

Mer överföringskapacitet – ger det högre elpriser?

Elpriserna har under senare år stigit kraftigt. Vad kommer att hända med elpriserna i framtiden? Elmarknaderna i Europa integreras alltmer i linje med EUs ambition om en inre marknad för energi. I den offentliga debatten har det hävdats att integrationen leder till att vi i Norden kommer att importera högre europeiska priser. Sett till de senaste sex åren har inte elpriserna i Norden varaktigt varit lägre än i Tyskland. De relativa priserna har varierat främst beroende på vädret. I denna artikel visas att ökad marknadsintegration och ökad överföringskapacitet tvärtom kan leda till sänkta priser både i Norden och på kontinenten.

Förväntningarna på den avreglerade¹ svenska elmarknaden har på många håll varit höga. Bland annat skulle den ökade konkurrensen leda till sänkta priser på el. I den första propositionen om en avreglering av elmarknaden (Regeringens proposition 1991/92:133) angavs målet för reformeringen som att man genom ökad konkurrens skulle få ökad effektivitet och att kunderna skulle tillförsäkras flexibla leveransvillkor till lägsta möjliga priser.

Åtminstone från politiskt håll förefaller det ha funnits förväntningar om att en avreglering skulle sänka elpriserna, men alternativa synsätt fanns också i debatten. I en socialdemokratisk motion (Motion 1993/94:N23) ifrågasattes den borgerliga regeringens förslag om att avreglera marknaden (Regeringens proposition 1993/94:162). Man pekade på att det rädde stor osäkerhet om effekterna och även om priserna initialt kunde falla fanns analyser som pekade på ett långsiktigt högre pris.

Efter maktskiftet 1994 sköt visserligen den socialdemokratiska regeringen upp avregleringen, som skulle ha genomförts från den 1 januari 1995, men genomförde den trots allt efter endast några mindre justeringar (se Regeringens proposition 1994/95:222).

Otvetydigt fanns tendenser att måla upp en bild av att avregleringarna skulle bidra till ett sänkt elpris. Samtidigt ifrågasattes den bilden även av de politiker som faktiskt genomförde reformen. Inför avregleringen fanns det en utpräglad skepsis från kanske i första hand kraftbolagens sida, även om

¹ I denna artikel används omväxlande begrepp som avreglering, marknadsreformering och liknande. Avreglering är ett etablerat begrepp även om det inte på ett helt korrekt sätt beskriver den förändring av marknadsreglerna som skedde. En mer korrekt beskrivning av förändringarna i Norden, och större delen av övriga Europa, är att vissa delar av marknaden konkurrensutsattes medan de kvarvarande monopolverksamheterna underkastades än strängare reglering än tidigare.

NICLAS DAMSGAARD

är ekon dr och partner i ECON. Han leder ECONs arbete inom området *Carbon & Energy Policy*, vilket berör frågor om klimat- och energipolitik, handel med utsläppsrätter och Kyotoprotokollets flexibla mekanismer. niclas.damsgaard@econ.se

Artikeln bygger i delar på arbete utfört inom ramen för olika projekt på ECON. Jag vill tacka mina kollegor som på detta sätt har bidragit till artikeln.

de ändrade inställning innan avregleringen genomfördes.² Reformeringen av marknaden drevs med andra ord inte i första hand fram av producentintressena.

Förväntningarna om sänkta priser på kort sikt var relativt välmotiverade, eftersom marknaden präglades av överkapacitet. På ”den gamla marknaden” krävdes betydande reservkapacitet för att få delta i utbytet av kraft mellan de stora producenterna. Exempelvis visade Bergman m fl (1994) att med en aggressiv priskonkurrens kunde priserna komma att falla kraftigt, men den stora företagskoncentrationen innebar att detta bedömdes som osannolikt.³

Överkapaciteten förstärktes dessutom av att slutet av 1990-talet präglades av en följd av ”vårår” med ökad vattenkraftproduktion. Råkraftpriset på Nord Pool föll därför mot nivåer kring 12 öre/kWh. Det kraftiga prisfall som enligt Bergman m fl (1994) kunde inträffa var alltså något vi också fick se under det initiala skedet. Farhågorna att marknadsmakt skulle hålla uppe – eller höja – priserna visade sig i åtminstone det kortsiktiga perspektivet vara ogrundade.

På längre sikt var dock situationen annorlunda. Farhågor kring utövande av marknadsmakt fanns naturligtvis. Än viktigare än marknadsmakt är dock att på en avreglerad marknad bestäms priserna på lång sikt av kostnaderna för nyinvesteringar. Redan före avregleringen var det väl känt att kostnaden för nyinvesteringar låg på nivåer kring 30 öre/kWh. Långsiktiga elpriser under den nivån kan knappast någon med insikt i elmarknaden ha förväntat sig. Att avregleringen långsiktigt skulle leda till avsevärt lägre priser än vad som tidigare varit fallet fanns det således inga starka skäl att förvänta sig.

Det faktum att elmarknadsreformen kanske inte leder till att priserna faller är självklart inte detsamma som att säga att reformen inte har gett upphov till samhällsekonomiska vinster. Damsgaard och Green (2005) visar på betydande samhällsekonomiska vinster för perioden fram till 2003. Dessa vinster uppkom i första hand eftersom en effektivare handel inom och utom landet, samt avskaffade formella krav på reserver, möjliggjorde att elsystemet kunde klara sig med en klart mindre kapacitet än tidigare. Det finns ingen grund att tro att detta inte också gäller för perioden därefter, men reformens omfördelade effekter kan medföra att grupper förlorar på reformen trots totala samhällsekonomiska vinster.

