recept på att få fler sådana spelare att agera i marknaden har man inte.

För de mer långsiktiga produkterna som handlas på Nordpool och på OTC-marknaden är likviditeten sämre, vilket vissa upplever som ett problem. En konsekvens av en liten handel är att gapet mellan säljbud och köpbud ("spreaden") är stort. Det sätt som man kan agera som köpare är att själv lägga bud i marknaden mellan sälj- och köpbud, och på så sätt minska gapet, men det kan ta lång tid innan man får napp på ett sådant bud. En annan produkt som flera anser vara problematisk är s k CfD's (försäkring mot prisområdesdifferens). Nästan alla anser att denna produkt är felprissatt i den bemärkelsen att försäkringen är för dyr utifrån svenska köparens perspektiv. Att inte fler säljare kommer in i marknaden beror på att riskerna är svåranalyserade och svåra att bemästra för rent finansiella aktörer. I praktiken finns det bara två säljare av denna produkt i marknaden.

Det märks på marknaden att amerikanarna försvann. En mindre mängd affärer kan flytta prisbildningen / Elleverantör

Nordpool får överlag ett gott omdöme, man uppskattar särskilt det aktiva arbete som Nordpool utför för att stävja tendenser till missbruk. (Däremot är man kritisk till att inte den norska kredittillsynen har följt upp anmälningar som Nordpool gjort.) Det sätt på vilket

prispåverkande information sprids var man också i princip nöjd med. Däremot menade flera att Nordpool borde sänka de fasta avgifterna och säkerhetskraven för att stimulera fler att bli aktörer. Ett exempel på för hårda säkerhetskrav som nämns är att positiva positioner i den finansiella marknaden inte får användas som säkerheter i Elspot. Att detta inte är möjligt nämns som det viktigaste skälet till att elhandelsföretaget Kraftkommission under dramatiska former tvingades lägga ner verksamheten för några år sedan. Någon anser också att Nordpool är underfinansierat och är därför striktare i sin säkerhetspolicy än vad som är önskvärt.

Säkerhetskraven på Nordpool är omotiverat stora – man har både hängslen och livrem. En anledning är att ägarna inte har kapitaliserat Nordpool tillräckligt. /
Elleverantör

Även mäklarna får bra omdöme av elhandelsföretagen (elköparna har normalt inte kontakt med mäklarna). Flera menar att det är en tillgång att det går att göra affärer både på Nordpool (klicken) och via mäklare. Generellt föredrar man att använda Nordpool i produkter med störst omsättning medan mäklarna användes i de lite mera illikvida produkterna och naturligtvis om man går utanför de standardiserade produkterna. Eftersom mycket information sprids via mäklarna var speciellt elhandelsföretagen måna om att lägga affärer på mäklarna. Däremot såg de lite mindre aktörerna, som inte har tid att sitta i telefon med mäklare, gärna att likviditeten styrs till Nordpool.

När det gäller information och informationsspridning är man överlag nöjd, men det finns problem. Ett problem som nämns gäller information om snö och vatten i Sverige – här upplever man att producenterna ett informationsövertag eftersom de har tillgång till information och modeller som övriga saknar. En av de intervjuade anser att det fungerar bättre i Norge, där NVE upplevs ha ett tydligare uppdrag än SMHI att samla in information och göra den allmänt tillgänglig. Ett annat problem som nämns gäller information från OKG (Oskarshamns Kärnkraftsgrupp). Driftstörningar och annan marknadspåverkande information har rapporterats till EoN energihandel innan den släpps till Nordpool. Sedan 1 januari 2006 har OKG dock ändrat rutinerna och rapporterar nu direkt till Nordpool på motsvarande sätt som de andra kärnkraftverken.

Problemet är snarare hur man ska ha möjlighet att ta till sig all information - handlare gillar one-liners och mindre aktiva aktörer har ingen möjlighet att hinna ta till sig allt. /Elköpare

I Sverige betraktas elderivat som finansiella instrument och marknaden övervakas därför av finansinspektionen (FI). Viss typ av handel med värdepapper kräver också tillstånd från FI, exempelvis kommissionshandel. Något större förtroende för FI's arbete med dessa frågor tycks inte finnas utan man upplever att myndigheten prioriterar elmarknaden lågt. Exempelvis upplevs det som passivt att FI hittills bara intresserar sig för de företag som sökt och beviljats tillstånd och inte för de företag som bedriver samma verksamhet, men gör det utan tillstånd.

Någon direkt reformering av den finansiella marknaden ser man inget behov av. Däremot anser man inom basindustrin att det är ett problem att marknaden är så kortsiktig. Det är det aktuella spotpriset som i allt för hög utsträckning styr prisnivån även i avtal på kanske 10 års sikt. Här menar man att det borde ligga i producenternas intresse att säkra avsättningen av baslastproduktion.

Några elleverantörer pekar också på att det finns ett stort behov av finansiella produkter som gör det möjligt för företagen att även skydda sig mot osannolika händelser, men som kan få stora negativa ekonomiska konsekvenser. Man efterlyser exempelvis finansiella produkter som hanterar risken för prisspikar på Elspot. Även prisspikar på Balanstjänsten nämndes som en risk man i dag inte kan säkra sig för. Problemet med den finansiella marknaden är således snarare vad som inte handlas på marknaden.

Flera menar också att omsättningen på den finansiella marknaden fortfarande är för låg. Ett problem som nämns är de bilaterala avtal som tecknas direkt mellan producenter och kunder. Man vill också se fler rent finansiella aktörer, dvs sådana som varken är producenter, elleverantörer eller kunder, ”för slutkunden är omsättning alltid bra”.

Varför är så få elköpare direktaktörer på Nordpool?

En specifik fråga som diskuterats i intervjuerna är varför så få elanvändare agerar direkt på den finansiella marknaden. Till detta finns flera förklaringar.

Den vanligaste förklaringen är att det är både dyrare och krångligare att vara direktaktör på Nordpool jämfört med att teckna ”portföljavtal” med ett elhandelsbolag. Att vara tvungen att ställa särskilda säkerheter för att få teckna elavtal, vilket Nordpool kräver, upplever flera kunder exempelvis som ett hinder. Genom att handla genom en elleverantör räcker det i allmänhet med att företaget är ”normalt” kreditvärdigt. Kunderna är inte heller så aktiva att man tycker att man behöver direktaccess till marknaden, det räcker med att tala med sin portföljförvaltare. ”Man behöver ändå rådgivningen och företagen ställer upp med sina balansräkningar utan extra kostnad”.

Som tidigare beskrivits väljer också flera elintensiva företag fortfarande att teckna bilaterala ”fysiska” leveransavtal. Att detta görs beror inte enbart på att företagen är konservativa utan det beror också på att producenterna erbjuder fördelaktiga villkor i dessa avtal. Exempelvis kan det handla om att inte ta betalt för prisområdesförsäkringar eller för volymavvikelser

En fördel med att agera direkt på den finansiella marknaden som anges är att flexibiliteten ökar i den bemärkelsen att man enkelt kan byta rådgivare.

Industriföretag jobbar i en värld där alla priser går ner utom energipriserna. Företagen vill ha det billigt och enkelt, nu är det komplicerat och dyrt. Med denna bakgrund är det omöjligt att få dem att gå in i marknaden. /Elleverantör

4 Marknaden för utsläppsrätter

Samtliga intervjuade företag anser att förklaringen till de höga elpriserna vi ser i dag beror på marknaden för utsläppsrätter. Även om elproducenterna har fått utsläppsrätterna gratis har de i dag ett värde på drygt 25 EUR/ton CO₂. För att företagen ska vara beredda att producera i sina fossileldade kraftverk kräver de ett elpris som täcker såväl bränslekostnaden som värdet av utsläppsrätten. Prispåverkan bedöms vara en prisuppgång på ca 35 % jämfört med om vi inte hade systemet med utsläppsrätter. Att producenterna agerar på detta sätt hade man förväntat sig och anses vara fullt rationellt. En aktör menar dock att prisgenomslaget inte är fullt så stort, som det teoretiskt sett borde vara. Producenterna tar viss ”politisk hänsyn” i sin

prissättning, bland annat är man orolig för politiska ingripanden i form av nya skatter, och kanske att principerna för tilldelning ändras. Detta nämns som en förklaring till att spotpriserna faktiskt blivit lägre än vad marknaden förväntat sig under hösten (korta terminer har hela tiden legat högre än spotpriset).

Det främsta analysföretaget inom området anser att rätt pris på utsläppsrätter ligger inom intervallet 18 – 200 EUR, det säger väl allt om marknaden! / Elleverantör

Gemensamt för de intervjuade företagen är att de saknar förtroende för marknaden för utsläppsrätter. Samtliga aktörer famlar i mörker när det gäller prisbildningen – man förstår helt enkelt inte vad som bestämmer priset. Flera grundläggande problem nämns:

- Marknaden startade innan nödvändigt regelverk och nödvändig infrastruktur fanns på plats.
- Fundamental information om utbuds- och efterfrågeförhållanden finns ännu inte tillgänglig för aktörerna.
- Marknaden är extremt politiserad i den bemärkelse att politiska beslut har stor betydelse för priset.
- Det är uppenbart att det var/är lätt för aktörer med stora positioner i el att köra elmarknaden genom att ta förhållandevis små positioner i CO₂.
- Nationella hänsyn tas när kvoterna fördelas.
- En ny period inleds 2008 och nuvarande marknaden måste klarera 2007 (ett stort utbud ska exakt möta en stor efterfrågan). Det anses vara riskfyllt att sitta med ett underskott i slutet av 2007.

Bland slutanvändarna är man kritisk till det sätt som systemet med utsläppsrätter är konstruerat, framförallt på det sätt som systemet har påverkat elpriset. Man pekar på andra styrsystem som inte har detta problem så som systemet med elcertifikat och systemet med NO_x - avgifter. Ett annat alternativ som nämns är att de utsläppsrätter som elproducenterna nu får gratis i stället fördelas mellan elkunderna i Europa. ”Elproducenterna blir ju ändå kompenserade genom högre priser och som det nu är blir de kompenserade dubbelt”. Någon pekar också på möjligheten att helt exkludera elproducenterna från systemet.

Visserligen ser man att de egna utsläppen av CO₂ kan innebära extra kostnader för företaget i ett expansionsskede men utöver det är situationen hanterbar – det stora problemet är effekten på elpriset. De flesta industriföretag som har tilldelats utsläppsrätter har ännu inte deltagit i handeln eftersom man inte vill spekulera i priset (ser på utsläppsrätter på samma sätt som på el).

