

En gemensam elmarknad stärker EU:s konkurrenskraft

av Pär Holmberg och Thomas Tangerås

El är en fundamental insatsvara för industrin. En effektiv elförsörjning är därför av central betydelse för EU:s konkurrenskraft. Exempelvis finner OECD i en färsk empirisk studie att avregleringar av nätverksindustrier, såsom el-, tele- och transportsektorn väsentligt har ökat arbetsdeltagandet. Enligt tidningen *The Economist* är reformer som förbättrar effektiviteten inom nätverksindustrierna ett lämpligt sätt att stärka EU:s konkurrenskraft, särskilt nu när Europas ekonomier befinner sig i kris. Mot denna bakgrund är det intressant att klargöra vad forskningen säger om reformer som möjliggör en gemensam europeisk elmarknad och vad en sådan integration skulle betyda för den europeiska konkurrenskraften.

Elförsörjningen har historiskt sett varit en statlig angelägenhet i Europa, och ländernas energipolitik fokuserade tidigare på att trygga konsumtionen hos den egna industrin och befolkningen. Sedan mitten på nittioalet har dock EU utfärdat en rad direktiv och förordningar som syftar till att avreglera elmarknaden och öka integrationen mellan medlemsländernas elmarknader. Ökad integration ska:

- Förbättra Europas konkurrenskraft genom en mera kostnadseffektiv elförsörjning.
- Förbättra möjligheterna för förnybar elproduktion; en förutsättning för att EU ska uppnå 20-20-20 målen, som innebär 20 procent minskade utsläpp av växthusgaser, 20 procent förnybar energi och en energiefektivisering med 20 procent fram till år 2020.
- Öka självförsörjningsgraden i Europa.

EU vill se transparent, marknadsorienterad och samhällseffektiv elförsörjning och ökad handel mellan medlemsländerna. Marknadsintegration förutsätter att aktörerna kan handla el över gränserna och att marknaderna är fysiskt sammankopplade genom ett elnät med tillräcklig kapacitet som på ett stabilt och säkert sätt kan transportera el mellan kraftverk och konsumenter i olika länder. I de flesta EU länder sker produktion och försäljning av el på avreglerade marknader. Själva nätöverföringen är däremot uppbyggd kring tesen att den utgör regional monopolverksamhet som inte kan konkurrensutsättas. I stället är nätverksamheten inom och mellan länderna reglerad. Givet denna marknadsstruktur bygger en effektiv europeisk elförsörjning på välfungerande nationella marknader för produktion och försäljning samt en ändamålsenlig reglering av överföringsnäten.

Genomförandet av den integrerade europeiska elmarknaden går trögt. Ett problem kan vara att medlemsstaterna fortfarande upprätthåller ett nationellt perspektiv och främst ser till de inhemska effekterna på priser och försörjningstrygghet när man till exempel bestämmer om byggandet av nya överföringslinjer mellan länderna. Eftersom elnäten är i statlig ägo, har medlemsstaterna fortfarande stora möjligheter att begränsa integrationen av elmarknaderna, oberoende av EU:s uttryckta målsättning.

I detta kapitel ska för- och nackdelarna med en integrerad europeisk elmarknad granskas på basis av vår egen och andras forskning. Analysen kommer att visa att Europa som helhet och de europeiska elkonsumenterna i synnerhet tjänar på integration genom lägre och stabilare elpriser. Men för att fördelarna med en integrerad europeisk elmarknad ska kunna utnyttjas fullt ut är det nödvändigt att elpriserna bättre återspeglar kapacitetsbristerna i elsystemet, och att konkurrensen inom elnäten ökar. Nätinvesteringarna blir effektivare med en central regleringsmyndighet på EU-nivå om de enskilda medlemsländernas politiska inflytande över regleringarnas utformning kan balanseras.

Vi inleder kapitlet med att kort berätta hur elmarknaderna fungerar idag och illustrerar marknadsintegrationens fördelar med ett räkneexempel. Vi fortsätter med att studera prisbildningen på marknaden. Därefter diskuterar vi investeringar i elnätet, och i vilken

utsträckning dessa bör regleras. Vi avslutar kapitlet med att summera hur en mer integrerad och effektivare elmarknad kan stärka EU:s konkurrenskraft.

Hur fungerar elmarknaden idag?

El är en speciell vara på det sättet att den är dyr att lagra. Det innebär att el är en färskvara som bör produceras så nära inpå tidpunkten den konsumeras som möjligt. Istället för att lagra el blir det samhällsekonomiskt lönsamt att binda samman konsumenter och producenter i ett stort elnät, så att säsongsvariationer och tillfälliga fluktuationer inom området åtminstone delvis tar ut varandra. Att förutsättningarna för att producera el, främst från förnybara energikällor, dessutom varierar inom och mellan länder bidrar ytterligare till att en integration av elmarknaden leder till minskade produktionskostnader. En integrerad europeisk elmarknad är därför en förutsättning för att en kostnadseffektiv elförsörjning ska kunna uppnås inom Europa, vilket är viktigt för hushållens välbefinnande och den elintensiva industrins konkurrenskraft.

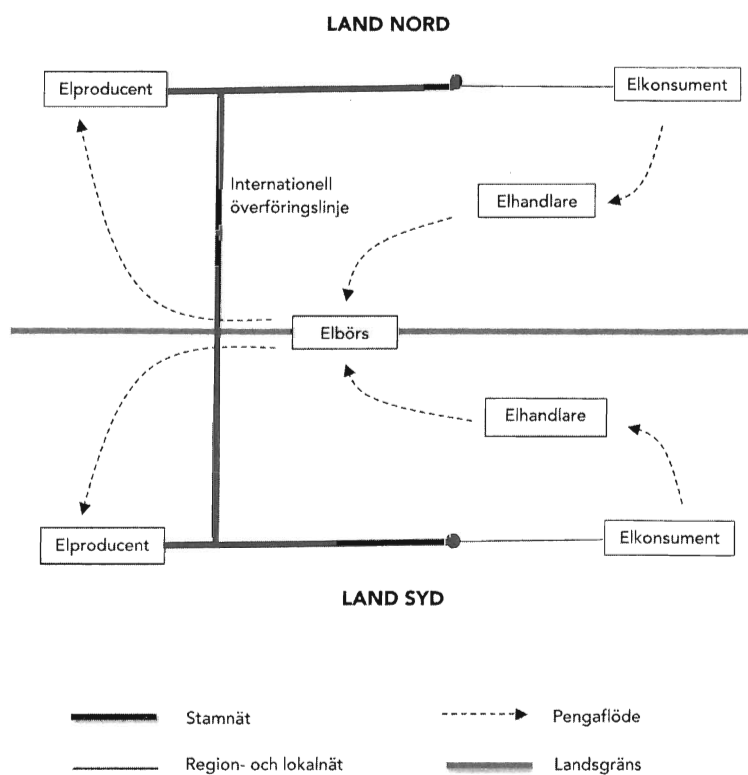
För att bemöta klimathotet har EU:s medlemsländer, som en del av Europa 2020-strategin och för att uppfylla sina åtaganden inom Kyotoprotokollet, satt upp de så kallade 20-20-20 målen. Tanken med målen är, som nämndes ovan, att energiförsörjningen ska bli mera hållbar, utsläppen av växthusgaser minska och den förnyelsebara elproduktionen öka (Anna Michalskis kapitel redogör för den mjuka normgivningen som metod och Europaperspektiv 2008 granskar dess betydelse för EU:s klimatpolitik). För att uppnå 20-20-20 målen har EU länderna företagit storskaliga satsningar på el från förnybara energikällor som sol och vind. Produktionen från dessa källor fluktuerar med vädret, vilket ibland skapar lokala obalanser mellan förbrukning och produktion. Dessa måste snabbt korrigeras för att elförsörjningen inte ska bryta ihop. Balanseringen sker främst genom ändringar i elflödet som innebär att produktionsunderskott kompenseras genom ökad produktion i en annan del av systemet. Men ibland begränsas flödet av att överföringslinjer slår i kapacitets-

taket. Till följd av dylika flaskhalsar i elnätet uppstår ett behov av att korrigera obalanserna lokalt, antingen genom produktionsändringar eller genom förändringar i förbrukningen. En effektiv elförsörjning förutsätter att obalanser korrigeras på ett kostnadseffektivt sätt, dels genom att produktion och förbrukning anpassas till varandra, men även att kapaciteten i överföringsnätet dimensioneras för att uppnå samhällsekonomisk effektivitet.