Det bakåtblickande och utvärderande perspektivet är viktigt, men det är kanske ännu intressantare att se framåt och försöka bedöma hur den avreglerade marknaden kommer att utvecklas. I en sådan diskussion är det viktigt att uppmärksamma att även om marknaden beskrivs som avreglerad är det politiska inflytandet över marknaden kanske större än någonsin tidigare.

² Exempelvis framhölls i en bakgrundsrapport, som KGS (1993) gjorde till en rapport från Svenska Kraftnät (1993), att en avreglering kunde höja produktionskostnaderna. KGS, vilket står för Krängedegruppens Samkörnings AB, var en sammanslutning av de största elproducenterna förutom Vattenfall. KGS var en del av produktionsoptimeringen före 1996, där KGS optimerade produktionen inom gruppen och sedan optimerade gentemot Vattenfall.

³ Se även Andersson och Bergman 1995 för en *ex ante*-analys av betydelsen av marknadsmakt.

Framtiden för den nordiska elmarknaden formas i samspelet mellan flera, stundtals motstridiga, krafter; ekonomi, miljö och leveranssäkerhet måste fungera i samspel.

EU har en uttalad målsättning att konkurrensutsätta energimarknader inom den sk inre marknaden. Den nordiska elmarknaden kopplas också fysiskt allt mer samman med kontinenten genom fler överföringsförbindelser. Redan i dag finns ett antal kablar mellan Norden och Tyskland samt Polen. En kabel mellan Norge och Nederländerna håller på att byggas och nyligen presenterades planer på en ny förbindelse mellan Norge och Tyskland.

I denna artikel belyses hur de starkare kopplingarna mellan Norden och kontinenten kan påverka den nordiska elmarknaden. Ett vanligt argument är att Norden till följd av dessa kopplingar kommer att få högre elpriser eftersom kontinentala prisnivåer ”importeras” till Norden. Det är en linje som bl a har drivits av professor Björn Karlsson vid Linköpings universitet.⁴ En närmare analys visar dock att detta inte alls behöver vara fallet. Tvärtom kan överföringsförbindelser leda till att båda marknaderna som kopplas samman kan få lägre priser.

Artikeln är disponerad enligt följande. Först beskrivs den faktiska elprisutvecklingen i Norden och Tyskland under senare år. Därefter diskuteras effekterna av förstärkta överföringsförbindelser utifrån ett principiellt perspektiv, vilket följs av kvantitativa modellsimuleringar för en faktisk kabelinvestering. I det avslutande avsnittet diskuteras vilken betydelse detta har för den framtida elprisutvecklingen i Norden.

1. Elpriser i Norden och i Tyskland under senare år

Innan vi går vidare med analysen av effekten av starkare fysiska förbindelser mellan den nordiska elmarknaden och kontinentala marknader är det värt att ägna visst utrymme åt att belysa hur elpriserna i Norden och på kontinenten egentligen ser ut. Beträffande terminspriserna i slutet av december 2006 förefaller förväntningarna vara att priserna i Tyskland kommer att ligga ca 10–15 euro/MWh högre än i Norden under såväl 2007 som 2008. Det är också ett mönster som känns igen från tidigare år med högre ter-

⁴ I en dagspressartikel citeras Karlsson sålunda: ”För den kilowattimmen får bolaget i dag en krona av den tyska industrin och det är inte dåligt. Eon och andra bolag kommer att sälja ström från sina billigaste kraftverk och sälja så dyrt de kan till företag och privatkunder i Europa. Du och jag har inget annat val än att betala lika mycket som européerna” (*Göteborgs-Posten* 2004).

⁵ Systempriset är det marknadsklärerande priset på Nord Pool givet att det inte finns några bindande restriktioner avseende överföringskapacitet. Priset på Nord Pool beräknas i flera steg. Först beräknas systempriset och därefter kontrolleras om någon begränsning avseende överföringskapacitet är bindande (dvs att det förekommer flaskhalsar). I så fall separeras områden utifrån flaskhalsarna och separata områdespriser uppstår. Sverige är i detta sammanhang alltid ett prisområde. I det fall det uppstår interna flaskhalsar inom Sverige använder sig Svenska Kraftnät av sk motköp, vilket innebär att Svenska Kraftnät betalar för ökad produktion/minskad förbrukning i underskottsområdet och för minskning i produktionen i överskottsområdet. I tillägg till motköp ”flyttar” även Svenska Kraftnät flaskhalsarna till landsgränserna, genom att man medger minskad överföringskapacitet på vissa utlandsförbindelser, vilket tar bort eller reducerar den interna flaskhalsen inom Sveriges gränser.

minspriser i Tyskland än i Norden. Ser vi till det faktiska utfallet är bilden annorlunda. Figur 1 visar spotpriserna för Norden och Tyskland (dvs systempriset⁵ på Nord Pool) och baslastpriserna⁶ på den tyska elbörsen EEX). Den heldragna tjockare linjen visar årsgenomsnittet på Nord Pool och den heldragna tunnare linjen visar systempriset på Nord Pool (veckogenomsnitt). De två streckade linjerna visar på motsvarande sätt års- respektive veckogenomsnittet på EEX.⁷

Figuren visar att från mitten av år 2000 till slutet av 2006 har de faktiska priserna i Tyskland inte varaktigt legat över de nordiska priserna. Under 2000 var priserna i Norden lägre än de i Tyskland. Det året var dock det sista i en följd av rejåla våtar i Norden, vilket resulterade i priser i Norden på nivåer kring 12 öre/kWh. 2001 var ett mer normalt år ur hydrologisk synvinkel och de nordiska priserna hamnade då på ungefär samma nivåer som i Tyskland. 2002 var inledningsvis förhållandevis vått och priserna i Norden föll till nivåer under de tyska priserna. Hösten 2002 var dock ett extremt torrår och priserna steg därför kraftigt mot slutet av året.⁸ Sett till årsgenomsnittet hamnade därför de nordiska priserna över de tyska priserna. Vintern 2002/03 präglades till följd av den hydrologiska situationen av höga priser och även den efterföljande hösten var mycket torr. Priserna under 2003 låg därför klart högre i Norden än i Tyskland. Underskottet i den hydrologiska balansen fanns kvar in i 2004 även om läget förbättrades och de nordiska priserna föll något.