Alla nationer i Europa verkar kämpa för sin industris överlevnad utom Sverige!
/ Elköpare

När det gäller den kanske viktigaste frågan – vilken effekt har EU ETS på CO₂-utsläppen - råder det delade uppfattningar. Vissa menar att systemet inte alls påverkar utsläppen. Projektet är för politiskt osäkert för att det ska påverka företagens investeringar i någon positiv riktning. Andra menar att det visst påverkar företagens agerande och att denna typ av ”chockterapi” är det enda sättet att få tillräckligt kraftfulla åtgärder till stånd.

5 **Konsekvenser för basindustrin av de höga elpriserna**

Från basindustrin menar man att de höga elpriser vi ser i dag är ett jätteproblem för de nordiska produktionsenheterna. Grundproblemet är att stora delar av basindustrin är beroende av att de har lika bra eller lägre elpriser i Norden än i andra delar av världen, detta för att kompensera för andra konkurrensnackdelar som långa transportavstånd och höga arbetskraftkostnader.

Problemet är egentligen inte de höga spotpriserna vi ser i dag utan att det inte är möjligt att teckna nya långsiktiga avtal på nivåer som företagen långsiktigt bedömer att de kan bära. Kortsiktigt går det oftast att köra runt verksamheten trots att elpriserna är höga, men det går inte att få pengar till investeringar. För att investeringar ska ske krävs att man kan säkra in elpriset. Det är mot denna bakgrund man ska se bildandet av bolaget Basel. Detta är ett led i industrins strävande att skapa långsiktigt bra förutsättningar för den nordiska verksamheten.

Vi kan inte bygga en verksamhet på treåriga elavtal. Det fattar inte politikerna. /Elköpare

Konsekvenserna av höga energikostnader kommer emellertid inte omedelbart utan det tar fyra till fem år innan vi riktigt ser vad som är på gång. Några riktigt utsatta verksamheter kan tvingas lägga ner snabbare, men det är inte så många. Under en begränsad tid kan man t o m köra verksamheten trots att man inte ens får tackning för de rörliga kostnaderna, men företagen gör då inga investeringar utan tvingas ”laga med tuggummi”. Några menar att man redan har börjat se att investeringsnivåer inom basindustrin går ner.

De kortsiktiga effekterna begränsas också av att vissa företag har säkrat hela eller delar av sina elinköp i långa avtal till fasta priser. I vissa fall tecknades dessa avtal under perioder med låga marknadspriser. Några avtal har också tecknats även sedan marknadspriserna stigit. Under förra året tecknades minst fyra riktigt långsiktiga avtal i Sverige. Prisnivån i dessa avtal är hemlig men det sägs rent ut att prinsnivån är fördelaktig jämfört med de priser som gällde på terminsmarknaden vid avtalens tecknande. I vilken utsträckning den relativt låga prisnivån beror på politiska hänsynstaganden eller producenternas strikt marknadsmässiga bedömning vill man däremot inte ha någon bestämd uppfattning om. Avtal till denna prisnivå uppges dock inte vara möjliga att teckna för alla företag, tvärtom uppger flera av de intervjuade att elproducenterna är extremt ovilliga att diskutera rabatter i längre avtal.

Vattenfall har definitivt inte fått några nya politiska direktiv att stödja basindustrin genom att ingå långa avtal – det är bara spel för gallerierna, det har vi synat flera gånger. /Elköpare

Mycket av den kritik som riktas mot elmarknaden från basindustrin handlar om att producenterna har blivit för kortsiktiga. Även de bör vara intresserade av att säkra sina intäkter genom att teckna långa avtal, men då måste de också vara beredda att gå ner i pris jämfört med den prisnivå som nu gäller. Det är tydligt att det i dag är en stor skillnad mellan det pris elköparna anser att de kan betala i långa avtal och det pris producenterna är villiga att sälja till. Flera beskriver hur det i många länder i övriga Europa finns andra möjligheter att erhålla konkurrenskraftiga elpriser, speciellt i södra Europa, i Frankrike och Norge. En grov

uppskattning från en av de intervjuade är att hälften av länderna i Europa skyddar sin industri mot effekterna av höga elpriser.

Ytterligare en viktig anledning till att inte dagens höga elpriser leder till omedelbara konsekvenser för basindustrin i Norden är att det för närvarande är höga världsmarknadspriser på många produkter, särskilt metaller som zink, koppar och aluminium. Aluminiumpriset har exempelvis stigit med 30 % de senaste fyra månaderna. Detta hjälper naturligtvis till att hålla liv i anläggningarna, men leder inte till investeringar – för det krävs långa elavtal. Även stålindustrin har haft högkonjunktur. Däremot är det ett svårare konjunkturläge för pappers- och massaindustrin.

Debatten är snedvriden – industriföretagen ska vara glada att de är i Norden eftersom prisdifferensen mot resten av Europa är större än någonsin. Det är snarare troligt att industri flyttar hit – men industrin är skicklig på att lobba! / Elleverantör

6 *Konkurrenssituationen inom elhandeln*

Konkurrenssituationen inom elhandeln fortsätter att intensifieras. Försäljningsmarginalerna till alla typer av kunder går ner. För privatkunder och andra mindre kunder är det vinstmarginalerna i de sk tillsvidarepriserna (priser till kunder som inte gör något aktivt val) som pressas mest. Dessa kunder har varit relativt lönsamma hittills och betyder mycket för elhandelsföretagens ekonomi. Marginalerna för de kunder som är aktiva på marknaden har redan tidigare varit låga. Det gäller både traditionella fastpris-, spotkontrakt och portföljkontrakt.

I dag är det de stora som är prispressarna. Att tillsvidarepriserna går ner till samma nivå som ettårspriserna är ett stort hot mot oberoende elhandlare. / Elleverantör

För elhandelsföretag utan egen produktion är det fortsatt svårt att konkurrera om de riktigt stora kunderna. Flera anledningar till detta nämns i intervjuerna.

1. Trots att de som konkret arbetar med frågorna på industriföretagen inser att valet av leverantör inte påverkar den fysiska leveranssäkerheten finns en tradition i de stora företagen att köpa el från ett företag med egen produktion. Konkurrens för den här gruppen av elköpare handlar om att ha flera producerande företag att förhandla med – inte att kunna välja olika mellanhänder.
2. Flera av företagen ser emellertid ett värde av att det blir fler aktörer även på den finansiella marknaden och att ett mer aktivt agerande från industriföretagen, direkt eller via en fristående portföljförvaltare, är positivt för marknadens utveckling. Som tidigare nämnts har dock producenter i flera fall varit villiga att erbjuda bättre villkor än vad som är möjligt att erhålla från oberoende aktörer. Exempel som nämnts är att prisområdesförsäkring följt med gratis eller att balanskraften prissatts mycket fördelaktigt. I slutändan har det varit priset som räknats.
3. Som nämnts tidigare har också långsiktiga avtal tecknats mellan producenter och basindustriföretag där det indikeras att prisnivån är lägre än vad som kan erhållas på den finansiella marknaden.

På frågan om det förekommer underprissättning på marknaden nämner flera företag Sydkraft/Eons sk ”road show kampanj” som bedrevs under hösten 2005 i samband med namnbytet. Då sålde man ettårsavtal till priser som låg långt under marknadspris. Tillfälliga kampanjer i marknadsföringssyfte accepteras, men i detta fall upplevdes kampanjen som både långvarig och ovanligt omfattande. Från elhandelsföretagen ser man det som ett problem om konkurrensen inte sker på lika villkor. De integrerade företagen som har både produktion och elhandel har i dag möjlighet att använda sina stora vinster från produktionssidan för att återta marknadsandelar på slutkundsmarknaden. Ett annat exempel som nämns är Jämtkraft som i dag säljer på nivån 20 öre/kWh till regionens egna invånare och företag.

Kunder börjar känna misstro mot prissättningen – en företagare i Norrland nappade på hemförsäljningserbjudande från Eon på 32,9 öre/kWh. Eftersom terminspriset låg 5 öre högre erbjöd han sig att inte bara köpa sig själv utan också till sitt företag, men fick efter viss tvekan nobben. / Elleverantör

Andra fördelar som de integrerade företagen har är en ”intern riskhantering” för vissa typer av risker som övriga företag måste hantera på den finansiella marknaden, exempelvis prisområdesrisker och risker för prisspikar. Genom att de stora producenterna kan hantera detta internt kommer inte denna typ av produkter ut på marknaden i tillräcklig omfattning.

För att råda bot på denna upplevda obalans är flertalet av de intervjuade positiva till en tydligare uppdelning mellan elhandel och produktion. Eventuella korssubventioner mellan produktion och elhandel skulle då åtminstone synas i ett dåligt resultat för elhandelsverksamheten.

Däremot upplever de intervjuade inte att elhandelsverksamheten i de integrerade företagen har något informationsövertag av betydelse. Visserligen är man tveksam till att ”Chinese walls” mellan produktion och elhandel fungerar i praktiken ”man ses ju ändå vid kaffemaskinen”. Däremot tror man inte att elhandeln använder sig av otillåten information i någon omfattning av betydelse. Här litar man på Nordpools marknadsövervakning.

7 *Inträdeshinder*

Nya kraftproducenter

Det största hindret mot en väl fungerande elmarknad anser de flesta vara svårigheten för nya aktörer att investera i elproduktion. Att utländska företag köper upp existerande produktion gör ingen skillnad. Det krävs nya produktionsanläggningar. Prisnivån är nu så hög menar man att både kärnkraft och storskalig vattenkraft är lönsam. Politiker borde ta till sig problemet och skapa ett ramverk som möjliggör nyinvesteringar även i relativt billig produktion. Som situationen med tillståndsgivning m m ser ut menar man att det i hög grad är ett politiskt problem. Finland nämns här som ett föredöme.

Varför kan politikerna inte se kraftindustrin som en exportindustri, antingen som ren kraftexport eller som export av elintensiva produkter - vilken impuls det vore för svenskt näringsliv att bygga ut kärnkraften längs kusten eller varför inte komma överens med Finland om att bygga ut Torneälv? / Elköpare

En fråga som många nämner är de nuvarande producenternas bristande incitament att investera i ny produktion. Producenter är ju i grunden intresserade av att hålla uppe prisnivån genom att begränsa utbudet. Det är bara om de ser risken att andra hinner före med lönsamma investeringar som de agerar. Det understryker ytterligare behovet av att nya producenter ges möjlighet att etablera sig. Samtidigt menar några på att den förda energipolitiken gör det svårt även för de etablerade producenterna att genomföra större investeringar. Med en mer tillåtande energipolitik skulle också marknaden fungera bättre.