På en avreglerad marknad är priserna de viktigaste signalerna för att styra resursanvändandet. Elmarknaden består egentligen av en rad delmarknader som tillsammans bestämmer slutpriset till konsumenterna och elbolagens vinster. Figur 1 ger en översiktsbild av hur en integrerad elmarknad fungerar. Det finns två länder, Nord och Syd. Elproducenterna i båda länder bjuder ut sin produktion till försäljning på den gemensamma elbörsen. Elbörsen är en grossistmarknad där elhandelsbolagen och de stora industriella konsumenterna i de två länderna köper sin el. Elhandelsbolagen säljer i sin tur elen vidare på slutkundsmarknaden till hushåll och mindre företag i det egna landet.

Elen levereras sedan till konsumenterna genom elnätet som består av det högspända transmissionsnätet, även kallat stamnätet, samt lågspända regionala och lokala distributionsnät. Stamnätet är elförsörjningens huvudpulsådra med uppgift att överföra stora mängder el över långa avstånd. Regional- och lokalnäten förbinder konsumenter och mindre produktionsanläggningar med stamnätet. På en integrerad elmarknad befinner sig producenter och konsumenter ofta i olika länder. Export är möjlig då ländernas stamnät är sammankopplade genom internationella överföringslinjer. Normalt är det systemoperatören, det vill säga bolaget som ansvarar för att upprätthålla balansen i elförsörjningen, som äger och driver stamnätet och överföringslinjerna med utlandet. Somliga regional- och lokalnät ägs och drivs av de stora elbolagen, andra av kommunala eller privatägda kraftbolag.

Eftersom grossistpriserna utgör en så stor del av elhandlarnas kostnader, är en välfungerande grossistmarknad fundamental för att uppnå en kostnadseffektiv energiförsörjning. EU har därför fokuserat på integration av grossistmarknaderna. När man till exempel talar



FIGUR 1. ÖVERSIKT AV EN INTEGRERAD ELMARKNAD

om den nordiska elmarknaden menar man i dagsläget den nordiska grossistmarknaden. Som vi visade ovan, är grossistmarknaden organiserad kring en elbörs. Elbörsen är en form av auktionsmarknad där varje elproducent för varje leveransperiod anger hur mycket man är villig att producera beroende på marknadspriset (dvs. bjuder in en utbudskurva). Samtidigt anger elhandlarna och de industriella konsumenterna hur mycket el de är villiga att köpa beroende på marknadspriset. Jämvikt uppstår där utbud är lika med efterfrågan.

Så långt är alla avreglerade elmarknader lika. Men det finns skillnader i hur priset sätts på marknaden och hur flaskhalsar i elnätet hanteras. Dessa skillnader påverkar marknadseffektiviteten och hur

handelsvinster fördelas mellan producenter och konsumenter. Ett större elnät har flera flaskhalsar och de största flaskhalsarna finns idag ofta vid nationsgränserna. Skillnaderna mellan prissättningsmetoderna blir därför påtagliga i ett stort multinationellt elnät, såsom det europeiska.

Vi jämför nedan de tre prissättningsprinciper som används idag: zonpriser, nodpriser, och diskriminerande prissättning. Zon- och nodprissättning innebär att all el som säljs inom zonen/noden vid en given tidpunkt har samma pris. Detta kallas även marginalprissättning. Med diskriminerande prissättning finns det inte något enhetligt marknadspris. Istället betalas varje enskild elproducent i enlighet med deras accepterade bud.

De europeiska elmarknaderna har reformerats och konkurrensutsetts ett land i taget. På grund av reformernas nationella inriktning har elnäten huvudsakligen anpassats för den inhemska marknaden. Således har varje land en egen regleringsmyndighet som sätter ramvillkoren för en eller flera nationella systemoperatörer som äger och driver det nationella stamnätet. De nationella regleringsmyndigheterna ansvarar även för regleringen av regional- och distributionsnäten inom landet.

Den nordiska elmarknaden kan förtjänstfullt användas som exempel. Norge var ett av de första länderna i världen att avreglera sin elmarknad och bildade senare, tillsammans med Sverige, världens första multinationella elmarknad. Denna marknad utvidgades därefter till att även inkludera Danmark och Finland. Nordens elmarknad, Nord Pool, har därför varit banbrytande och den har på många sätt varit stilbildande för Europas övriga elmarknader. Det är värt att notera att en dom av EU:s konkurrensmyndighet förbättrat integrationen av den nordiska elmarknaden. Konkurrensmyndigheten menade att Sveriges systemoperatör, Svenska Kraftnät (SvK), missbrukat sin dominerande ställning när SvK regelbundet strypt exporten till Danmark för att kunna upprätthålla ett enhetligt elpris inom Sverige. Konsekvensen av domen blev att Sverige delades in i flera elområden. Vi återkommer till domen och dess konsekvenser senare i kapitlet.

Marknadsintegrationens effekter på priser och investeringar – ett enkelt räkneexempel

Värdet av en integrerad elmarknad som den nordiska är de handelsvinster som uppstår när billig elproduktion i ett land kan exporteras till ett annat land där konsumenterna har hög betalningsvilja. Många av marknadsintegrationens mekanismer och effekter på elmarknaden kan illustreras med ett enkelt räkneexempel.

Låt oss som exempel se på integrationen mellan två länder, som vi för enkelhets skull kallar Nord och Syd. Elförbrukningen varierar mellan låg- och högsäsong på samma sätt i de två länderna. Skillnaden mellan de två länderna är att högsäsongen i Nord infaller om vintern då efterfrågan på värme och belysning skjuter i höjden medan elförbrukningen i Syd är som högst om sommaren till följd av högre efterfråga på kylning. I lågsäsong förbrukar hushåll och företag en megawattimme (MWh) el, medan förbrukningen ökar till fem MWh i högsäsong. Med elmarknadsjargong brukar man säga att efterfrågan på baskraft är en MWh och efterfrågan på toppkraft är fyra MWh. Baskraften ska leverera en konstant mängd el över hela året. För att utnyttja skalfördelar produceras typiskt sett baskraften i kraftverk med låga rörliga kostnader (marginalkostnader) och höga fasta kostnader. Kärnkraft är det typiska exemplet på baskraft. Anta att baskraften har en rörlig kostnad om 100 kronor per megawattimme (kr/MWh). Toppkraften är å sin sida endast avsedd att köras vissa delar av året. Det är därför viktigt att toppkraften inte kostar något när den står still. Därför har kraftverk som producerar toppkraft normalt sett höga rörliga kostnader och relativt låga fasta kostnader. Typiska exempel på toppkraft är kol, gas och oljeledade kraftverk. Anta nu att toppkraften i båda länderna produceras med tre typer av kraftverk med olika rörlig kostnad. De första två MWh kostar 200 kr/MWh att producera, den nästa kostar 300 kr, och den dyraste MWh har en rörlig kostnad på 500 kr. På en marknad med marginalprissättning och välfungerande konkurrens bestäms priset av marginalkostnaden av den dyraste enheten som tas i anspråk. Elpriset är därför 100 kr/MWh i lågsäsong och 500 kr/MWh i högsäsong i båda länderna när de två marknaderna är separerade.