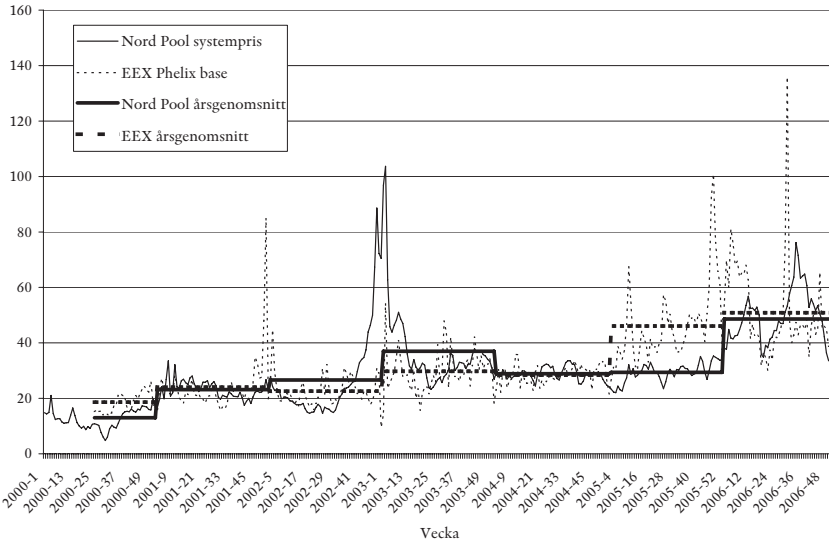
Den 1 januari 2005 infördes det europeiska systemet för handel med utsläppsrätter. Under våren 2005 steg priserna på utsläppsrätter kraftigt, vilket fick ett betydande genomslag i elpriserna.⁹ Detta syns särskilt tydligt på de tyska priserna. För Norden kan det synas som utsläppsrätterna inte hade någon effekt på elpriserna eftersom det genomsnittliga priset under 2005 i stort sett är detsamma som under 2004. Att det inte skulle finnas någon effekt är dock en illusion. 2005 innebar en kraftigt förbättrad hydrologisk balans, och i själva verket var det närmast en slump som gjorde att den prishöjande effekten av utsläppsrätterna mer eller mindre exakt kompensades av ökad tillgång på vattenkraft. Detta ser vi effekten av under 2006, då de nordiska priserna befinner sig på ungefär samma nivåer som i Tyskland. Under slutet av sommaren 2006 och en bit in på hösten fanns också välgrundade farhågor att det skulle uppstå energibrist i det nordiska kraftsyste-

⁶ På EEX finns två olika priser noterade. Baslastpriset är priset för köp av 1 MWh varje timme under ett dygn. Topplast (*peak load*) är priset för köp av 1 MWh under topplastperioden, definierat som vardagar kl 9-20.

⁷ För 2000 är årsgenomsnittet för både Nord Pool och EEX endast beräknade för perioden från vecka 24 till följd av att data för EEX saknas för första halvåret 2000.

⁸ Enligt beräkningar av ECON var sannolikheten för en så låg tillrinning mindre än 0,5 procent. Energibortfallet till följd av den låga tillrinningen under hösten 2002 motsvarade ungefär ett bortfall av all svensk kärnkraftproduktion under motsvarande period.

⁹ Priserna på utsläppsrätter (för perioden 2005-07) låg från sommaren 2005 fram till inledningen av 2006 på nivåer närmare 30 euro/ton koldioxid. Efter publiceringen av faktiska utsläppsdata under våren 2006 har priserna fallit kraftigt och ligger i slutet av februari på ca 1 euro/ton koldioxid.



Figur 1
Råkraftpriser i Norden och Tyskland, 2000–06, euro/MWh

Not: Se texten för förklaring av de olika priserna. Medelvärdena är ett oviktat aritmetiskt medelvärde. Det innebär att priset är det genomsnittliga priset för en helt jämn förbrukning.

Källa: Nord Pool, EEX och egna beräkningar.

temet under vintern 2006/07 till följd av låga nivåer i vattenkraftmagasinen (och bortfall av svensk kärnkraft). Detta ledde till rekordhöga priser i slutet av sommaren och början av hösten.

Vilka slutsatser kan då dras utifrån beskrivningen av elpriserna i Norden och Tyskland? För det första är det inte rimligt att anta att starkare överföringsförbindelser mellan Norden och kontinenten kommer att pressa upp elpriserna i Norden. Jämfört med den tyska marknaden är priserna i Norden redan i dag ungefär på samma nivå. För det andra varierar priserna mellan åren, främst drivet av tillgången på vattenkraft i Norden. Under våta år hamnar priserna i Norden under de tyska priserna, medan det omvända gäller under torrår. Någon fullständig prisutjämning handlar det dock inte om. Ser vi på prisprofilerna över åren framgår det tydligt att det finns avsevärda prisskillnader mellan Norden och Tyskland.