Fingrid styrs av producenterna och det är klart att man vill stoppa nya importkabeln från Ryssland – man vill ju inte ha ytterligare konkurrens. /Elköpare

Nya elhandlare

Generellt är man mer positiv när det gäller möjligheterna för nya aktörer att etablera sig inom elhandelsområdet även om det även här finns problem.

Tidigare stora problem med leverantörsbyten och rapportering av mätvärden uppges ha blivit bättre, men flera anser att Statens Energimyndighet fortfarande är för flata mot nätägare som inte sköter sig.

Balanskraftprissättningen nämns också som ett konkret inträdeshinder, bl a för att det inte går att försäkra sig mot riskerna och för att kostnaderna per levererad kWh är större för små än för stora aktörer. Här menar de flesta att enprisavräkning är att föredra, även om enprisavräkning inte löser alla problem.

Den pågående diskussionen mellan branschen och Svenska Kraftnät om vem som har leveransansvaret i en effektbristsituation upplevs också besvärande för elleverantörer som inte är självförsörjande med egen produktion.

Samtidigt pekar flera på att konkurrensen inom detta område faktiskt fungerar bra och att nya aktörer med framgång har etablerat sig på marknaden de senaste åren. Någon pekar också på att elmarknaden är en mycket komplex marknad och att det krävs stor kunskap för att gå in på marknaden. I takt med att allt fler har denna kunskap kommer också fler företag att försöka etablera sig.

Nu är det ett krig och fel läge att etablera sig som elhandlare. 140 aktörer innebär en ohälsosam konkurrens. / Elleverantör

8 *Ny prisområdesindelning i Norden*

Från elhandlarnas sida är man kritiska eller mycket kritiska till att införa en ny prisområdesindelning som innebär att Sverige kan delas i två eller flera prisområden. Man tycker att det är ett steg i fel riktning och menar att det kommer att försämra villkoren för deras verksamhet. Det är speciellt två faktorer man nämner. Det ena är att det kommer att bli ännu dyrare att försäkra sig mot prisområdesrisker och det andra är att man sannolikt kommer att tvingas erbjuda kunderna olika priser i olika delar av landet, vilket kommer att öka administrationen och fördyra kundkommunikationen. Deras recept är att stamnätsföretagen ska förstärka näten och använda mer mothandel. Man skulle också gärna se politiska initiativ som leder till ny elproduktion i södra Sverige.

Samtidigt finns det en förståelse för att inte full handel kan tillåtas jämt och att systemet med prisområden ändå kanske måste finnas kvar. Om det ska ske förändringar anses det vara viktigt att ha ett nordiskt perspektiv och att en förändrad prisområdesindelning måste ske tillsammans med andra regelförändringar, exempelvis harmoniserad balanstjänst, ett gemensamt stamnätsbolag, lika regler för finansiell handel, samma avräkningsprinciper mot slutkund m m. Antalet prisområden efter en förändring måste i så fall bli färre än i dag och att motköp tillämpas inom dessa. Eftersom det finns existerande avtal som är utformade utifrån dagens prisområdesindelning måste det under alla omständigheter vara tre till fyra års perspektiv på en förändring.

På köparsidan finns en betydligt större acceptans för en ny prisområdesindelning. Här ser man inte ökade nätinvesteringar som det självklara receptet på geografiska obalanser, utan snarare vill man se ökade investeringar i kraftproduktion i underskottsområden, exempelvis i södra Sverige. Man tycker inte heller att det är fel att kunder i norra Sverige kan dra fördel av att de befinner sig i ett område med god tillgång på produktion.

*".. och när vi sänkte
förbrukningen var festen över.
De kunde inte fortsätta."*

S. David Freeman, chef för Energikommisionen i
Kalifornien om hur de svarade på oskäligt höga
priser från Enron (nu i konkurs)

KONSUMENTERNA
OCH ELREFORMEN:
VÄLGRUNDAD
BESVIKELSE

Analys och förslag med
konsumenternas
perspektiv

BIET energi & tanke

Umeå 2006-01-24
Roger Fredriksson

REFORMERA MERA - SAMMANFATTNING

Kunderna är på goda grunder kraftigt besvikna på elreformen vars syfte var att öka kundernas inflytande och sänka deras elkostnader. Nätavgifterna har ökat med 15 % i stället för att sjunka med minst 20 %. Elpriset exklusive skatter skulle åtminstone vara reellt oförändrade men är nu minst 80 % högre än 1996, reformens första år. Inflationen för samma period blev 9,5 %.

I USA, Tyskland och i många fler länder har omregleringen av elmarknaden också blivit en besvikelse för kunderna och en guldgruva för kraftbolagen. Den viktigaste förklaringen till misslyckandet är att kunderna inte erbjuds ett realistiskt alternativ till att fortsätta köpa i stort sett lika mycket el som innan reformen oavsett pris.

Först när kunden får ett verkligt alternativ kommer kraftbolagen att börja konkurrera. Effektivisering och el-ersättning är kundernas bästa svar på stigande elpriser; färre kWh att betala och lägre efterfrågan ger lägre pris. Men det finns idag två strukturella hinder: tillförsel-orienterad energipolitik och att det saknas en lojal resurs- och kompetensstark part som agerar för kunderna på marknadens villkor.

För få oberoende elsäljare, för många mellanhänder, för svag styrning av nätmonopolet och otydliga myndighetsroller är också till skada för kunderna på elmarknaden.

Elmarknaden kommer att fungera tillfredställande först när:

1. effektivisering är grundbult i ny nationell energistrategi,
2. starkt ombud för elkunderna agerar på marknaden,
3. endast certifierade företag får sälja el till konsumenter,
4. kunden har prisinformation timme för timme,
5. nätagarna upphandlar all nätverksamhet enligt LOU,
6. nätagaren är energiskatteskyldig,
7. fakturan redovisar nätavgift relativt 1996 och förra året och
8. när myndigheternas roller och mandat är preciserade.

Omfattningen och tidsramen har inte gjort det möjligt att på djupet dokumentera analys och förslag. En viktig källa för förslagen är mina erfarenheter från individuella utredningar för 3 000 enskilda konsumenters räkning samt erfarenheter från många av 35 000 registrerade användare på sajten avgifter.com.

Rapporten är gjord på uppdrag av EMI:s "Sahlin-uppdrag". Uppdraget är ersatt med arvode motsvarande 32 arbetstimmar.

Umeå 2006-01-24

Roger Fredriksson

INNEHÅLLSFÖRTECKNING

REFORMERA MERA - SAMMANFATTNING	1
INNEHÅLLSFÖRTECKNING	2
EL-REFORMENS LÖFTEN	3
MISSLYCKANDET PÅ ELRÄKNINGEN	6
<i>Nätavgift – större i stället för mindre</i>	6
<i>Statliga avgifter – har de verkligen höjts?</i>	8
<i>Elpriset - mot nya höjder</i>	9
Oskälig inträdesbiljett	9
Ocker med tillsvidarepris	9
Torrårsbluffen	10
Utsläppsvalsen	11
<i>Energiskatt och moms – hör inte hit</i>	12
HUR KUNDE DET GÅ SÅ ILLA?	14
<i>Presumptiva aktörer köptes upp</i>	14
<i>Mångfalden är en illusion</i>	14
<i>Nya uppstickare – för få överlever!</i>	16
<i>Myndigheterna – otydliga och har låg auktoritet hos tillsynsobjekten</i>	17
Konkurrensverket	17
Tillsynsmyndigheten för elnät	17
Konsumtverket	18
Slutsatser om myndigheter	18
<i>Ökad grad av detaljreglering är fel väg</i>	19
<i>Kunden saknar information om priset</i>	19
<i>Ojämliga parter</i>	19
<i>Tillförsel är fel fokus</i>	19
EN UTVECKLAD ELMARKNAD –REFORMERA MERA	20
<i>Ny policy</i>	20
<i>Lojalt ombud</i>	20
<i>Certifiera elsäljare</i>	21
<i>Kräv LOU för all nätverksamhet</i>	21

KONSUMENTERNA OCH ELREFORMEN: VÄLGRUNDAD BESVIKELSE

Den enskilde konsumenten kan inte värja sig. Detta är väldigt frustrerande, snart har jag inte råd att bo kvar i mitt hus. Elbolagen kommer med den ena ursäkten efter den andra för att höja priset på elen. Det är skamligt. Snart är det dags att göra någonting. Protestera, ett el-uppror kanske? (citrat ur brev från elkonsument i Hörnefors, 3 januari 2006)

Konsumenternas uppfattning om elmarknaden är kristallklar – marknaden fungerar inte. Ett annat uttryck för detta är kundernas bottenbetyg för elbolagen i Svenskt Kvalitetsindex's årliga mätningar av förtroende för banker, telecom, försäkringar, offentlig sektor, detaljhandel, bolån, energi och numera även personresor. Mätningen 2005 sammanfattas av utredarna:

Elkunderna är fortsatt missnöjda med sitt elbolag, - Mycket låg kundnöjdhet jämfört med flertalet andra branscher!

För tillskyndare av marknadsmekanismernas fördelar framför reglerade monopol för produktion och handel med el är kundernas dom tillräcklig för att underkänna det som el-reformen har "levererat".

Den här rapporten rekapitulerar vad reformen lovade, utvärderar resultatet, analyserar orsakerna till misslyckandet och föreslår konkreta åtgärder för att nå reformens mål.

EL-REFORMENS LÖFTEN

Ineffektivitet och bristande kundorientering var skälen till en genomgripande reformeringen av elmarknaden. År 1996 sattes reformen som innebar att elhandel och kraftproduktion skulle ske i konkurrens. Nätverksamheten blev kvar som monopol och regleras i statens koncession för de då cirka 250 lokalnätsområden som täcker hela Sveriges areal.

Konkurrens i produktion, handel och försäljning var ett ansvar som skulle tas av marknadens köpare och säljare. Verklig konkurrens mellan kraftproducenter och elsäljare skulle leda till hög effektivitet och låga privat-, företags- och samhällsekonomiska kostnader.

Nätmonopolets effektivitet skulle öka genom särredovisning av verksamheten som underlättar myndighetstillsyn och jämförelse mellan olika tariffområden. Tanken var att jämförelserna skulle motivera rationalisering i högavgifts-företag. Ökad effektivitet skulle ge lägre nätavgifter. Inför omregleringen av elmarknaden fanns det

förväntningar på mellan 20 % och 40 % lägre nätavgifter till följd av effektivisering.