Anta istället att de två ländernas elmarknader är integrerade såtillvida att Nord exporterar en MWh el till Syd om sommaren och importerar samma mängd om vintern. Över året som helhet är produktionen densamma i varje land med eller utan marknadsintegration, nämligen sex MWh. Välfärdsvinster uppstår genom att man i realiteten förskjuter elproduktion från hög- till lågsäsong i båda länderna. Dyrare elproduktion i Nord tas i anspråk om sommaren eftersom elproduktionen då ökar med en MWh. Sommarpriset ökar till 200 kr/MWh till följd av produktionshöjningen. Samtidigt sjunker vinterpriset till 300 kr/MWh eftersom import gör den dyraste toppkraften onödig. Kostnadsbesparingen motsvarar $500 - 200 = 300$ kr i varje land i exemplet, totalt 600 kr, och utgör det kortsiktiga handelsekonomiska värdet av integration.

Integration medför även en större inkomstöverföring från producenterna till konsumenterna. Med marginalprissättning betalar konsumenterna å ena sidan 100 kronor mera för den MWh de förbrukar under lågsäsong. Å andra sidan kostar de fem MWh som konsumeras under högsäsong 200 kronor mindre per MWh. Kundernas elräkning sjunker således med 900 kronor i varje land, totalt 1 800 kronor. De inhemska producenterna i varje land förlorar 1 300 kronor i inkomst i högsäsong till följd av att elpriset sjunker med 200 kronor/MWh och att importen sänker efterfrågan med 1 MWh. Å andra sidan ökar inkomsterna med 300 kronor i lågsäsong till följd av prishöjningen om 100 kronor/MWh och att man nu exporterar en MWh i tillägg till den inhemska efterfrågan. Det totala intäktsbortfallet för producenterna i båda länderna över året som helhet är därför 2 000 kronor. Men eftersom de nu producerar samma mängd el till lägre rörlig kostnad, sjunker deras totala vinst endast med 1 400 kronor. Det uppstår även en handelsvinst om totalt 200 kronor eftersom prisskillnaden mellan import- och exportlandet är 100 kr/MWh och det handlas 2 MWh el över året. På elmarknaden tillfaller dessa handelsvinster ägarna av nätförbindelserna. Man kan se det som att nätägaren köper el där den är billig, transporterar den i sitt nät och därefter säljer den utomlands till ett högre pris. Mellanskillnaden ger *flaskhalsintäkten*. Inkomstöverföringar räknas normalt inte som välfärdseffekter. Den totala kortsiktiga välfärdsvinsten är därför $1\ 800 - 1\ 400 + 200 = 600$ kronor.

I exemplet är elförbrukningen konstant och oberoende av priset både i hög- och lågsäsong. I realiteten innebär en viss priskänslighet i efterfrågan att elförbrukningen ökar i högsäsong och sjunker i lågsäsong till följd av att priserna ändras. Samtidigt anpassar sig företagen till de nya priserna. Generellt vinner dock kunderna på marknadsintegration, medan elproducenterna över lag förlorar.

På längre sikt påverkas även investeringarna i elproduktionen såväl som i elintensiv industri. Baskraftsproduktionen ökar till exempel från en MWh till två MWh i båda länderna till följd av integration. I exemplet produceras den första MWh med billig baskraft till 100 kr/MWh medan jämförelsevis kostsam toppkraft till 200 kr/MWh står för den andra MWh. Eftersom baskraft har en kostnadsfördel framför toppkraft avseende stabil produktion innebär marknadsintegration att investeringarna i ny elproduktion skiftar från relativt dyr toppkraft till baskraft. Skift i energimixen från toppkraft till baskraft medför på sikt att elpriserna sjunker ytterligare.

Marknadsintegration leder till att konsumenternas genomsnittliga elpris sjunker från 433 kr/MWh till 283 kr/MWh i båda länderna, men även till stabilare priser. Till exempel sjunker prisskillnaderna *mellan* länderna från 400 kr/MWh till 100 kr/MWh. Prisskillnaden mellan hög- och lågsäsong sjunker motsvarande från 400 kr/MWh till 100 kr/MWh. Lägre och stabilare priser gynnar investeringarna i elintensiv industriproduktion i *båda* länderna. Normalt tänker man sig att konsumenterna i exportlandet förlorar på ökad handel, medan de vinner i importlandet till följd av prisökningar i exportlandet och prissänkningar i importlandet. På elmarknaden handlar integration till stor del om att utnyttja svängningar i efterfrågan och utbud av el mellan olika marknader. Integration innebär därför att länderna både importerar och exporterar el över året som helhet. Precis så fungerar till exempel den nordiska elmarknaden: på årsbasis är alla de nordiska länderna i stort sätt självförsörjande med el, men handeln över året är omfattande till följd av att man balanserar svängningar i efterfrågan och utbud mellan länderna. Därför är det möjligt att konsumenterna i *alla* länder tjänar på marknadsintegration.

Vi har än så länge utgått från att Nord och Syd totalt utbyter två MWh el över året. Men vad händer om handeln i stället skulle öka

till fyra MWh el? I så fall ökar elproduktionen i Nord till 3 MWh om sommaren medan den sjunker till 3 MWh om vintern. Priset blir följaktligen 200 kr/MWh, sommar som vinter. Motsvarande händer i Syd. Ökad handel har eliminerat all säsongsvariation i priset och alla prisskillnader länderna emellan. Kostnadsbesparingen av att öka handeln ytterligare motsvarar $100 = 300 - 200$ kr/MWh i varje land, totalt 200 kronor. Marginalvärdet av ytterligare integration är således positivt, men *sjunkande*. Eftersom kapaciteten i nätet är tillräckligt hög för att utjämna alla prisskillnader länderna emellan, uppstår full marknadsintegration i detta fall.

I exemplet uppstår handelsvinster till följd av att efterfrågan på el varierar mellan olika länder. Marknadsintegration ger upphov till vinster även genom att handeln stabiliserar produktionen i olika länder. Som vi beskrev är en stabil elproduktion och förbrukning kostnadseffektivt. De naturliga förutsättningarna för förnybar elproduktion varierar även från land till land. I Norden har man till exempel haft tillgång till billig vattenkraft. I Tyskland har man på senare år satsat mycket på vind och solkraft. De storskaliga satsningarna på variabel och oförutsägbar el från sol och vind innebär att det finns ett stort värde i att balansera den variabla produktionen. Nordisk vattenkraft är utmärkt för detta syfte eftersom vattenkraften snabbt och kostnadseffektivt kan regleras upp eller ner. Man kan säga att vattenkraften fungerar som en buffert som fångar upp svängningar i annan typ av produktion. Men för att detta ska ske måste de nordiska marknaderna vara fysiskt och handelsmässigt integrerade med de kontinentaleuropeiska marknaderna.