2. Effekten av starkare överföringsförbindelser – en principiell beskrivning

Enligt grundläggande nationalekonomisk teori kan man förvänta sig att internationell handel leder till att varor exporteras från ett område som har komparativa fördelar i produktionen av varan, dvs i praktiken från ett område som kan producera varan till en lägre kostnad. Utan handelshinder och transportkostnader kan man förvänta sig att det leder till en fullständig prisutjämning.

Detta gäller givetvis också på elmarknaden och självklart *kan* starkare överföringsförbindelser mellan Norden och kontinenten leda till en full-

ständig prisutjämning mellan områdena. Är bara överföringskapaciteten tillräckligt stor och handeln fungerar på ett tillfredsställande sätt så kommer priserna att jämnas ut. I praktiken är dock överföringskapaciteten långt ifrån tillräcklig härvidlag. Det är därför rimligt att förvänta sig att prisskillnader kommer att kvarstå.

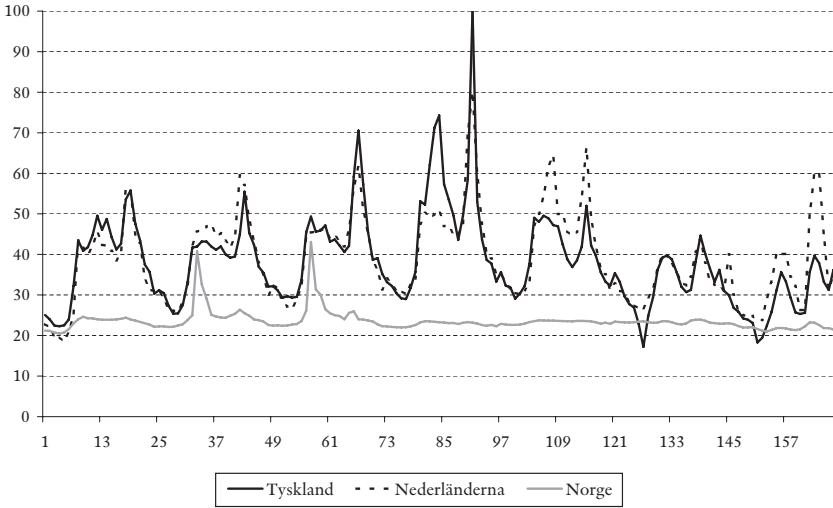
På elmarknaden finns det i regel inte över tid entydigt definierade export- och importområden, utan handelns riktning växlar över tiden. Detta beror på det faktum att el inte kan lagras, vilket innebär att utbud och efterfrågan måste balanseras momentant. Därför uppstår det mer eller mindre separata marknader vid olika tidpunkter.¹⁰ I Norden (och Tyskland) klareras marknaden timvis och elmarknaden kan därför sägas bestå av 8 760 timvisa marknader under ett år. Dessutom varierar storleken på den geografiska marknaden mellan olika tidpunkter, till följd av variationer i behovet av och tillgången på överföringskapacitet. En välfungerande handel innebär att kraften flödar från "lågprisområdet" till "högprisområdet". För en enskild timme leder detta självklart till ett högre pris i lågprisområdet jämfört med en situation utan handel, och ett lägre pris i högprisområdet. Betydande prisskillnader kan dock kvarstå mellan områdena till följd av begränsad överföringskapacitet – handeln sker tills priserna har utjämnats eller kapaciteten utnyttjats maximalt.

Det nordiska kraftsystemet är dominerat av vattenkraft. I stort sett hela den norska, omkring hälften av den svenska och ca en femtedel av den finska elproduktionen kommer från vattenkraft. Sammantaget innebär det att vattenkraften svarar för halvp parten av den nordiska elproduktionen. Det kontinentala kraftsystemet är i stället "termiskt" dominerat, dvs produktionen sker i första hand med kärnkraft samt kol- och naturgaseldade kraftverk. Dessa skillnader i produktionsmixen är en betydelsefull förklaring till handelsmönstren.

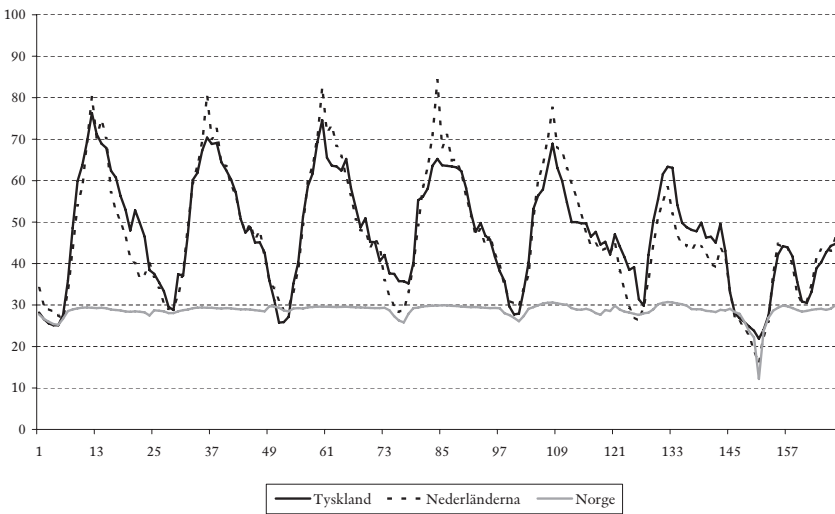
Som tidigare nämnts kan vattnet i vattenkraftsmagasinen lagras, vilket gör att man kan välja när man vill producera. Ett rent vattenkraftdominerat system är sällan "effektbegränsat", dvs man kan i stort sett alltid få ut den momentana effekt som krävs för att möta efterfrågan vid en viss tidpunkt. En ökad produktion vid ett tillfälle innebär dock att man har mindre vatten kvar för att producera vid ett annat. Eftersom vattenkraftverk inte är dimensionerade för att kunna köra för full effekt hela tiden – vattnet räcker inte till för detta – är ett vattenkraftsystem energibegränsat. Följden blir att en vattenkraftproducent försöker producera så mycket som möjligt vid de tidpunkter då priset är som högst och att man håller igen på produktionen när priset är lägre. Detta leder till en prisutjämning mellan olika tider på dygnet (och året).