Den senaste tidens allt omständligare försök från kraftproducenter, myndigheter och konsulter att försvara påståendet att reformen är framgångsrik innehåller också ifrågasättandet av reformens målsättning. Nu faller den argumentationen på sin egen orimlighet – vad skulle det finnas för annan anledning än lägre elkostnad och större inflytande för kunderna?

Om inte den enkla logiken räcker borde alla tvivel om reformens syfte undanröjas av samtida formuleringar. Reformeringen av el-sektorn grundlades med bolagiseringen av Vattenfall som bl.a. motiverades så här:

".. en ökad avkastningsförmåga inom ramen för oförändrade eller lägre reala elpriser och en fortsatt trygg elförsörjning" (prop 1990/91:87 enligt refererat i SOU 1993:68)

I början av 1990-talet fanns en utbredd skepsis bland många kundgrupper, t.ex. Lantbrukarnas riksförbund som hade bestämt sig för att försöka stoppa reformen. Kundernas oro fångades därför upp av reformmakarna:

"En effektiv elmarknad är en viktig förutsättning för att arbetet med att hålla tillbaka kostnadsutvecklingen för elanvändarna skall lyckas" (Molin/Prop 1990/91:88)

".. att genom ökad konkurrens nå ett mer rationellt utnyttjande av produktionsresurserna och att tillförsäkra kunderna flexibla leveransvillkor till lägsta möjliga priser." (prop 1991/92:133 enligt Ellagsiftningsutredningen i SOU 1993:68)

Om risken för ökade elpriser skrev reformmakarna bl.a.:

"Den utvecklingen kan motverkas genom införandet av ett sådant system med ökad konkurrens på elmarknaden som det är vår uppgift att utarbeta" (Ellagsiftningsutredningen i SOU 1993:68)

Den tidens statliga utredningar betonade också vikten av att industrins internationella konkurrenskraft skulle öka:

" Stora förhoppningar knyts således till elmarknadsreformen, som under vissa betingelser skulle kunna ge lägre priser på både kort och lång sikt, och därmed underlätta de köpande företagens konkurrensförmåga, bl.a. på de internationella marknaderna" (Energikommissionen, SOU 1995:14)

En invändning mot reformen var att oron för genomslag av kontinentens mycket högre elpriser men ...:

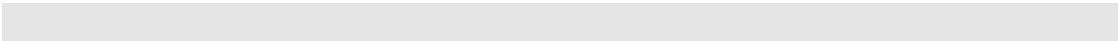
"De svenska utlandsförbindelserna är huvudsakligen kopplade till elsystem som inte kan väntas få några avgörande prishöjande influenser på den svenska elmarknaden." (Energikommissionen, SOU 1995:14)

Dokumenterad målsättning förstärktes under varje presentation av reformen för olika intressenter. Marknadsföringen av reformens tydliga mål ledde också till allt mindre motstånd bland kunderna. Följaktligen ökade motståndet från producenterna och elverken som översatte målen till lägre intäkter och därmed lägre vinst.

Marknadsföringen av reformen var övertygande och bland kunderna fanns ytterst få aktörer som motsatte sig reformen. LRF var dock fortsatt orolig för att reformen skulle drabba just mindre kunder hårt. Vid en uppvaktning 1995 på departementet försäkrade energiminister Jörgen Andersson att LRF:s medlemmar och alla andra elköpare skulle få billigare el – något han bekräftar hösten 2005 i en intervju med Bo Holmström i TV4. Då – hösten 1995 – gav även LRF upp och "gillade läget" genom att starta Agrokraft i ett försök att tillvarata medlemmarnas intressen på den nya elmarknaden.

Målet för reformen var även det kristallklart: lägre elkostnader och större inflytande för elkunderna på elmarknaden!

Hur stort är då misslyckandet i ekonomiska termer sett med kundens ögon?



MISSLYCKANDET PÅ ELRÄKNINGEN

Konsumentens elkostnad består av nätavgift, statliga avgifter, elpris, energiskatt och moms.

NÄTAVGIFT – STÖRRE I STÄLLET FÖR MINDRE

Om vi väljer nätägare med fler än 18 000 abonnenter och som har höjt mer än 15 % mellan 1996 och 2006 så får vi den här listan för en elvärmd villa, tabell 1.

Tabell1 Ökning av nätavgifter för abonnent med årsförbrukningen 20 000 kWh och 20 A säkring mellan 1996 och 2006.

Nätägare	Abonnenter	Nätavgift exkl. moms, kr/år	Ökning mellan 1996 och 2006, %
Vattenfall, Nyköpings tätort	20 254	4 851	94
Vattenfall, Malmfälten	22 166	5 182	66
Karlstads Elnät AB	34 332	4 319	55
Fortum, Lidingö	19 738	3 530	50
E.ON, Norrköping	65 203	4 950	49
E.ON, Upplands Väsby	18 080	3 610	48
Vattenfall, Botkyrka Salem	39 454	4 851	45
Vattenfall, Drevviken	28 096	4 851	41
Halmstad Elnät AB	36 594	3 584	39
Kungälv Energi AB	19 736	4 285	38
Fortum, Täby	27 715	3 018	37
Uddevalla Energi AB	25 735	4 106	36
Vattenfall, Huddinge	35 402	4 851	35
Luleå Energi Elnät AB	39 292	2 574	30
Fortum, Ryssa	24 298	4 439	29
E.ON, Malmö	160 789	5 349	29
Trollhättan Energi AB	24 595	3 255	26
Vattenfall, Uppsala	76 870	4 526	25
E.ON, Örebro	83 875	5 354	24
Fortum, Halland	53 253	5 575	22
Karlskoga Elnät AB	18 191	4 434	20
Kalmar Energi AB	21 066	3 820	20
Vattenfall, Norrbotten	35 635	5 182	20
Jämtkraft Elnät AB	61 150	3 782	20
Karlskrona Affärsverken AB	18 632	4 939	19
Göteborg Energi Nät AB	241 900	3 964	19
Fortum, Värmland	122 563	6 636	17
Växjö Energi Elnät AB	27 247	4 047	17
Borås Energi Nät AB	38 881	3 808	17
Vattenfall, Värmdö	21 142	4 851	16
Vattenfall, Huvudsta	50 435	4 851	16

Urvalskriteriet ger 34 nätägare av totalt 250 ursprungliga tariff-områden 1996. Nätägarna i tabell 1 har tillsammans cirka 30 % alla

lågspänningsabonnenter. Om vi antar att de också samma andel av elvärmda villor motsvarar det 300 000 hushåll.

Tabellen är en bra illustration av flera nackdelar av elreformen för konsumenterna i rollen som nätabonnenter:

1. Många abonnenter har fått dramatiskt höjda nätavgifter,
2. Många kommuner har – strax innan och efter 1996 - sålt sina elnät till Vattenfall, E.ON och Fortum och deras höjningar har varit kraftiga. Höjningarna leder tanken till att det blev abonnenterna som fick betala en gång till för det de redan hade finansierat via monopolavgifter (och skatter om vi räknar riktigt långt tillbaka i historien). Avgiftshöjningarna blev en del av finansieringen av köpeskillingen.
3. Mångfalden bland lokala nätmonopol minskar snabbt. I tabellen har de tre stora nätägarna fler än hälften av bolagen. Minskad mångfald är till stor skada för regleringen av monopol ettersom tidigare låg-avgifts-nät drunknar i tariffutjämningsprogram¹, t.ex. Täby, Upplands Väsby och Uppsala. Kvar finns bara områden som har ungefär samma tariffnivå och exakt samma principer för tariffkonstruktion och inga goda exempel blir kvar för att stödja konsumentens och reglermyndighetens argumentation.
4. Men även oberoende nätägare verkar nu se kraftigt höjda avgifter som en bekväm väg till högre vinster. Trots kraftiga höjningar är det långt kvar innan nätnyttomodellen hissar varningsflagg för Luleå som för i år har höjt sin avgift med 7 %. Faran är uppenbar att andra effektiva bolag följer efter. I så fall skulle införandet av nätnyttomodellen de facto höja abonnenternas avgifter. Eftersom alla uppmaningar att sänka nätavgifterna överklagas blir det i varje fall en initial effekt – dags att stämma i bäcken.

Baserat på 2006 års nättariffer verkar medelvärdet för höjningen i samtliga tariffområden jämfört med 1996 bli cirka 15 % exklusive höjning av statliga avgifter. Medelvärdet säger oss att flera andra nätägare än de i tabell 1 kämpar på för att hålla nere nätavgifterna. Även om analysen av tarifferna ännu inte är klar verkar det som att det ofta är små nätägare nära abonnenterna som åtminstone ligger kvar på oförändrade nivåer och inte följer de storas exempel.

Nu låter 15 % höjning som en rätt måttlig förändring. Men var det någon uppfattning som kraftbolagen delade med reformmakaren så var det just att lokaldistributionen kunde effektiviseras rejält. När kraftbolagen själva tog över har de då inte bara stoppat effektiviseringsvinsterna i egen ficka, abonnenterna har också fått kraftigt höjda nätavgifter, se tabell 1 ovan.

Låt oss mot bakgrund av förväntningar på rationalisering se mot vilket tal vi ska värdera höjningen 15 %:

Nätmyndigheten vid NUTEK konstaterade hösten 1997:

¹ Tariffutjämning mellan stad och land är klokt men först efter genomförd rationalisering.

"... Det finns en betydande potential att förbättra effektiviteten i de svenska nätföretagen. I genomsnitt bedöms nätföretagen kunna minska sina totala driftkostnader med en femtedel. ..."

Till stöd för konstaterandet fanns en lång rad analyser som kom fram till att potentialen för rationalisering låg mellan 20 % och 49 %. Analyserna stämde också med LRF:s jämförelser 1999 och 2000 av nätavgifter mellan landets samtliga tariffområden².

Nätägarna har fått ökade kostnader för leverantörsbyten, förlustel (p.g.a höjda elpriser), fjärravlästa mätare och ökad risk för skadestånd till abonnenter som blir strömlösa. Det är svårt att beräkna merkostnaderna men att de skulle överstiga en 15 %-ig höjning av nätavgifterna (cirka 3 miljarder kronor per år eller 600 kronor per abonnent) förefaller helt orealistiskt.