Trots nordisk marknadsintegration, har exempelvis Sverige ändå upplevt historiskt höga pristoppar vid upprepade tillfällen under de senaste åren. Motbevisar inte detta tesen om att marknadsintegration leder till stabilare priser? Inte nödvändigtvis. De höga priserna berodde delvis på produktionsbortfall i den svenska kärnkraften. Utan importen från våra grannländer hade pristopparna blivit ännu fler och ännu högre. Marknadsintegrationen fungerade inte heller tillräckligt bra, som Sven-Olof Fridolfsson och en av artikelförfattarna (Thomas Tangerås) påvisar i en artikel på *DN Debatt* den 1 oktober, 2010. Norge ströp nämligen elexporten till Sverige precis de timmar

kapaciteten behövdes som mest. Den norska nätägaren, Statnett, ansåg att landet självt behövde elen till att avhjälpa lokala försörjningsproblem. Ett problem som vi går djupare in på senare i kapitlet är att de enskilda länderna kan begränsa handeln mellan länderna i nationellt syfte, då många länder fortfarande ser främst till handels effekter på de egna priserna och den egna försörjningstryggheten.

Marknadsintegration har stora fördelar genom de handelsvinster som uppstår till följd av ett mera effektivt utnyttjande av befintlig produktionskapacitet. Utöver denna effekt tillkommer effekten av ökad konkurrens i producentledet. Ekonomiska och politiska inträdesbarriärer gör det mycket svårt för en producent att etablera sig med ny och storskalig produktion, till exempel kärnkraft, utanför det egna landet. I de flesta europeiska länder domineras därför elmarknaden av ett fåtal stora elproducenter, med risk för bristfällig konkurrens. Genom att koppla samman nationella marknader till en större multinationell marknad sjunker de enskilda företagens marknads-makt vilket kan förstärka konkurrensen på kort och lång sikt. Detta bidrar till att pressa ned elpriset mot marginalkostnaden och förbättrar investeringsincitamenten. Förbättrad konkurrens ger ytterligare välfärdsförbättringar i Europa som särskilt gynnar elkonsumenterna.

Det är även möjligt att integrera de nationella slutkundsmarknaderna genom att elhandlare i ett land tillåts att konkurrera om kunder utomlands. Multinationella slutkundsmarknader existerar i dagsläget inte i Europa, men det finns långtgående planer på en gemensam nordisk slutkundsmarknad. Å andra sidan kan man ifrågasätta värdet av att lägga resurser på att skapa regler för en gemensam slutkundsmarknad. I motsättning till grossistmarknaden är det relativt enkelt för elhandelsbolag att etablera sig utomlands redan i dag genom att starta ett dotterbolag i det landet man önskar bedriva verksamhet. Förutsättningarna för välfungerande konkurrens på slutkundsmarknaden är därför goda även i avsaknad av en multinationell slutkundsmarknad.

Hur ska man prissätta elen i EU:s gränsöverskridande elnät?

Som vi tidigare nämnt finns det tre principer för att prissätta elen i det högspända elnätet:

- Zonpriser
- Nodpriser
- Diskriminerande prissättning

Zon- och nodprissättning bygger båda på marginalprissättning vilket innebär att det är säljarnas högsta accepterade bud inom området som sätter priset för hela området. Eftersom all el som produceras inom samma område vid en given tidpunkt säljs till samma pris, kommer el från baskraften, till exempel kärnkraft, att göra en relativt hög vinst, medan toppkraft som kol- och gaskraft, ger en lägre vinst. Att det högsta accepterade säljbudet ska sätta priset för hela området är därför ett förfarande som ofta ifrågasätts i debatten. Man kan dock notera att marginalprissättning gäller på de flesta råvarumarknader. Priset på olja sätts till exempel där marknaden klarerar utbud och efterfrågan, oberoende av om oljan kommer från fält med låga eller höga produktionskostnader. Det enda som är speciellt med prissättningen på elmarknaden är att den tydliggörs i ett auktionsförfarande.

Vad är då speciellt med *nodpriser*? Jo, vid nodpriser har varje knutpunkt av stamnätet, där energi antingen matas in eller tappas av, ett lokalt marknadspris som sätts med marginalprissättning. Det innebär att en marknad med nodprissättning kan ha hundratals eller till och med tusentals olika elpriser. Prisskillnader uppstår varje gång flaskhalsar i elnätet begränsar flödet av el från noder med överskott av produktion till noder med efterfrågeöverskott. Obalanserna driver upp elpriset i områden med importbegränsningar relativt till noder med exportbegränsningar. Nodprissättning tillämpas i Nya Zeeland, Ryssland och i flera av USA:s delstater. Metoden håller även på att införas i Polen. Det verkar kanske komplicerat att ha så många priser, men faktum är att så är fallet för många varor. Exempelvis brukar priset på bensin skilja sig över landet och även inom städerna. Ungefär

som vid nodprissättning kan dessa prisskillnader delvis förklaras av transportbegränsningar och transportkostnader.

Diskriminerande prissättning påminner om nodprissättning på det sättet att den nod som en produktionsanläggning befinner sig i påverkar huruvida dess bud accepteras eller inte. Men till skillnad mot nodprissättning finns det inte något enhetligt nodpris. Istället betalas varje enskild elproducent i enlighet med sitt accepterade bud. Tanken är att produktion med låga rörliga kostnader ska få mindre betalt än produktion med höga rörliga kostnader. Företrädare för elkonsumenterna brukar ibland förespråka diskriminerande prissättning i förhoppning om att det ska leda till lägre elpriser (åtminstone för dem själva). Det var också med den motiveringen som Storbritannien år 2001 införde diskriminerande prissättning på sin mest kortsiktiga marknad, den så kallade realtidsmarknaden. Diskriminerande prissättning håller även på att införas i Italien.

I det brittiska systemet erhåller endast elbolagen diskriminerande priser, inte konsumenterna. I Storbritannien står systemoperatören som motpart till all el som säljs på realtidsmarknaden. Orsaken är att det är svårt att upprätthålla diskriminerande priser gentemot kunderna. El utgör en homogen vara för konsumenterna och alla konsumenter önskar naturligt nog att betala det lägsta priset, allt annat lika. I avsaknad av ransonering mellan olika kundgrupper kommer marknaden på egen hand att driva genom marginalpriser eftersom konsumenterna bjuder upp den billigaste elen till dess att all el säljs till samma pris. Denna mekanism är så stark att den omtalas som lagen om ett pris.

En av författarna (Pär Holmberg) jämför prissättningsmetoderna i ett forskningsbidrag tillsammans med kollegan Ewa Lazarczyk och kommer fram till att så länge som konkurrensen är god och det inte finns några osäkerheter i systemet, är både nodpriser och diskriminerande priser samhällsekonomiskt effektiva. Båda systemen leder till att priset i en nod svarar mot marginalkostnaden i noden. Konsumenterna betalar alltså exakt samma elpris under båda systemen. Förhoppningarna hos förespråkarna av diskriminerande prissättning att detta ska driva ner priset på den billigaste produktionen kommer därför på skam. Det finns ingen anledning för producenter

att erbjuda el till ett pris under det som man kan sälja sin mera kostsamma produktion till. Elbolagen kommer därför att bjuda in sin billiga elproduktion till ett pris över deras marginalkostnad.

Zonpriser innebär att man delar in marknaden i olika elområden eller zoner. Inom varje zon tillämpas ett enhetligt elpris som sätts med marginalprissättning, medan priset tillåts att variera mellan de olika zonerna. En skillnad mellan nod- och zonpriser är att prisskillnader i det första fallet reflekterar de faktiska flaskhalsarna i elnätet. Under zonpriser är indelningen i elområden mera arbiträr då gränsdragningen inte alltid exakt följer systemets fysiska begränsningar. Zonpriser är den mest populära marknadsmekanismen i Europa. För tillfället tillämpar alla kontinentaleuropeiska länder med avreglerade elmarknader zonpriser. På kontinenten dras gränsen mellan zonerna vid landgränserna, så att varje land utgör ett eget elområde med ett enhetligt elpris. Även den nordiska elmarknaden bygger på zonpriser, med skillnaden att man här tillåter ett flertal elområden inom varje land. Således har Danmark för tillfället två och Norge fem elområden, medan Finland utgör ett eget elområde. Sverige hade tidigare ett enhetligt elpris, men är sedan 2011 uppdelat i fyra elområden.