Motsvarande möjlighet finns inte i ett termiskt system. Där kan man, något förenklat, använda den tillgängliga produktionskapaciteten fullt ut

¹⁰ Vattenkraftverk med magasin ger en möjlighet att lagra vattnet, vilket innebär att marknaderna inte är helt separata över tid. I tillägg finns vissa andra lagringsmöjligheter, samt exempelvis start- och stoppkostnader vilket också medför att marknaderna inte är helt separata.



Figur 2a
Prisstruktur i Norge,
Nederländerna och
Tyskland, vinter och
sommar 2005, euro/
MWh



Figur 2b

Not: Den övre figuren visar priset timme för timme under vecka 4 och den nedre motsvarande pris under vecka 27.

Källa: Nord Pool, EEX, APX.

under årets alla timmar och det är normalt sett inte ett problem att möta efterfrågan på energi sett över året. Däremot kan det vara problematiskt att möta det maximala effektbehovet. Kostnaderna för olika produktionsanläggningar i ett termiskt system varierar också kraftigt. Exempelvis väljer man att möta efterfrågan på topp effekt med hjälp av kraftverk med låga fasta kostnader men höga rörliga kostnader, medan det omvända gäller för baslastproduktionen. Eftersom efterfrågan varierar mellan olika tidpunkter på dygnet, leder detta till kraftigt varierande rörliga kostnader – och därmed priser – mellan olika tidpunkter på dygnet. Vattenkraft och termiskt dominerade system ger därmed upphov till helt olika prisstrukturer, vilket illustreras i figur 2.

Såväl vinter som sommar uppvisar de termiskt dominerade systemen i Nederländerna och Tyskland en avsevärt mer varierad prisstruktur än det vattenkraftdominerade Norge där priset är i det närmaste oförändrat under en vecka. I båda dessa fall ligger priserna i Norge nästan hela tiden under priserna i Nederländerna och Tyskland. Handeln skulle därmed i stort sett ha gått i en och samma riktning under dessa perioder.

Mer generellt kommer en sammankoppling mellan ett vattenkraftdominerat system och ett termiskt dominerat system att innebära att handelsflödet går i olika riktningar vid olika tidpunkter. När efterfrågan är som lägst, exempelvis en sommarnatt, är den marginella produktionen i det termiska systemet mycket låg. Då lönar det sig att spara på vattnet i vattenkraften och i stället importera så mycket som det går till det vattenkraftdominerade systemet. Det leder till att man har mer vatten kvar när efterfrågan är högre, och handeln kommer då i stället att gå från vattenkraftsystemet till det termiska systemet. Effekten av detta är att starkare överföringsförbindelser leder till att det samlade systemet kan utnyttjas effektivare, vilket bidrar till ett lägre pris på båda sidor av kabeln.¹¹

Handeln bidrar således till att höja priset under vissa timmar (exporttimmar), sänka det under andra timmar (importtimmar), samt till ett generellt förbättrat utnyttjande av produktionen. Den samlade effekten på priset bestäms självklart av hur stora prisförändringarna är under de olika timmarna, samt hur många export- respektive importtimmar vi har. Om två områden kopplas ihop där ett område har ett genomsnittligt högre pris, kan vi förvänta oss att mer kraft kommer att flöda från området med ett genomsnittligt lågt pris till området med ett högre pris än tvärtom, vilket pressar upp priset i lågprisområdet.

Denna principiella beskrivning visar dock att – bortsett från det fall då samtliga flaskhalsar byggs bort – det inte är helt lätt att förutse vilka effekter starkare överföringsförbindelser kommer att få på elpriserna i de olika områdena. Det finns därför ett behov av kvantitativa modellanalyser för att få ett tydligare svar på denna fråga.

3. Effekterna av en kabel mellan Norge och Nederländerna – en kvantitativ analys

Den principiella diskussionen ovan visar att det inte alls är säkert att en närmare sammankoppling mellan den nordiska elmarknaden och kontinentala marknader leder till höjda elpriser i Norden. De faktiska effekterna är dock i det närmaste omöjliga att utvärdera utifrån ett principiellt resonemang. Till följd av marknadens komplexitet krävs numeriska modellanalyser, dels för att få en klarare bild av de kvalitativa effekterna, men i ännu högre grad för att kunna uppskatta de kvantitativa effekterna.

För att illustrera effekterna av förstärkta överföringsförbindelser mellan

¹¹ Detta gäller naturligtvis också över längre tidsperioder än ett dygn, som exempelvis förändrade handelsflöden mellan säsonger.

Norden och kontinenten har vi valt att se närmare på effekterna av den nya kabeln mellan Norge och Nederländerna (NorNed). Enligt planerna ska den tas i drift i slutet av 2007 eller början av 2008. Vi har använt modellen ECON BID för att simulera marknadsjämvikten med och utan kabeln.¹² För att bedöma hur situationen kan se ut om ett antal år har vi modellerat marknaden för 2015, dvs med de förändringar av utbud och efterfrågan som kan förväntas fram till dess. Simuleringar har genomförts för ett s k normalår, samt för torrår och våtår som inträffar med en sannolikhet på 10 procent.