Slutsatsen blir att abonnenterna totalt sett har den ursprungliga fordran på nätägarna motsvarande minst 20 % lägre nätavgifter på kort sikt. På längre sikt är en halvering av nätavgifterna en rimlig målsättning. Rimligheten styrks också av att det som redan idag finns tariffområden som är så effektiva³ och till detta skall läggas att inget bolag är perfekt.

STATLIGA AVGIFTER – HAR DE VERKLIGEN HÖJTS?

Konsumenterna är skyldiga att betala bara en myndighetsavgift nämligen elsäkerhetsavgiften på 6 kr/år som nätägaren förmedlar till Elsäkerhetsverket. Nätägaren är dessutom skyldig att per abonnent betala nätövervakningsavgift (3 kr/år) och elberedskapsavgift (45 kr/år). De senare två avgifterna är egentligen att jämföra med alla andra myndighetsavgifter som nätägare och andra bolag är skyldiga att betala och borde därför ingå i den totala kostnaden som ligger till grund för nättariffen.

Jämfört med 1996 är det finansiering av elberedskap som har tillkommit, d.v.s. 45 kr per abonnent och år. Avgiften har tidigare finansierats med skatter så det är tveksamt om vi ens ska betrakta avgiften som en ökning men i vår jämförelse ovan över utvecklingen av nätavgifterna har vi exkluderat beloppet.

I förhållande till medelhöjningen på 600 kr per abonnent ger även synsättet att det är en höjning en marginell förklaring till stigande nätavgifter. Däremot används särredovisningen av statliga avgifter för att avleda uppmärksamheten från den verkliga höjningen. Det skulle vara betydligt viktigare och intressantare att nätägaren var skyldig att redovisa nätavgiftens höjning från 1996 på elräkningen i stället för att särredovisa vissa statliga avgifter.

Slutsatsen blir att statliga avgifter är helt ovidkommande som förklaring till stigande nätkostnader för abonnenterna. Dessutom bör inga statliga avgifter särredovisas på elräkningen om inte mottagande myndigheter inte söker direktkontakt med konsumenterna.

² Se referenser i *Hälften är nog! - Effektivisering och eliminering av korssubventionering kan minska nätavgifterna till hälften av dagens nivå*, LRF:s elnätavgiftsstudie 1999, (Umeå 1999-06-07)

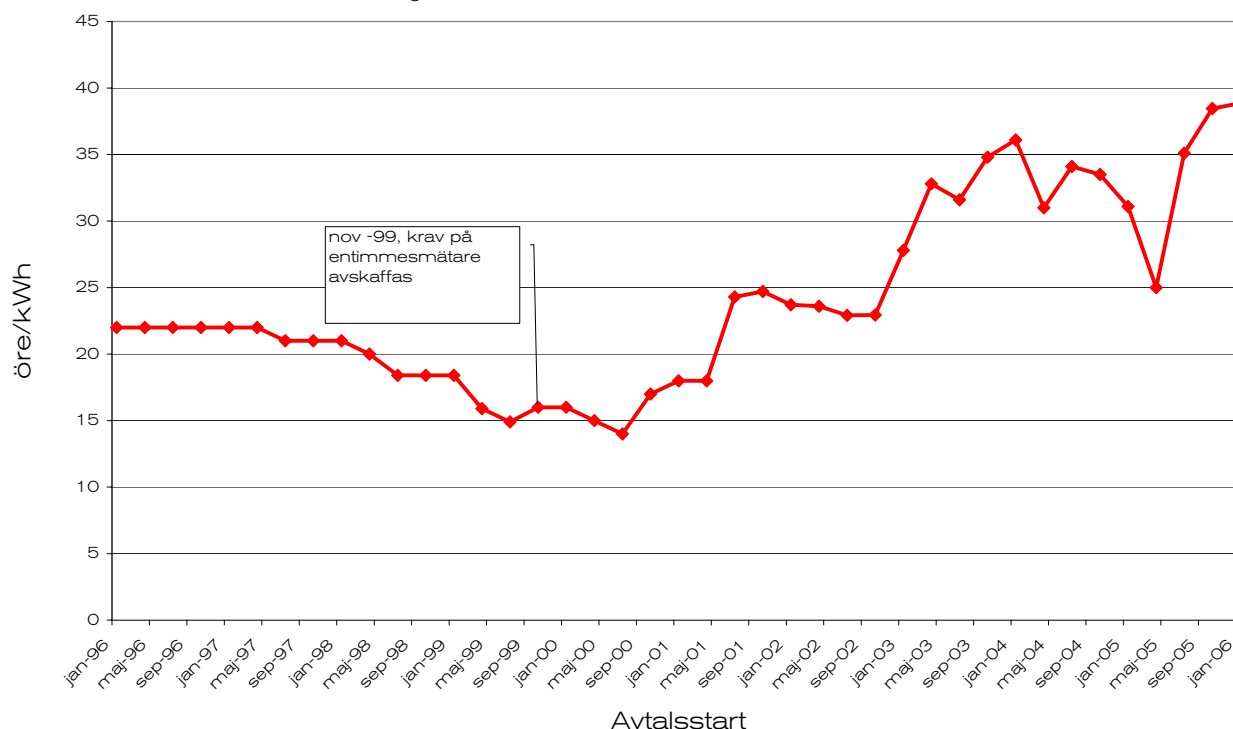
³ Se t.ex. nätnyttomodellen för Luleå

ELPRISET - MOT NYA HÖJDER

Utvecklingen av elpriset för en konsument som köper 20 000 kWh per år uttryckt som medelpris inklusive eventuell fast årsavgift men exklusive elcertifikat, energiskatt och moms redovisas i figur 1.

Figur 1: Utveckling av fastprisavtal 12 månader 1996-2006

Grafen visar lägsta fastpris varje kvartal för 20 000 kWh inkl. ev fast årsavgift men exkl. elcertifikat, energiskatt och moms.



Utvecklingen av elpriset kan delas upp i 4 faser sedda med kundens ögon; oskälig inträdesbiljett, ocker med tillsvidarepris, torrårsbluffen och utsläppsvalsen.

Oskälig inträdesbiljett

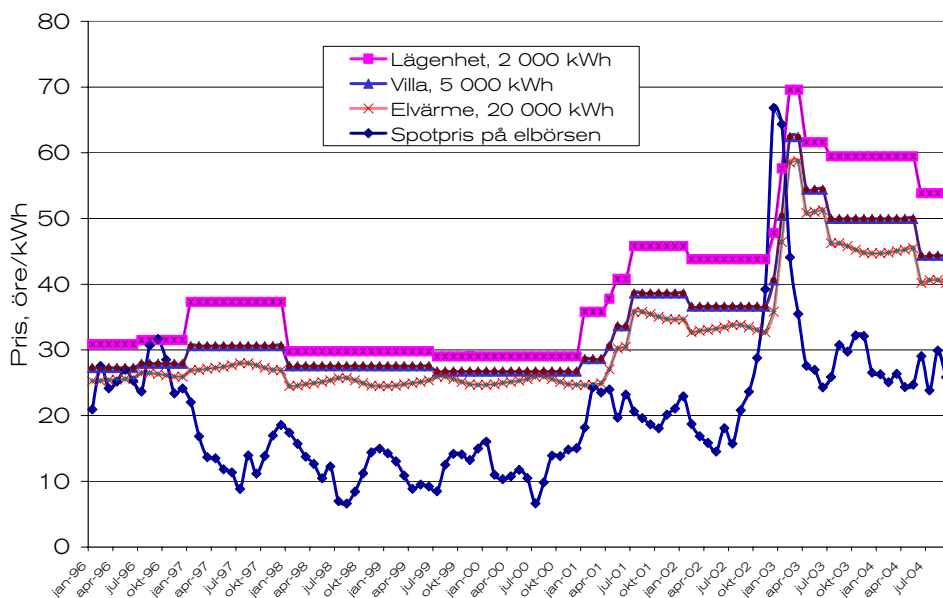
Efter en stabil inledning sjönk priset kraftigt när fler nya aktörer, Agrokraft, Statoil m.fl., och några gamla energibolag, Telge Energi m.fl., började tävla om kunderna. Orimliga administrativa hinder och brist på information till kunderna innebar dock att ytterst få kunder fick ta del av de låga priserna. Speciellt illa var det för konsumenter som inledningsvis var tvungna att betala ända upp till 14 000 kronor för nödvändig entimmesmätare.

Efter att kravet på entimmesmätare togs bort i november 1999 fick fler kunder tillgång till låga avtalspriser. Men innan särskilt många hann byta var priserna redan över den prisnivå som rädde reformens första år.

Ocker med tillsvidarepris

Kunder som inte bytte hade under tiden tillsvidareavtal med sina gamla elbolag. Dessa avtal var – och är – oftast mycket oförmånliga

för kunderna. I en analys t.o.m. juli 2004 jämförs Vattenfalls tillsvidarepris med spotpriset, figur 2.



Figur 2 Vattenfalls tillsvidarepriser jan1996 till juli 2004 inkl.. fast avgift för lägenhet, villa och elvärme men exkl. energi-skatt och moms

Tillsvidarepriset har ökat mellan 59 % och 74 % sedan 1996. Vattenfalls vinst under hela perioden med att köpa el till spotpris och sälja till tillsvidarepris ger en bruttovinst på 98 % (19 öre per kWh) för lägenhet, 71 % (14 öre) för villa och 50 % (10 öre) för elvärme. Jämfört med marknadens billigaste spotprisavtal idag har elvärmekunden i snitt årligen betalat 1 400 kr för ingenting annat än ökad vinst för Vattenfall, villaägaren 400 kr och lägenhetskunden 200 kr i "vinst-bidrag", moms tillkommer, och vinsterna av elproduktion är oräknade.⁴

Vattenfalls och övriga producenters tillsvidarepris var under den perioden i regel högre än andra elbolag. Ett undantag som även idag är värd en eloge från konsumenterna är Jämtkraft som har tillsvidarepris som långsiktigt rätt väl stämmer med spotpriset, just nu t.o.m. mycket under.

Under senaste året finns det en tendens att icke-producerande bolag, speciellt återförsäljare och partners till kraftbolagen, utmärker sig med höga tillsvidarepriser. Inga tecken finns på att återförsäljarna tjänar mera på den försäljningen, det är bara kraftbolagen som får så mycket bättre betalt utan att behöva skylta med höga egna tillsvidarepriser.