Gränsdragningen vid zonprissättning, särskilt om den sker inom landet, ger upphov till kontroverser mellan de som befinner sig på rätt och fel sida av gränsen, där till exempel konsumenter i ett område med produktionsunderskott och högre priser ser sig som förlorare. Fördelningspolitiska komplikationer kan förklara varför man i många länder har valt ett enhetligt elområde inom landet, även om man på grund av elnätets fysiska begränsningar borde ha flera elområden. I sammanhanget kan det vara värt att påminna om att indelningen av Sverige i flera elområden skedde efter påtryckningar från EU och har mött protester – speciellt från konsumentföreträdare i södra Sverige som beklagar sig över högre priser.

Det kan tyckas att zonprissättning är ett smidigt system, eftersom varje land med denna prissättningsmetod bara har ett eller ett fåtal elpriser. Men detta är inte korrekt. För det första är föreställningen om ett enhetligt elpris en sanning med modifikationer. Den totala elräkningen består av kostnaden för själva förbrukningen, plus en

nätavgift som betalning för elleveransen, med skatter och avgifter på toppen av detta. Även om priset för förbrukningen är den samma, betalar kunderna olika nätavgifter beroende på var i landet man bor. I exempelvis Sverige har elen på grund av differentierade nätavgifter i praktiken varit billigare för en konsument i norra Sverige än i södra Sverige även innan indelningen av Sverige i elområden.

Studerar man zonprissättningen mera i detalj inser man att denna prissättning i praktiken är den mest komplicerade metoden av de tre. Vid zonprissättning får hela elområdet eller zonen samma pris eftersom alla flaskhalsar inom elområdet negligeras när zonpriserna ska bestämmas. Men flaskhalsarna inom elområdet försvinner inte bara för att de inte direkt återspeglas i zonpriserna. När elleveranserna väl ska genomföras måste systemoperatören ändå beakta de flaskhalsar som faktiskt finns där. För att undvika att den produktion och konsumtion som har avropats överbelastar kraftledningarna inom ett elområde, så är systemoperatören ofta tvungen att korrigera produktionen i ett senare skede. Detta innebär att produktion får justeras upp i noder med brist på el medan den måste justeras ned i noder med överskott på el, så att överföringen minskar i de ledningar som annars riskerar att överbelastas. Som kompensation får elproducenterna betalt i enlighet med de extra kostnader som korrigeringarna förväntas medföra. När systemoperatören handlar upp obalanserna på en marknad, så brukar förfarandet kallas för *mothandel*. Systemoperatörerna använder diskriminerande prissättning i mothandeln. På elmarknader med välfungerande konkurrens kan man visa att mothandelspriserna blir desamma som nodpriserna. Därför leder även zonprissättning och mothandeln till en samhälls-ekonomisk effektiv resursallokering i det kortare perspektivet.

Ett problem med zonprissättning är att framförallt producenterna ges möjlighet att utnyttja de prisskillnader som uppstår mellan det gemensamma zonpriset och de lokala mothandelspriserna till att höja sina vinster. För att illustrera mothandeln och dess problem antar vi för enkelhets skull ett nät med två noder, Nord och Syd, inom samma elområde. Anta nu att rådande zonpriser leder till att den avropade produktionen i den norra noden är för stor och den avropade produktionen i den södra noden är för liten, så att exporten från norr till

söder överskrider överföringskapaciteten i elnätet mellan Nord och Syd. Systemoperatören måste då köpa upp ytterligare produktion i söder och sälja tillbaka produktion i norr på marknaden för mothandel. I vårt förenklade exempel blir då mothandelspriset i norr lägre än mothandelspriset i söder. En producent i norr tjänar på att sälja all sin produktion till zonpriset om det överstiger mothandelspriset. Därutöver kan anläggningar i norr som inte producerar något först sälja hela sin kapacitet till zonpriset och därefter köpa tillbaka den i mothandeln till ett lägre pris. Elproducenter gör en så kallad *arbitragevinst* på den produktion som står stilla. På motsvarande sätt säljer producenterna i söder sin produktion i mothandeln när mothandelspriset i söder överstiger zonpriset. Arbitragevinster i samband med mothandel innebär att konsumenterna som helhet förlorar på zonprissättning medan producenterna överlag är vinnare, något som på kort sikt kan utgöra ett fördelningspolitiskt problem.

Om produktionskapaciteten i norr dessutom understiger den totala efterfrågan i de två noderna, så kommer det gemensamma zonpriset vara lika med det dyra mothandelspriset i söder. I det fallet är det bara producenterna i norr som gör en arbitragevinst. I ett sådant läge skulle några konsumenter vinna men inga förlora på att byta till nodprissättning; elpriset blir då lägre i norr och oförändrat i söder. I motsvarande utsträckning förlorar producenterna i norr på ett byte från zon- till nodprissättning. Därtill kommer förlusten av de arbitragevinster som producenterna i norr kan göra på stillastående produktion vid zonprissättning. På kort sikt är det motparten i mothandeln, dvs. systemoperatören, som får bekosta producenternas arbitragevinster. Men i förlängningen så vältrar de över denna kostnad på skattebetalarna och elkonsumenterna genom höjda skatter och nättariffer. Konsekvensen blir att även elkonsumenterna i söder kan vinna på nodprissättning, även om vinsten inte blir lika stor där som för konsumenterna i norr.

Utnyttjandet av zonpriserna och mothandeln på det ovan beskrivna sättet är så pass välkänt utomlands att det har fått ett eget namn: öka-minska spelet (*increase-decrease game*). Beteendet var en bidragande orsak till att elmarknaden i Kalifornien kraschade för drygt tio år sedan, och till att andra elmarknader i USA tvingades

ändra i prisbildningen. De avreglerade elmarknaderna i USA började med zonprissättning, men nu har alla bytt till nodprissättning. Även Storbritannien har påtagliga problem med att elproducenterna i Skottland tjänar pengar på öka-minska spelet. Ziyad Alaywan och medförfattare diskuterar i en forskningsrapport problemen på den kaliforniska elmarknaden, medan Karsten Neuhoff och medförfattare lyfter fram de europeiska problemen i en annan rapport.

Även om zonprissättning i teorin kan vara lika effektivt som nod- och diskriminerande prissättning på kort sikt, så uppstår välfärdsluster på längre sikt. Endast flexibel produktion som kan regleras upp och ned inom 10–15 minuter, främst vattenkraft och gasturbiner, får delta i mothandeln. Den mindre flexibla baskraften, t.ex. kärnkraft, måste därför sälja till zonpriserna. För att marknaden ska ge korrekta investeringsincitament behövs ett högre elpris i en nod med importbegränsningar jämfört med en nod med exportbegränsningar. Men om noderna i Nord och Syd i exemplet ovan tillhör samma zon, så är ju priset för baskraften densamma i de båda noderna. Samhällsekoniskt sett blir det därför för lite baskraft i den södra noden med importbegränsningar och/eller för mycket dylik produktion i den norra noden med exportbegränsningar. Det är främst elbolag med flexibel produktion i noder med exportbegränsningar som kan utnyttja prisskillnader till att göra arbitragevinster i öka-minska spelet. Det bidrar ytterligare till överinvesteringar i dessa noder. Ett annat problem är att slutkundspriserna bygger på zonpriserna. Med enhetliga elpriser har hushållen för svaga incitament att reducera respektive öka förbrukningen i noder med produktionsunderskott respektive -överskott.