En mängd förutsättningar och antaganden ligger naturligtvis till grund för simuleringarna. Fram mot 2015 har vi förutsatt en betydande ökning av vindkraftproduktionen i Norden, och en viss ökning av kärnkraftskapaciteten i Sverige. I Tyskland förväntas en minskad topplastkapacitet¹³ till följd av utfasning av gamla anläggningar, som överstiger de ändå betydande nyinvesteringar som sker. Såväl i Tyskland som i Nederländerna ökar vindkraftproduktionen, och i Nederländerna sker också en ökning i den termiska produktionskapaciteten. Denna marknadssituation har sedan modellerats med och utan NorNed-kabeln för att få en uppskattning av vilka effekter en sådan förbindelse kan få på prisstrukturen i Norden.

Normalår

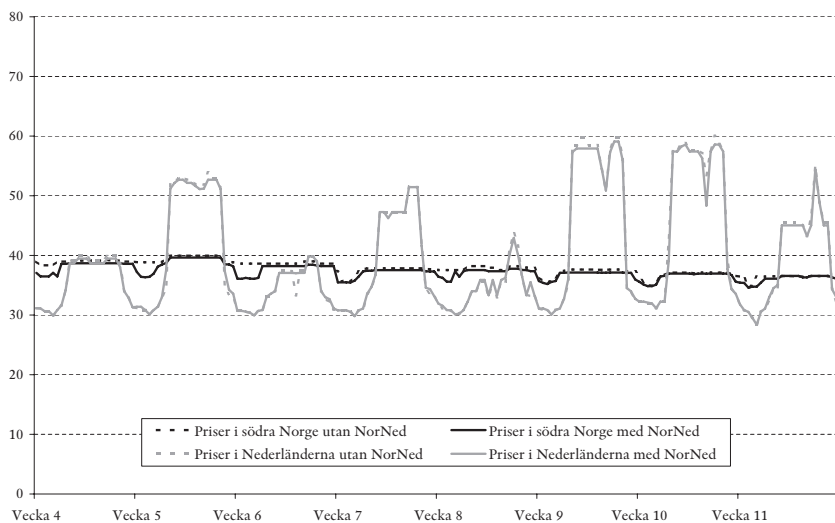
Modellsimuleringarna visar att effekten på priserna av NorNed-kabeln är mycket liten i Norden. Vintertid faller priserna under en del timmar, men inte särskilt mycket (se figur 3). Sommartid är effekterna större med högre priser i södra Norge under hela dygnet (se figur 4). Orsaken till detta är dels att priset i Nederländerna varierar mer än i Norden, och dels att priset i Nederländerna är högre på sommaren än vintern, medan det motsatta gäller i Norden. Sett över hela året stiger priset i södra Norge, vilket också påverkar priserna på Själland och Jylland, medan priset faller i övriga Norden.

Förklaringen till dessa prismönster är, som nämnts i den principiella diskussionen, att den samlade produktionen har blivit billigare vilket pressar priserna på båda sidorna av kabeln, men eftersom kraftpriserna i Nederländerna generellt sett är högre än i Norden bidrar det till en viss prishöjning i Norden.

¹² ECON BID är en kraftmarknadsmodell som omfattar elva länder i norra Europa. Utöver Norden omfattas Polen, Tyskland, Nederländerna, Belgien, Frankrike, Österrike och Schweiz. Modellen har timmesupplösning, dvs modellerar marknaden timme för timme, vilket är nödvändigt om man ska studera effekterna av överföringsförbindelser. Det betydande inslaget av vattenkraft i det nordiska elsystemet innebär att man behöver använda sig av en tvåstegsalgoritm, där man först beräknar "vattenvärdet" (vattnets alternativkostnad). I ett andra steg används detta vattenvärde i princip på samma sätt som marginalkostnaden för andra typer av kraftverk. Med timmesupplösning är det också centralt att ta hänsyn till start-stoppkostnader och liknande effekter, vilket modellen gör. Totalt sett specificeras i modellen 62 olika grupper av produktionsteknologier: olika grupper av vindkraft, vattenkraft, kärnkraft, kraftvärme och kondenskraft.

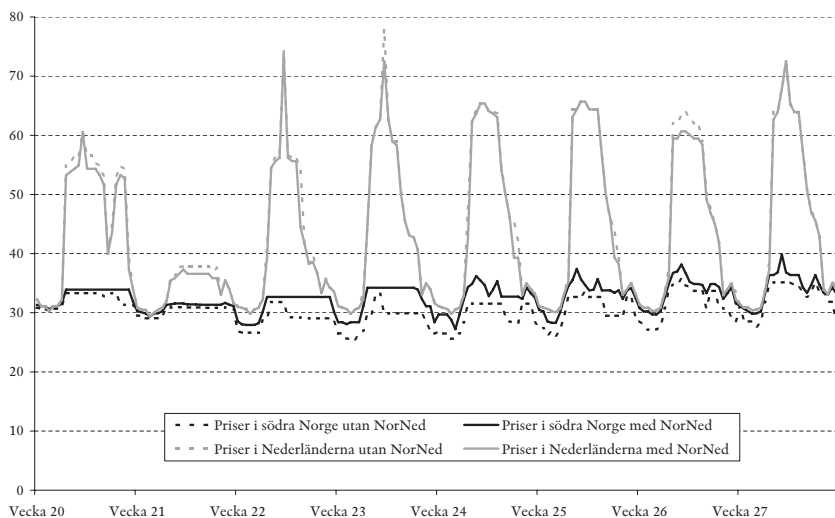
¹³ Med topplastkapacitet avses här den produktionskapacitet som krävs för att möta efterfrågan under de timmar som har högst förbrukning.