Torrårsbluffen

Under torråret 2003 tog elpriset ännu ett stort steg uppåt. En massiv informationskampanj från kraftbolagen fick media att fotografera

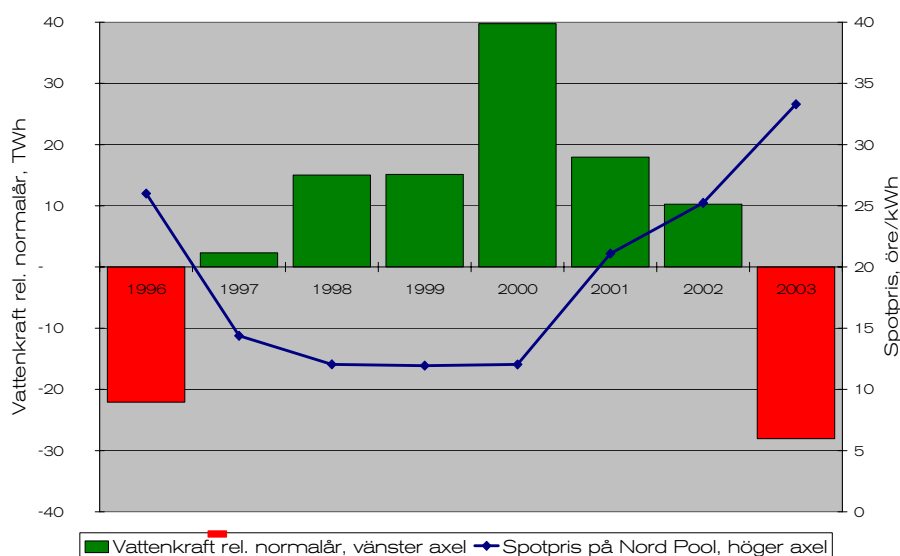
⁴ Fredriksson R, Elkostnadsanalys 2004:3, uppdaterad 2004-10-26

tomma vattenmagasin och okritiskt förmedla att det har blivit dyrare att producera kraft eftersom billig vattenkraft nu måste ersättas med dyr kraft från kol och olja.

Men hur mycket dyrare blev det egentligen?

2 öre per kWh – mer än så betyder inte torråret som förklaring till varför elpriset ökade förra året. 2003 års fastpris för 12 månader var ungefär 12 öre högre än sommaren 2002⁵. Kvar att förklara är cirka 10 öre per kWh. Prisutveckling och vattenkraftsproduktion de senaste 8 åren stärker bilden av att det är andra faktorer än produktionskostnader som avgör hur priset ändras, diagram 3.

Diagram 3 Vattenkraft relativt normalår och spotpriset



Det är pedagogiskt enkelt att skylla på ökade kostnader men den verkliga förklaringen är uppenbart ökade vinster för kraft-producenterna. Vinstökning samtidigt som kostnaderna ökar är inte möjligt på en väl fungerande marknad – då skulle säljarna få lov att ta en del av förlusten, åtminstone på kort sikt. Vattenfall, Fortum och andra kraftproducenter och elsäljare ökade sina vinster.⁶

Det är intressant att notera att just vattentillgång var den förhärskande förklaringen till varför spotpriset hamnade på en viss nivå. Knappt ett ord om prissättning enligt kortsiktig marginalkostnad, d.v.s. den princip som då skulle ha gett priset 20 öre per kWh när konsumenterna fick betala 35 öre per kWh.

Utsläppsvalsen

Utsläpp av koldioxid är vår tids största globala klimathot. Etablering av handel med utsläppsrätter är EU:s försök att minska utsläpp av koldioxid. Kraftsektorn i Sverige har gratis fått 80 % av normalbehovet

⁵ Elkostnadsanalys 2004:1, 2004-06-29

⁶ Elkostnadsanalys 2004:4, 2004-09-22

av utsläppsrätter och den kostnadshöjande effekten sammanfattas i en analys från augusti 2005:

Merkostnaden för utsläppsrätter i det nordiska systemet under ett extremt torrår skulle då uppgå till knappt 6 miljarder kronor eller strax under 1,6 öre per kWh om hela kostnaden slås ut på en normal årsförbrukning i Nord Pool-området.

Energimyndigheten och Naturvårdverket bedömer att handel med utsläppsrätter leder till höjda elpriser. Elpriset kommer att stiga med 3 till 4 öre per kWh år 2010 om priset på utsläppsrätterna hamnar på 20 Euro.

Jämfört med vårens fastprisavtal har elpriset ökat med cirka 12 öre per kWh eller mer än 50 %. Kraftbolagen har skylt prisuppgången på den dramatiska prishöjningen på utsläppsrätter, en handel som startade med 7 Euro per utsläppsrätt, toppade med 29 Euro och som idag ligger på cirka 20 Euro.

Ökade vinster – inte utsläppshandel – förklarar prisuppgång på el under 2005. Inköp av extra utsläppsrätter ökar kostnaderna år 2005 med mindre än ett tiondels öre per kWh. Konsumenterna har däremot fått en kostnadsökning som är 20 till 100 gånger så stor beroende på utgångsläge. Utsläppshandel har utnyttjats effektivt av producenterna för att höja redan rekordhöga vinster⁷.

På grund av god tillgång på vatten under år 2005 har kraftproduktionen i Sverige sannolikt inte överhuvudtaget haft några kostnader för utsläppsrätter, något som en av Fortums representanter också bekräftar i media.

Resultatet av elprisets utveckling på elräkningen varierar förstås beroende på årsförbrukning, grad av aktivitet m.m. Just höjningar av fasta årsavgiften slår speciellt hårt mot lägenhetskunder och andra småförbrukare.

En försiktig uppskattning av elprisets höjning är att använda exemplet i figur 1 ovan. Den blir försiktig eftersom vi då bortser från effekten av höjda fasta årsavgifter och mycket höga tillsvidare priser, idag finns det många bolag som tillsvidarepriser strax under 50 öre per kWh och rekordpriset är 52 öre per kWh (2006-01-21). Höjningen som vi kan utläsa ur figur 1 är 17 öre per kWh, en ökning med nästan 80 % av elpriset 1996. För en elvärmd villa betyder det en årlig ökning av elkostnaden med 3 600 kronor per år exklusive moms.

Slutsatsen är dels att elpriset har ökat dramatiskt och dels att det inte finns kostnadsökningar för kraftbolagen som motiverar dessa höjningar. Slutsatsen bekräftas också av kraftbolagens ökade vinster – om prisuppgången på el skulle bero på deras kostnadsökningar skulle inte heller vinsten öka.

ENERGISKATT OCH MOMS – HÖR INTE HIT

Kraftbolagen har med stor framgång fått besvikna elkunder att rikta sin irritation mot ökade skatter. Ett exempel på framgången är att Konkurrensverket också sväljer betet

⁷ R. Fredriksson, Elkostnadsanalys 2005:1, Utsläppsrätter 2005-08-13

... Men trots avregleringen av elmarknaden har elpriserna ökat rejält visar en studie som Konkurrensverket gjort.

Förklaringen är att elskatten höjts med 150 procent sedan elmarknaden avreglerades och öppnades för konkurrens 1996.⁸

Räknar vi kronor i stället för procent är det här en representativ bild:

Konkurrensverket gör ett stort nummer av att energiskatten har ökat med hela 150 %. Jämfört med 1995 har den ökat 168 %. Konsumenten betalar inte i procent, så vad betyder elbranschens höjning av nät-avgift + elpris i "plånbokspengar" jämfört med skatte-höjningen mellan 1995 och 2004-07-01, diagram 1.

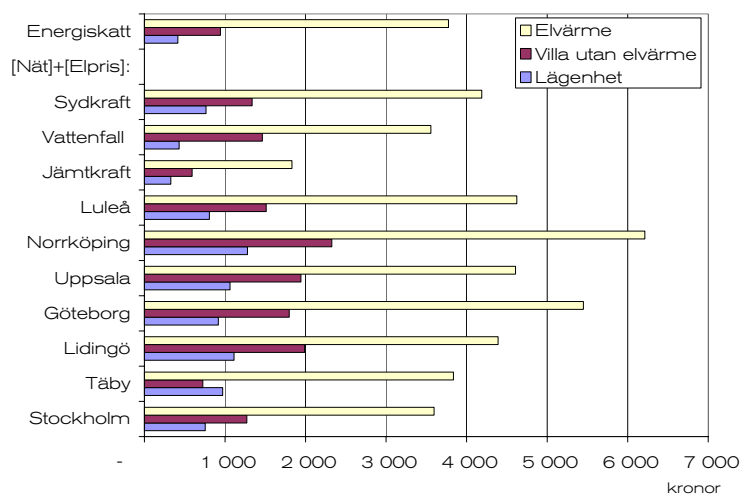


Diagram 1 Ökning av kostnader mellan 1995 och 2004 för energiskatt jämfört med nätavgift + elpris, kronor per år inkl. moms

- *Lägenhets- och villakunder har – med ett par undantag – fått en mycket högre ökning från nätavgift + elpris än från skattehöjningen.*
- *Även för elvärmekunder betyder ökningen av elpris +nätavgift oftast mer än energiskatteökningen.⁹*

En annan del av kampanjen är att poängtera att det är moms på punktskatter, en konstruktion som gäller alla punktskatter. Kampanjens syfte är förstås enbart avledande. Skulle den vara ärligt informerande så borde den också påpeka att konsumenten också betalar moms på det som kraftbolagen redovisar som vinst.

Höjda energiskatter har kraftigt ökat konsumenternas elkostnad. I pengar räknat förtjänar energiskatten lika stor uppmärksamhet som höjda nätavgifter och elpriser. Men frågan om beskattning hör hemma i det politiska rummet och vi konsumenter borde klassificera elbolagens skattekampanj som ingenting annat än desinformation.

Slutsatsen är kraftbolagen och elsäljarna ägnar sig åt banal anti-skattepopulism i syfte att avled uppmärksamhet från sina egna tillkortakommanden att leva upp till elreformens mål att effektivisera el-sektorn.

⁸ Konkurrensverket enligt TT-nyheter i Länstidningen Östersund 2004-07-13

⁹ R. Fredriksson, Elkostnadsanalys 2004:2, 2004-07-21

HUR KUNDE DET GÅ SÅ ILLA?

Idéerna bakom reformen och dess konstruktion är i grunden bra. Anledningen till att det ändå inte gick bra är att olika typer av säljare utnyttjar initiala och strukturella brister i marknaden och dess regelsystem.