Nod- och diskriminerande prissättning är lika effektivt i ett system utan osäkerheter, men det finns ändå viktiga skillnader. Något förenklat kan man säga att alla erbjuder sin produktion till det förväntade högsta accepterade budet vid diskriminerade prissättning. Det innebär att det finns en stor kvantitet till försäljning nära marknadspriset, dvs. likviditeten är hög. De diskriminerande priserna är därför mindre känsliga för efterfrågechocker. Å andra sidan innebär ett mera priskänsligt utbud från konkurrenterna att en liten felberäkning i en producents budkurva kan få stora konsekvenser för dess accepterade

produktion. Denna känslighet ökar risken för att produktionen blir ineffektiv, särskilt om det finns osäkerheter i efterfrågan eller konkurrenternas utbud. Nodprissättning är mera robust mot denna typ av osäkerheter och är därför en effektivare modell i ett system med mycket fluktuerande förnyelsebar elproduktion. Vid zonprissättning används marginalprissättning när zonpriserna sätts och diskriminerande prissättning i mothandeln. Marknader med zonprissättning är därför någorlunda likvida och någorlunda effektiva på att hantera osäkerheter i elsystemet. Zonprissättning med många elområden har ungefär samma för- och nackdelar som nodprissättning.

Vår slutsats blir därför att, särskilt med tanke på den ambitiösa utbyggnaden av fluktuerande förnyelsebar elproduktion som blir konsekvensen av 20-20-20 målen, så blir EU:s elmarknader mest effektiva och konkurrenskraftiga med nodprissättning. Alternativt kan varje land införa fler zoner per land, för att minska nackdelarna med zonprissättning.

Samhällsekonomiska nätinvesteringar

Hitintills har vi jämfört olika modeller för att prissätta elen på grossistmarknaden, hur dessa påverkar konsumenterna och producenterna samt vilka investeringsincitament de ger upphov till. Antagandet har hela tiden varit att elnätet har en given kapacitet. Ett effektivt elsystem handlar emellertid även om att upprätthålla ett välfungerande och pålitligt elnät med en välanpassad produktionskapacitet. Låt oss nu se på elnätet och dess fundamentala betydelse i att uppnå en integrerad elmarknad. I vårt enkla räkneexempel där det handlas en MWh el mellan länderna per säsong uppstår en samhällsekonomisk vinst om 600 kronor som motsvarar kostnadsbesparingen av ett mera effektivt utnyttjande av installerad produktionskapacitet. Handel mellan länderna kommer emellertid endast till stånd om det finns tillräcklig kapacitet i överföringsnätet mellan de två länderna. För detta kan krävas investeringar för att öka kapaciteten i nätet. Investeringen i den första MWh per säsong är samhällsekonomiskt lönsam ifall nätkostnaden är under 600 kronor. Kostnadsbesparingen

av att öka kapaciteten med ytterligare en MWh per säsong och uppnå full marknadsintegration är 200 kronor. Den ytterligare utbyggnaden är alltså samhällsekonomiskt lönsam ifall kostnaden understiger 200 kronor.

En annan viktig aspekt som påverkar den optimala investeringsnivån är leveranssäkerheten. Det finns alltid en viss risk för att ett kraftverk eller delar av elnätet bryter samman. På en integrerad elmarknad har de enskilda länderna tillgång till reservkapacitet från utlandet om olyckan skulle vara framme. Reservkapacitet kräver dock att nätet eller produktionskapaciteten är något överdimensionerade. Återgå till exemplet med Nord och Syd och anta att nätkapaciteten mellan de två länderna är en MWh per säsong. Tänk nu att en MWh av toppkraften oförutsett faller bort i Nord. Utan nätintegration skulle man varit tvungen att ransonera eftersom nu endast tre MWh toppkraft finns att tillgå. Under marknadsintegration kan man återaktivera det dyraste kraftverket med rörlig kostnad på 500 kr/MWh som i normalfallet inte behövs. Ett annat alternativ är att öka nätkapaciteten. Den optimala storleken på elnätet hittar man där kostnaden av ytterligare nätutbyggnad precis motsvarar värdet av utökad handel och högre leveranssäkerhet. Investeringar utöver detta är inte samhällsekonomiskt lönsamma då extrakostnaden överstiger mervärdet av högre nätkapacitet.

Se upp för nätägarnas marknadsmakt!

I många EU-länder är nätverksamheten uppbyggd kring tesen att stamnäten utgör monopolverksamhet som bäst drivs i statlig regi. Detta gäller i högsta grad länderna i Norden. I exempelvis Sverige ligger ansvaret för att tillhandahålla tillräcklig kapacitet på Svenska Kraftnät som äger och driver det svenska stamnätet och de flesta stamnätsförbindelserna till utlandet samt på regeringen som via det årliga regleringsbrevet ställer upp de ekonomiska ramar som styr SvK:s verksamhet.

Det kan finnas goda orsaker till att staten önskar att kontrollera och reglera central infrastruktur som stamnätsförbindelserna. En av

orsakerna är att privata intressenter på en avreglerad marknad inte tittar till hela värdet av investeringarna när de tar sina beslut. Notera till exempel att den totala kostnadsbesparingen av att utöka handeln mellan Nord och Syd i vårt hypotetiska exempel med de första två MWh per år uppgår till 600 kronor. Under privat nätägande är det dock flaskhalsintäkterna som driver nätinvesteringarna. I exemplet utgör flaskhalsintäkterna av de första två MWh internationell nätkapacitet 200 kronor. Investeringen är samhällsekonomiskt lönsam, men privatekonomiskt olönsam ifall nätkostnaden ligger mellan 200 och 600 kronor. Ytterligare utbyggnad av nätkapaciteten för att därigenom uppnå full marknadsintegration är alltid olönsamt för den privata nätägaren. Full prisutjämning innebär ju att alla flaskhalsinkomster försvinner. Problemet är knutet till att nätinvesteringarna här är så pass stora i förhållande till marknaden att nätutbyggnaden har en inverkan på priset. Det vill säga att de privata nätägarna ökar sin vinst genom att utnyttja marknadsmakt och hålla tillbaka investeringarna.

Problemet med marknadsmakt är dock starkare relaterat till den koncentrerade ägarstrukturen än huruvida nätet är privat eller statligt ägt. Alla ägare torde ha ett intresse av ökade resurser. Det privata bolaget har ett vinstintresse medan statliga bolag kan använda pengarna till högre löner, bättre personalförmåner och annat. Ett sätt nätägaren kan spara pengar på är genom att manipulera nätkapaciteten till utlandet för att reducera flaskhalsproblemen på hemmaplan och därigenom begränsa kostnaderna för mothandel. Vi illustrerar problemet med utgångspunkt i vårt räkneexempel. Anta att Nord befinner sig i lågsäsong och producerar en MWh för nationellt bruk och en MWh för export samt att kraftverken som producerar de två MWh bryter ihop. Det mest effektiva är då att ersätta produktionsbortfallet med den näst billigaste toppkraften i Nord. Konsekvensen är att det inhemska priset ökar till 300 kr/MWh. Ett annat alternativ är att begränsa exporten. Utan export behöver Nord endast ersätta en MWh bortfallen produktion. Detta klarar man av med den billigaste toppkraften, vilket innebär att det inhemska priset stannar på 200 kr/MWh. I Syd är konsekvensen av Nords exportbegränsning att det inhemska elpriset ökar från 300 till 500 kr/MWh. Även om det totalt

sätt vore bättre att upprätthålla handeln mellan länderna, kan Nord begränsa de negativa konsekvenserna för konsumenterna hemma vid genom att reducera exporten till utlandet. Att dumpa inhemska kapacitetsproblem på utlandet är ganska vanligt. Till exempel var det länge en del av SvK:s officiella policy att reducera exporten till Danmark i perioder av elbrist i södra Sverige.