Figur 3
 Simulerad priseffekt
 av NorNed-kabeln,
 normalår vinter
 (vecka 4–12), norska
 ören/kWh



Källa: ECON.

Figur 4
 Simulerad priseffekt
 av NorNed-kabeln,
 normalår sommar
 (vecka 20–28), norska
 ören/kWh

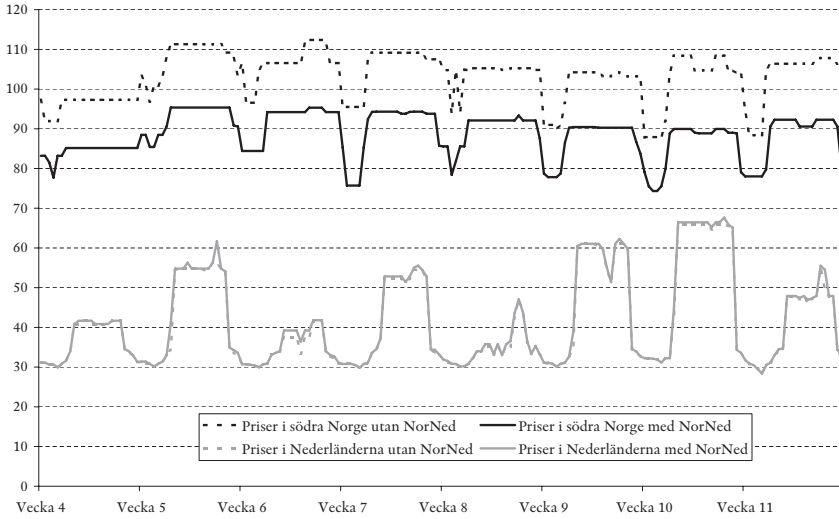


Källa: ECON.

Torrår

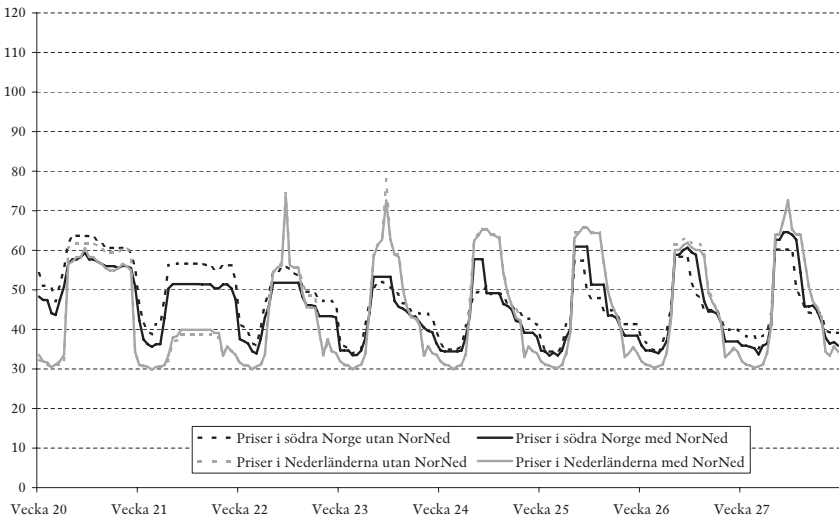
Under ett våttår har NorNed-kablen ungefär lika liten effekt på priserna som under ett normalår, vilket är naturligt eftersom priserna inte skiljer sig så mycket mellan våttåret och normalåret. Det sistnämnda förklaras av att det extra vattnet under ett våttår redan i dag absorberas av marknaden genom minskad kolkraftproduktion i Finland och Danmark och att vi befinner oss på en platt del av utbudskurvan.

Betydligt intressantare är situationen under ett torrår. Ett torrår innebär



Figur 5
Simulerad priseteffekt
av NorNed-kabeln,
torrår vinter (vecka
4-12), norska ören/
kWh

Källa: ECON.



Figur 6
Simulerad priseteffekt
av NorNed-kabeln,
torrår sommar (vecka
20-28), norska ören/
kWh

Källa: ECON

att vi befinner oss på en betydligt brantare del av utbudskurvan. Vintertid kommer Norden att importera för fullt både i hög- och låglastperioder och priset i Norden kommer att ligga klart över det nederländska priset. Det är dock inte importen som leder till det högre priset, utan själva verket bidrar importen till att dämpa prisökningen. Utan tillgången på import skulle priset i Norden under ett torrår vara ännu högre (se figur 5).

Även sommartid kommer Norden att importera under ett torrår. Prisstrukturen skiljer sig inte mycket mellan Norden och Nederländerna och

priseffekten av NorNed-kabeln är också begränsad även om den bidrar till att pressa priset något i Norden.

Sammanfattningsvis visar modellsimuleringarna att NorNed-kabeln har en relativt begränsad betydelse för de nordiska elpriserna under normal- och våtår. Däremot har den en stor – och prissänkande – effekt under ett torrår. Trots att vi i detta fall kopplar samman Norden med ett område som i genomsnitt har högre elpriser är det konsumenterna som tjänar på den ökade överföringskapaciteten, medan producenterna förlorar. Simuleringarna visar att vinsterna för konsumenterna i Norden av NorNed under ett torrår är över 10 miljarder norska kr.

Resultaten är mycket robusta för förändringar i olika antaganden. Det som främst kan påverka resultaten är en väsentligt annorlunda utveckling i efterfrågan eller kapacitetsutbygganden jämfört med vad som antagits här. Om marknaden i Norden blir mindre knapp blir ”torrårsresultatet” ovanligare eller försvinner. Givetvis gäller även det omvända – om marknaden blir väsentligt stramare kan ”torrårsresultatet” bli gällande även under mer normala år.