PRESUMTIVA AKTÖRER KÖPTES UPP

Några år före reformen fanns det flera större kommunägda elverk. Elverken var i kraft av många kunder och finansiell styrka ett presumtivt hot mot de stora koncernernas intresse. Vattenfall, Fortum och E.On var därför snabbt ute och äger nu många medelstora och stora kommunala f.d. elverk från 90-talets början: Malmö, Uppsala, Örebro, Norrköping, Solna, Täby, Lidingö. Dessutom har kraftbolagen övertagit eller blivit delägare i andra elverks elhandel; Sundsvall, Söderhamn, Härnösand, Göteborg.

Uppköpen undanröjde konkurrerande starka aktörer. Många övertaganden verkar dessutom vara finansierade till del genom höjda nätavgifter, se tabell 1 ovan. Höjda avgifter i kraft av lokala monopol och höjda elpriser därför att starka konkurrenter aldrig kom upp på banan – en dubbelvinst för kraftbolagen!

MÅNGFALDEN ÄR EN ILLUSION

Det finns 155 registrerade elsäljare i Sverige. Av dessa är det 112 bolag som ställer priser till konsumenter varav ett 20-tal bara säljer i nätområden som ägs i samma koncern. Vissa upplever det stora antalet som en garanti för konkurrens. Men är det verkligen så?

För att en marknad ska fungera krävs att det finns många kvalificerade säljare. Om vi väljer ut säljare som är aktörer i eget namn på Nord Pools terminsmarknad får vi bolag som klarar högt ställda krav på ekonomisk soliditet, organisation och kompetens, tabell 2.

Tabell 2 Kvalificerade elsäljare jan 2006

Dala Kraft AB
E.ON
Fortum Markets AB
Jämtkraft AB
KREAB (Kraftringen med Lund)
Mälarenergi AB
Mölnadal Energi AB
Skellefteå Kraft AB
Telge Energi Försäljning AB
Vattenfall AB
Öresundskraft Marknad AB

Utöver dessa 11 elsäljare finns knappt 20 konsumentinriktade elsäljare som via kraftbolagsberoende portföljförvaltare har möjlighet att handla över Nord Pool utan att de tre dominerande elsäljarna får information om vilka kontrakt, när, volymer etc.

Det finns också ett 10-tal bolag som anlitar konkurrenterna i tabell 1 till Vattenfall, Fortum och E.On vilket är positivt för konsumenterna. Skellefteå Kraft och Mälarkraft har etablerat flera samarbeten med mindre bolag och blir därför rimligen starkare på sikt. Öresundskraft "bygger muskler" genom förvärv av kunder från andra (Fjordkraft, Statoil) och regionala samarbeten och uppköp. Även Östkraft har en stark position på marknaden med flera regionala f.d. elverk som plattform och oftast bra medlemspriser till TCO.

Men kvar finns det ändå cirka 70 företag som enbart agerar bulvaner och vättar för kraftbolagen som drar nytta av lokalt förtroendekapital¹⁰.

En stor nackdel med alla dessa företag utan verklig handel är att de möjliggör stor bilateral handel. Kraftbolagen behöver därför inte ställa ut kraften på börsen utan har redan säkrat avsättningen till priser som genereras på börsen. Dessa priser är förstås högre än om kraften skulle ha bjudits ut på börsen, elsäljare utan egen handel blir passiva "pristagare".

En annan stor nackdel är att kunderna får intryck av att man handlar från en oberoende lokal elhandlare som verkligen bidrar till konkurrensen när det i själva verket är precis tvärtom. Motivationen att bli aktiv på marknaden minskar för konsumenten.

Den tredje nackdelen är att lokala elsäljare ofta agerar icke-affärsmässigt när de lämnar anbud till större kunder. En stor kund på orten betraktas ofta som VIP-kund av det lokala energibolaget och får anbud som inte ger tillräcklig vinst för elsäljaren – om någon alls, t.o.m. negativa marginaler har förekommit. Ibland är svårt att få solida uppstickare och nykomlingar att lämna annat än "artighetsanbud".

¹⁰ Information om samarbeten för samtliga säljare finns tillgängliga för inloggade besökare på www.avgifter.com

NYA UPPSTICKARE – FÖR FÅ ÖVERLEVER!

Agrokraft, Nora Energi och Statoil har fått flera efterföljare. I tabell 3 redovisar vi hur det har gått för företag som har profilerat sig som uppstickare eller "David-mot-Goliat"-aktörer.

Tabell 3 Uppstickare

Företag	Primär målgrupp	Status 2001	Status 2006
Uppsala Elförsäljning	Uppland och Stockholm	Fanns inte	Nytt bolag med börskopplat spotpris som rekommendation, fastavtal som lockpris
Nordic Elförsörjning	Rikstäckande	Fanns inte	Nytt bolag med börskopplat spotpris som rekommendation, fastavtal som lockpris
God El	Vinsten till välgörenhet	Fanns inte	Nytt bolag, enbart börskopplat spotpris
Kraft & Kultur, helägt av norska Troms Kraft	Kommuner samt kultur- och miljöorienterade konsumenter	På väg att starta	Stor (?) försäljning till kommuner, nischad marknadsföring till kulturintresserade
Elitkraft	Kunder via inköpskonsulten Kundkraft?	Fanns inte?	Anonymt, samma ägare som Kundkraft
Agrokraft	LRF-medlemmar	Uppköpt av BKK, numera Fjordkraft	Helt awecklat i Sverige
Nora Energi	Villaägarnas Riksförbund	Uppköpt av Sydkraft	Helt integrerat i E.On
Statoil	Oljekunder	Egen krafthandel	Awecklat
Preem	Oljekunder	Partner med Graninge	Awecklat
Shell	Oljekunder	Krafthandel via mäklare	Awecklat
OK-Q8	Oljekunder	Partner med Vattenfall	Marknadsför Vattenfall
Telge Energi	Rikstäckande, fokus på LO-medlemmar?	Egen krafthandel	Fortsatt offensiv satsning
Energibolaget i Norden	Rikstäckande	Egen krafthandel, lider av sviter efter fel-spekulation	Integrerat i Lunds Energi, stark regional profil
Storuman Energi, hälftenägt av norska Helgelandskraft	Rikstäckande, främst mindre kunder	Ofta medialt uppmärksammat	Fortsatt satsning på medlemsrabattavtal
Energibolaget	Rikstäckande, medelstora kunder >100 000 kWh	Enbart spotpris – kunden tar hela risken	Offensiv satsning på lgh-kunder med telemarketing
Kraftkommission	Rikstäckande med franchising	Huvudsakligen spotpris – kunden tar hela risken	Övergav kunderna, stämde av KO
Norigio	Rikstäckande, kunder främst via Kundkraft	Konkurs	Awecklat
Kraftlots	Inköpsbolag i Skåne	Konkurs	Awecklat

Med undantag för Telge Energi är alla kvarvarande elsäljare "lätta" försäljningsbolag. Storuman Energi och Kraft & Kultur kan karaktäriseras som norska försäljningsbolag i Sverige. Övriga säljare har överhuvudtaget ingen egen aktiv handel utan förmedlar enbart kraft från elbörsen och tjänar pengarna på påslaget. Deras mål är

många kunder utan vare sig möjlighet eller incitament att pressa priset på börsen.

Uppstickarna måste få lönsamhet i den konkurrensutsatta elförsäljningen – de har ingen eller förhållandevis lite elförsäljning med höga tillsvidarepriser (Telge Energi är ett undantag). Kraftnettet kommer därför att hamna omkring 2 öre per kWh och orättvisan är uppenbar. Ingen uppstickare kan i längden framgångsrikt tävla med Fortum, Vattenfall och E.On som har marginaler på omkring 10 till 13 öre per kWh, endera direkt via sitt egna tillsvidarepris eller också via partners.. Uppstickarna lever på nåder – att uttradera de vore i och för sig enkelt men risken för regeländringar är sannolikt skälet till varför bolagen får fortsätta utan att kraftbolagen bryr sig.

MYNDIGHETERNA – OTYDLIGA OCH HAR LÅG AUKTORITET HOS TILLSYNSOBJEKTEN

Konkurrensverket

Elproduktionen har blivit effektivare, och prissättningen på den nordiska elbörsen fungerar relativt väl. Men utan timdebitering är elmarknaden bara en "halv" marknad som saknar viktiga incitament. Att lämna marginalpriserna och införa reglerade snittpriser en återgång till planekonomi är ett steg åt fel håll. Att elpriserna stigit kraftigt beror främst på miljömässigt motiverade skattehöjningar och en olycklig utformning av utsläppsrätterna, svarar Konkurrensverkets chefsekonom Mats Bergman¹¹.

Det är så här vi konsumenter upplever myndigheterna: försvarare av en reform som har gått helt fel. Inlägget kommer med anledning av en av Bergman feltolkad mening i SVT:s Uppdrag Granskning. Trots att han själv egentligen skriver att det inte fungerar – att bara hälften fungerar betyder i klartext att marknaden inte fungerar – framställer han reformen som i stort sett lyckad; det är bara skatterna det är fel på (sic).

Tillsynsmyndigheten för elnät

Konsumenter och andra lågspänningsabonnenter har från starten av reformen betalt cirka 160 miljoner kronor via elräkningen till nätövervakning. Hur mycket har konsumenterna tjänat på övervakningen? En sak vet vi; nätagarna har lyckats höja – tvärtemot reformens mål – nätavgifterna med cirka 3 000 miljoner kronor per år.

Ett annat problem värt att analysera orsakerna till är nätbolagens brist på respekt för tillsynsmyndigheten. Den som tydligast har uttryckt detta är Cecilia Markusson, Fortums chef för eldistribution som säger så här om myndigheten skulle kräva sänkta nätavgifter i Stockholm:

Då släcker vi Stockholm.

Uttalandet följde hon också upp genom att i Ny Teknik konstatera:

Låtsasmodell ger fel nätpris ...¹²

¹¹ Dagens Industri, 2005-11-19

¹² Ny Teknik, mars 2004

Kommentarerna ska ställas mot vad Fortum tidigare sa om den nya regleringsmodellen - nätnyttomodellen. I en intern tidning för koncernen citeras i positiv mening en av tillsynsmyndighetens tjänstemän så här:

"Birka Nät har varit mycket aktivt i arbetet med att ta fram den nya modellen. Det bygger ju på att vi har nätbolagen med oss. Det har varit en fantastisk fördel för oss att få arbeta tillsammans med ett så speciellt företag som Birka Nät, som är stort, både i tätort och på landsbygden. Kan ett så stort företag som Birka Energi klara av att arbeta efter nätnyttomodellen talar det för att även andra nätföretag klarar detta".