EU:s konkurrensmyndighet har bedömt att SvK:s begränsning av exporten till Danmark utgjorde missbruk av monopolställning i stamnätet, även om syftet med att reducera handeln föreföll vara att dämpa obalanser i den inhemska elförsörjningen snarare än att maximera nätägarens vinster. SvK har senare beslutat att överge praxisen med att begränsa exporten och i stället lösa inhemska obalanser på annat sätt, bland annat genom att tillåta olika priser i norra och södra Sverige. Flera systemoperatörer, t.ex. norska Statnett, har agerat på ett liknande sätt som SvK, men SvK är de enda som hittills uppmärksammas av EU:s konkurrensmyndighet.

Konsekvensen av marknadsmakt är försvagade incitament bland nätägarna att åtgärda inhemska försörjningsproblem då man i stället kan dumpa en del av problemet på utlandet. I sammanhanget är det intressant att notera att SvK har ökat investeringarna i det inhemska stamnätet som en direkt konsekvens av beslutet att inte längre begränsa exporten. Problemet med att systemoperatörerna utnyttjar marknadsmakt till att begränsa handeln med utlandet torde vara mindre på en marknad med nodpriser än om man har zonpriser med ett fåtal eller enhetliga priser inom landet. Nodpriser skapar bättre balans mellan förbrukning och produktion i varje del av nätet. Bättre balans i elnätet minskar i sin tur systemoperatörens behov av kostsam mothandel, och det blir mindre lönsamt att strypa exporten.

Bör elnäten regleras på EU-nivå?

På de flesta marknader är konkurrensmyndigheterna ansvariga för att aktörerna på marknaden inte missbrukar marknadsmakt. Som vi har sett har EU:s konkurrensmyndighet en roll att spela även på marknaden för internationell elhandel. Man kan dock inte räkna med att alla

nätägare är lika fogliga som SvK var i fallet ovan. Dessutom är det samhällsekonomiskt försvarbart att till viss grad begränsa handeln för att upprätthålla leveranssäkerheten. Därför kan det vara svårt att bevisa missbruk av dominerande ställning.

Problemet med att skatta och bekämpa marknadsmakt pekar på nödvändigheten av en ändamålsenlig reglering av nätverksamheten. Även detta har dock sina problem. På en multinationell elmarknad kommer investeringar i nätet på hemmafronten eller ändringar i nätkapaciteten även ha inverkan utomlands eftersom de påverkar priserna på hela marknaden. Med ett för starkt fokus på hemmafronten uppstår risken att de nationella myndigheterna tar för stor nationell hänsyn när de utformar regleringarna och att de nationella nätägarna mest ser till konsekvenserna på hemmafronten i sin verksamhet. En möjlig lösning vore en centraliserad regleringsmyndighet med befogenhet att reglera alla EU:s nät. Idealiskt sett skulle en central regleringsmyndighet balansera effekterna i olika länder och uppnå maximal effektivitet. I realiteten är dock de centraliserade besluten och direktiven resultat av en politisk process där de enskilda medlemsländerna använder sitt inflytande för att uppnå beslut till sin egen fördel.

Risken med en centraliserad regleringsmyndighet vars beslut tas på politisk basis är uppenbar när man betänker att en sådan myndighet i realiteten har befogenhet att beskatta medlemmarna i de enskilda medlemsländerna. Nätinvesteringar finansieras inte endast av flaskhalsintäkter, utan även av de nätavgifter som kunderna betalar. En orsak till varför dessa nätavgifter kan vara nödvändiga är att flaskhalsintäkterna inte alltid är tillräckliga för att täcka investeringskostnaden. I vårt exempel är kostnadsbesparingen av att öka handeln mellan Nord och Syd från noll till två MWh 600 kronor per år, medan flaskhalsintäkterna endast utgör 200 kronor. Ifall det är samhällsekonomiskt lönsamt att öka nätkapaciteten, behövs en extra nätavgift för att täcka upp nätbolagets förlust. Nätavgifterna kan ses som en punktskatt för att bekosta önskvärd nätutbyggnad.

Men en fiskal integration följs inte med nödvändighet av politisk integration. Till exempel kan ett land med dominerande inflytande över regleringsmyndigheten tänkas höja nätavgifterna utomlands

för att täcka inhemska nätinvesteringar och därigenom sänka nätavgifterna i hemlandet motsvarande. För att stävja dylik diskriminerande beskattning måste man ha en regel som kräver att nätavgiften står i proportion till kostnaden av att driva nätet i landet i fråga. En regel med detta innehåll räcker dock inte. Ett dominerande land kan ha ett incitament att överinvestera i nätkapacitet utomlands och låta konsumenterna utomlands bekosta dessa investeringar i syfte att säkra reservkapacitet för oförutsedda händelser i hemlandet. Överinvesteringsproblemet behöver begränsas av en regel om icke-diskriminering som säger att nätinvesteringar ska bero på nätets beskaffenhet och inte vilket land nätet råkar befinna sig i. Ett sätt att uppnå proportionalitet i nätavgifterna och icke-diskriminering är genom ett symmetriskt och harmoniserat regelverk. Problemet att jämka politisk och fiskal integration kan vara en orsak till varför det har visat sig så svårt att besluta om finansieringsregler för internationella stamnätsförbindelser.

En ytterligare ineffektivitet som systemet med nationella regleringsmyndigheter ger upphov till är att investeringarna inte nödvändigtvis koordineras optimalt till följd av felande samarbete. Med en gemensam regleringsmyndighet med ansvar för hela det europeiska stamnätet säkerställer man att investeringarna koordineras på ett optimalt sätt. Däremot är det inte säkert att de totala investeringarna kommer upp på samma nivå som man skulle uppnå med decentraliserad reglering. Problemet uppstår om ett land som har lite att vinna på marknadsintegration får politisk kontroll över den europeiska regleringsmyndigheten. Värdet av marknadsintegration undervärderas då med underinvestering till följd. Omvänt kan det bli överinvesteringar i nätet om ett land som övervärderar betydelsen av marknadsintegration uppnår dominerande politiskt inflytande över den centrala regleringsmyndigheten.

I en nyutkommen forskningsuppsats visar en av kapitelförfattarna (Thomas Tangerås) att en centraliserad regleringsmyndighet är samhällsekonomiskt önskvärd om och endast om man förmår balansera de enskilda medlemsländernas politiska inflytande över regleringarnas utformning. Kommissionen är också högst medveten om vikten av att balansera de olika medlemsländernas inflytande. Det nya sam-

arbetsorganet ACER (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators*) har fått i uppdrag att koordinera regleringen av stamnäten mellan länderna i EU och att besluta om villkoren för finansiering och tillträde till internationella stamnätsförbindelser ifall medlemsländerna inte själva kommer överens. Styrelsen i ACER har instruktioner om att agera oberoende av de enskilda medlemsländerna. Endast en medlem från varje EU-land får sitta i styrelsen och styrelsens medlemmar har en röst vardera. Baserad på den vetenskapliga forskningen på området drar vi slutsatsen att en gemensam regleringsmyndighet för EU är en bra idé om arbetet i myndigheten fungerar enligt de premisser som kommissionen har ställt upp för verksamheten.