4. Avslutande kommentarer

En ofta framförd syn är att marknadsintegrationen och mer överföringsförbindelser mellan den nordiska elmarknaden och marknaderna i norra Kontinentaleuropa kommer att medföra att de nordiska elpriserna stiger till ”kontinentala nivåer”. Som visats i denna artikel är detta resonemang alltför förenklat. För det första har de nordiska priserna under senare år inte legat varaktigt under de tyska priserna. I den meningen har vi redan kontinentala priser. Samtidigt varierar priserna på helt olika sätt i Norden och på kontinenten. I Norden sker de stora variationerna beroende på tillgången på vattenkraft, medan priserna på kontinenten varierar avsevärt mer inom dygnet och mellan säsongerna. I det avseendet har vi fortsatt ”nordiska” priser.

Det är inte särskilt förvånande att de genomsnittliga priserna i Norden börjar närma sig de genomsnittliga priserna på kontinenten, men det har endast i liten utsträckning att göra med en ökad marknadsintegration och mer överföringskapacitet. Norden har historiskt haft tillgång till billig kraftproduktion, vilket har gett komparativa fördelar för energiintensiv produktion och därmed en hög efterfrågan. I viss mån kvarstår möjligheterna till billig kraftproduktion. I Norge finns tillgång till gas till ett lägre pris än på kontinenten, i Sverige är det relativt gott om biomassa och vindkraft har bättre förutsättningar här än på många andra håll. Den dominerande bilden är ändå att investeringar i ny produktion sker med samma teknologier och till ungefär samma kostnader i Norden och i våra kontinentala grannländer. Redan i dag sätts priserna i Norden normalt sett av kolkraftproduktionen i Danmark eller Tyskland. Bränslepriser, priser på utsläppsrätter och andra viktiga kostnader är i allt väsentligt de samma i de olika länderna. Den primära drivkraften bakom prisutjämnningen är alltså

att kostnaderna utjämnas, snarare än att handeln i sig utjämnar priserna.

Samtidigt kommer vattenkraften att fortsätta vara mycket betydelsefull för Norden. Det medför en del fördelar, men också nackdelar i form av en betydande känslighet för förändringar i nederbörden. Ur ett nordiskt perspektiv är sannolikt detta en viktig vinst med att knyta Norden närmare kontinenten. Simuleringarna av effekterna av NorNed-kabeln visar på den till synes paradoxala effekten att tätare sammankopplingar med ett område som i normalfallet har högre priser än vi har faktiskt kan gynna konsumenterna i form av lägre priser. Dessa simuleringar visar effekterna av en kabelutbyggnad. Om överföringskapaciteten ökar mycket mer kan resultatet bli annorlunda när det gäller en utjämnad prisstruktur mellan områdena. En intressant frågeställning som inte har berörts här är hur stor utbyggnaden behöver vara för att så ska ske. Även med en kraftig utbyggnad av överföringskapaciteten och en utjämnad prisstruktur så kan dock prisnivåerna sjunka i båda områdena till följd av större möjligheter till handel.

En återgång till de prisnivåer som gällde före avregleringen kan knappast förväntas – och är nog inte heller önskvärd. Men detta förhållande drivs inte i första hand av marknadsintegrationen. I takt med att de billigaste produktionsresurserna har tagits i anspråk och efterfrågan har stigit har elektriciteten helt enkelt blivit allt mer värdefull och prissättning av externa effekter bidrar till att höja priset ytterligare. En marknads kanske mest grundläggande funktion är att genom priserna skicka rätt signaler till producenter och konsumenter och i allt väsentligt är det så dagens elmarknad fungerar. Skillnader i de politiska regelverken mellan länderna kan ha snedvridande effekter och politiska restriktioner exempelvis kring vilka produktionsteknologier som är tillåtna, bidrar ytterligare till att pressa upp priserna. Det är dock inte önskvärdt att göra några större förändringar i marknads utformning med syfte att pressa ned elpriset i Norden. Det finns visserligen inget som säger att Norden i framtiden ska behöva ha högre elpriser än våra grannländer, men inte heller mycket som talar för att priset kommer att vara väsentligt lägre.

Andersson, B och L Bergman (1995), "Market Structure and the Price of Electricity: An Ex Ante Analysis of the Deregulated Swedish Electricity Market", *Energy Journal*, vol 16, nr 2, s 97-109.

Bergman, L, T Hartman, L Hjalmarsson och S Lundgren (1994), *Den nya elmarknaden*, SNS Förlag, Stockholm.

Damsgaard, N och R Green (2005), *Den nya elmarknaden – framgång eller misslyckande?*, SNS Förlag, Stockholm.

Göteborgs-Posten (2004), "Elpris – dyrare 04", 29 november 2004, <http://www.gp.se/gp/road/Classic/shared/printArticle.jsp?d=763&a=190842>.

KGS (1993), "Produktionsoptimering –

Kraftbörs", appendix 5 till Svenska Kraftnät, *Handelsplats för el. Utredning om förutsättningar för en svensk elbörs*, Stockholm.

Motion till riksdagen (1993/94:N23) av Ingvar Carlsson m fl (s) med anledning av Regeringens proposition (1993/94:162), *Handel med el i konkurrens*.

Regeringens proposition (1991/92:133), *Om en elmarknad med konkurrens*.

Regeringens proposition (1993/94:162), *Handel med el i konkurrens*.

Regeringens proposition (1994/95:222), *Ny ellagstiftning*.

Svenska Kraftnät (1993), *Handelsplats för el. Utredning om förutsättningar för en svensk elbörs*, Stockholm.

REFERENSER