Fortum, Vattenfall och Sydkraft har under flera år fått privilegiet att delta i utvecklingen av den nya regleringsmodellen. När den nu visar att deras nätbolag skall sänka sina nätavgifter vill bolagen inte alls kännas vid att modellen visar rätt. Deltagandet i utvecklingen verkar mest ha haft som syfte att fördröja tillsynen och bolagen har vunnit åtminstone 7 års nästan helt oreglerade nätavgifter.

Energimarknadsinspektionen har nu ändå startat processen men med rutinmässiga överklagande från varje (?) bolag som bör sänka nätavgiften.

Konsumentverket

KO har väckt grupptalan mot Kraftkommission som övergav sina kunder. Bra, men straffavgift för kunder som blev övergivna av Kraftkommission och höga tillsvidarepriser är ännu viktigare att pröva med grupptalan.

Konsumentverket sitter tillsammans med Energimyndigheten i styrelsen för Konsumenternas Elrådgivningsbyrå som finansieras av branschorganisationen Svensk Energi som också sitter i styrelsen. Även om tanken är god så är det strukturellt sett helt fel att myndigheter samarbetar med kraftbolagen. Rådgivningen har säkert hjälpt flera enskilda konsumenter men en rådgivning som inte har en solklar och ensidig lojalitet mot konsumenter är kontraproduktiv. Vad svarar rådgivarna på frågor om vilket bolag som är bäst, billigast om det är ok att köpa av återförsäljare, att köpa av kraftbolag eller inte etc.? Var finns analysen och debattinitiativen, ifrågasättandet, krav på ändringar i regler etc.? Allt det här är självklart primära frågeställningar som kundernas rådgivare måste arbeta – men inte ett pip!

Slutsatser om myndigheter

Risken är uppenbar att konsumenterna får flera skäl att – rätt eller fel – misstro myndigheterna som är till för att utöva tillsyn och kontroll. Stora producenter och leverantörer har ett mycket stort övertag i kraft av finansiella resurser och sakkunskap. Det är därför viktigt att myndigheterna inte ens utsätter sig för risken att bli beskyllda för att sitta i samma båt som producenterna och leverantörerna. Att bli omnämnd av elbolagen i samband med deras s.k. konsumentrådgivning är illa, att myndigheterna medverkar i ett gemensamt projekt är mycket värre än så.

ÖKAD GRAD AV DETALJREGLERING ÄR FEL VÄG

Det finns en risk att missnöjet med elreformen leder till ökad grad av detaljreglering, instruktioner om elräkningens utformning och jämförelsepriser är sådana exempel. Vid första anblicken är det strålande idéer men tänk efter! När vi nu har bestämt oss för att elpriset ska sättas av marknaden så kommer kreativa säljare att erbjuda alternativ där formella krav på hur priset ska redovisas saknar relevans och bara blir ett tillskott till siffermyller. Likadant är det med elräkningens utformning, det är först när det används som konkurrensmedel som det blir bra.

Det är extremt viktigt med reglering av elmarknaden men det gäller för de stora dragen, t.ex. krav på aktörer. I övrigt skall regleringen sträva efter ett minimum av särbestämmelser (konkurrens- och prisinformationslagar m.m. skall förstås gälla även här). Detaljreglering skapar bara mer oreda, inte mindre! och ger en falsk känsla av trygghet för kunden. Alla referenser i el-säljarnas information ger definitivt intrycket av ett det finns myndigheter som övervakar vad som händer – inget kan väl vara mera fel med tanke på utfallet.

För varje regel som införs uppstår minst två nya sätt att ta sig förbi.

KUNDEN SAKNAR INFORMATION OM PRISET

Ekonomernas modeller om prissättning förutsätter att efterfrågekurvan är en funktion av rationella beslut – en förutsättning som inte gäller och med det faller försvaret för elprisernas nivå. Först när kunden har dubbelriktad kommunikation av information kan modellerna få ett förklaringsvärde.

När kunden vet priset är det också möjligt att på rationella grunder fatta beslut om det är lönt att t.ex. sänka värmen eller tillfälligt koppla bort varmvattenberedning. I praktiken kommer kunden inte att handgripligen vidta åtgärder utan den optimeringen kommer att finnas inbyggd i den teknik som kunden äger.

OJÄMLIKA PARTER

Några få finansiellt starka och kompetenta kraftbolag möter miljontals utspridda kunder som inte har tillgång till det stora bolagets resurser för att förhandla om villkoren.

När kunderna kan ställa effektivisering och el-ersättning som alternativ till att köpa el närmar vi oss en situation som sägs vara ett av marknadsekonomin viktiga tecken – kunden bestämmer.

TILLFÖRSEL ÄR FEL FOKUS

I mer än ett sekel har allt kretsats kring tillförsel av mer energi. Nu lever vi i ett nytt sekel och "tillförsel-tänket" är inte längre fruktbart för att vare sig hantera miljöproblem eller tillvarata kundernas intressen. Det är hög tid för en genomgripande omformulering av energistrategin för framtiden. Först när vi utnyttjar den enorma potentialen i effektivare användning av energi kommer miljöproblemen att bli hanterbara. I den strategin passar också marknadsmekanismerna mycket bättre än i dagens tillförselorienterade strategi där effektivisering bara betraktas som en marginell tillförselteknik med omvänt tecken.

När huvudfrågan är energieffektivisering kommer kraftbolagen att bli av med sin naturliga rätt att sätta agendan, definiera problem och lösningar samt tolkningsföreträde.

EN UTVECKLAD ELMARKNAD –REFORMERA MERA

Grundidén med elmarknadsreformen är god. Flera av marknadens aktörer – elproducenter, nätägare och myndigheter - har dock inte axlat ansvaret och resultatet är förödande för el-köparna. Besvikelsen bland köparna är lika stor som välgrundad. Det är "bara" myndigheter och beroende eller partiska utredare som påstår att det saknas grund för besvikelsen.

Det krävs flera mer genomgripande åtgärder och några uppenbara mindre korrigeringar för att vi inom ett par år vågar hoppas på en fungerande elmarknad och ett effektivt nätmonopol.

NY POLICY

Först när energieffektivisering blir grundbulten i policyn kan vi skapa ett uthålligt energisystem. Skiftet från tillförsel till användning av energi leder också till att nuvarande obalans i makt mellan leverantörer och köpare av energi utdras. Först då kommer vi att få rimliga förutsättningar för att marknadsmekanismerna ska ge rättvisande priser och villkor för konsumenter – kunden bestämmer.

LOJALT OMBUD

Eftersom kunskapen om alternativ och priser är utspridd på miljontals elkunder blir den enskilde kunden mer eller mindre maktlös mot kraftbolagen. Varje enskild kund måste därför få tillgång till kunskap som gör det möjligt att ändå agera professionellt och jämnstarkt mot kraftbolagen.

Kunden skall via nätägarnas räkning få information om att ombudet finns och nätägaren skall också förmedla betalningen – en "tjuga" per år? – på samma sätt som de redan gör med dagens myndighetsavgifter. Betalning för tjänsten, ett frivilligt val, redovisas på räkningen med kontaktinformation. Övriga avgifter skall inte särredovisas om de inte syftar till att uppmåna abonnenter att ta kontakt med respektive myndighet.

Ombudets primära uppgift blir att ta fram, utveckla och informera om tekniker och kunskap som minskar kundens elförbrukning i syfte att erbjuda ett skarpt alternativ till köp av el. Organisationen skall också representera kunderna som har valt tjänsten som en ensidigt lojal motpart till kraftbolagen i förhandlingar om både generella och individuella avtal samt i tvister på samma villkor som företag anlitar expertombud.

Ombudet skall inte ha några som helst myndighetsuppgifter. Det skall inte heller stanna på nivån "kundombudsman" utan det ska vara en offensiv aktör på marknaden med uppgiften att för den enskilde konsumenten visa upp teknik och kunskap som ett kostnadseffektivt alternativ för minskat inköp av el. I tvister ska ombudet organisera och finansiera grupptalan och andra juridiska processer om det finns en efterfrågan bland kunderna

Erfarenheter från den danska Elsparefonden med en årsbudget på 90 miljoner konor kan säkert komma till nytta i konstruktionen av ombudet. En skillnad är Elsparefonden finansieras med obligatoriska avgifter, det föreslagna ombudet skall finansieras enbart med intäkter för tjänsten som elabonnenten beställer via sin elnätsträkning. En annan viktig skillnad är att det svenska ombudet skall ha en mycket mera offensiv roll mot elsäljarna i syfte att öka konkurrensen mellan säljarna och bryta kraftbolagens dominans.

Ombudet skall därför förse konsumenterna med marknadsanalyser, avtalstips, prisjämförelser, inköpsråd etc. inför köp av el men utan möjlighet att vare sig mäkla eller på annat sätt bli en avtalspart i elaffärer.

Initialt måste organisationen ägas av staten helt i analogi med hur kraftutbyggnaden garanterades för ett sekel sedan. Finansiering, associationsform, organisation, gränsdragning mot myndigheter, relation till energirådgivare och många andra frågor måste också finnas med i fortsatt utredning av ombudet.

Ett viktigt mål med organisationen är att få till stånd en affärsmässig polarisering och maktutjämning mellan köpare och säljare – just den situationen som är en nödvändig förutsättning för utveckling av en marknad till ömsesidig nytta för både säljare och köpare.

CERTIFIERA ELSÄLJARE

Alla priser till slutkund kopplas till aktörernas handel Nord Pool. För att garantera grund för tilltron till marknaden bör alla aktörer vara underställd tillsyn av samhället. Förutom mindre risk för konsumenterna (jfr. Norigo och Kraftkommission) innebär certifiering också att aktörens effektivitet ökar. Aktörerna tillför marknaden ett reellt värde i kraft av resurser och kompetens.

Elmarknaden lider svårt av den uppsjö av "elsäljare" som i själva verket inte är något annat än mellanhänder. Kravet eliminerar detta onödiga courtage och dels blir säljarna tydligare på marknaden. Illusionen av mångfald bland konkurrerande företag försvinner – kvar blir aktörer med förutsättningar för verklig konkurrens.

En väg att välja skulle vara att för all försäljning till konsument kräva tillstånd för handel med finansiella instrument men andra alternativ måste också väärderas.

KRÄV LOU FÖR ALL NÄTVERKSAMHET

All drift, underhåll och nyanläggning i nätverksamhet bör handlas upp enligt Lagen om offentlig upphandling. Nätbolagens roll skall renodlas till att enbart äga nätet och all förvaltning sker genom konkurrensutsatt upphandling.

Umeå 2006-01-24

Roger Fredriksson