Öppna upp för privat nätägande

Eftersom det finns problem både med marknadsmakt på nätsidan och med att skapa en effektiv reglering av nätbolagen, kan man fråga sig om det inte finns bättre lösningar. Problemet med marknadsmakt är till exempel mycket mindre om det finns många aktörer på marknaden och varje enskild nätinvestering är liten i relation till marknadens storlek. På en dylik konkurrensmässig marknad för nätkapacitet tar nätägaren elpriserna för givna och investerar i ytterligare nätkapacitet mellan två elområden om och endast om prisskillnaderna täcker kostnaden av extra nätkapacitet. Under dessa förutsättningar ger prisskillnaderna dessutom en bra bild av det samhällsekonomiska värdet av marginellt högre överföringskapacitet. Diversifierat ägande av stamnätet kan därför motverka problemet med underinvesteringar och manipulation av nätkapaciteten. En förutsättning för nätkonkurrens är emellertid att man reducerar inträdesbarriärerna för privata nätinvesteringar.

Med Sverige som exempel vore ett första steg att upphäva lagen som ger SvK monopol på det inhemska stamnätet och som endast tillåter nya betydande internationella överföringslinjer mellan Sverige och utlandet när SvK är majoritetsägare. Ett andra viktigt steg vore att skapa fler elområden; något man har företagit i Norden, men inte i Kontinentaleuropa. Prisskillnader är en förutsättning för flaskhalsintäkter och därmed privata nätinvesteringar. Zonpriser

med enhetliga priser inom landet är dock standardmodellen på kontinenten. Hitintills har det därför inte varit privatekonomiskt lönsamt att bygga nationella stamnätsförbindelser i Kontinentaleuropa.

Om man öppnar för privat nätägande är det viktigt att detta även är *oberoende*, så tillvida att det kan vara värdefullt att särskilja nätägandet från ägandet av produktionsresurser. Annars kan elbolagen använda kontrollen över nätförbindelserna till att gynna sin egen produktion i handeln mellan elområden. Detta problem har uppmärksammats av kommissionen som ser separation mellan produktions- och nätkapacitet som en viktig del i att uppnå målsättningen om en integrerad inre elmarknad inom EU. Det är även viktigt att särskilja mellan ägande och drift av nätet – annars finns risken att systemoperatören gynnar sina egna överföringslinjer i det kortsiktiga balanserandet av elförsörjningen. På de stora avreglerade elmarknaderna i USA gör man denna åtskillnad. Detta har dock inte uppmärksammats på samma sätt i Europa där det i stället är vanligt att systemoperatören även äger nätet.

Ett större antal nätägare förenklar även regleringen av de enskilda nätägarnas verksamhet i de fall där nätverksamheten måste stödjas genom nätavgifter. Syftet med regleringar är att övervinster ska motverkas, så att nätavgifterna korrekt återspeglar kostnaderna av att företa de nödvändiga nätinvesteringarna och att driva näten. Problemet för regleringsmyndigheten är att den själv inte har tillräcklig kunskap om kostnaderna av investeringarna och att driva näten; man måste förlita sig på den information som inhämtas från nätföretagen. Privat information ger reglerade nätbolag utrymme att i realiteten utöva marknadsmakt genom att överdriva sina kostnader. Med ett diversifierat nätägande sprids informationen i händerna på flera aktörer vilket försvårar för nätägaren att överdriva sina nätkostnader och därigenom driva upp nätavgifterna.

Ett koncentrerat nätägande kan ändå försvaras, men endast om man tror att det finns stora synergieffekter i att samla nätet i händerna på få ägare. Dylika synergieffekter uppstår om de olika delarna av näten är komplementära, det vill säga att kapaciteten i en del av nätet är starkt beroende av kapaciteten i en annan del av nätet, eller

om det finns stora administrativa kostnader av att dela upp nätet på flera ägare. Om nätet i stället kännetecknas av att det finns många möjligheter att skicka el mellan två punkter, är de olika delarna av nätet substitut och värdet av att koordinera de olika delarna av nätet lägre. I många delar av Europa, speciellt på kontinenten, kännetecknas nätet av en stor grad av substituerbarhet. Baserat på vår analys och på den faktiska europeiska nätstrukturen, drar vi därför slutsatsen att förutsättningarna för ett utspritt nätägande i Europa är goda. De administrativa merkostnaderna torde vara försumbara i sammanhanget.

En tvärvetenskaplig forskningsstudie med bland annat Karsten Neuhoff vid forskningscentret DIW i Berlin pekar på vikten av att koordinera elbörser och formulera regler som leder till effektiv elhandel. Enligt en studie skulle handeln mellan länderna öka med upp till 34 procent och produktionskostnaderna inom Kontinentaleuropa minska med 1,1–3,6 procent om Europas elsystem blev en centralstyrd elbörns med nodprissättning istället för att vara en decentraliserad marknad, där handeln mellan länderna följer EU:s nuvarande riktlinjer. Att uppnå dessa vinster blir svårt så länge varje land klarerar sin egen elbörns. Detta gäller särskilt om elpriset i en nod av nätet skiljer sig från marginalkostnaden i noden, vilket vanligen är fallet vid zonprissättning. Effektivitetsvinsterna talar för att öka koordineringen bland systemoperatörerna. Men det betyder inte att det nödvändigtvis är så viktigt att centralisera själva ägandet av nätverksamheten. Vår bedömning är att en starkare åtskillnad mellan investeringar i och drift av nätet å ena sidan och det kortsiktiga optimerandet av befintlig kapacitet å andra sidan skulle öka effektiviteten i elförsörjningen.

Fler elområden och privata nätinvesteringar ökar Europas konkurrenskraft

En välfungerande europeisk elförsörjning är en förutsättning för att säkra invånarnas tillgång på el till ett rimligt pris och därigenom upprätthålla industrins konkurrenskraft. Marknadsintegration är

en viktig komponent i förverkligandet av ett kostnadseffektivt och tillförlitligt elsystem. Genom att tillåta handel med el över gränserna och att fysiskt sammankoppla de nationella marknaderna genom ett stabilt och säkert elnät kan man stabilisera elproduktionen, trygga förbrukningen samt förbättra konkurrensen i produktionsledet. Elpriserna blir därigenom lägre, stabilare och mera förutsägbara. Överlag förbättras välfärden i Europa. För att undvika störningar i elförsörjningen, så blir handeln mellan EU-länderna allt viktigare allteftersom den fluktuerande förnyelsebara elproduktionen ökar, som en konsekvens av 20-20-20 målen. Särskilt konsumenterna vinner på ökad integration, medan elproducenterna kan få se sina vinster minska.

En fundamental förutsättning för att uppnå kostnadseffektivitet är att elpriserna återspeglar när och var i systemet det finns begränsad kapacitet, både avseende produktionsresurser och överföringskapacitet i elnätet. EU:s förordning 1228/2003, som uppdaterades 2006 och 2009, kräver att medlemsstaterna ska välja marknadsmodeller som är säkra, effektiva, transparenta och marknadsorienterade. Nodpriser och diskriminerande priser är dylika transparenta och effektiva marknadsmodeller. Den vanligaste marknadsmodellen i Europa är dock zonpriser. Genom politiska beslut utgör de flesta europeiska länder enskilda elområden. I avsaknad av detaljerade prissignaler uppstår en rad ineffektiviteter med en sådan marknadsmodell. Investeringarna i elnätet, produktionen och förbrukningen blir alla snedvridna. De storskaliga investeringar som görs i förnyelsebar produktion och relaterad infrastruktur med syftet att uppnå 20-20-20 målen blir därför onödigt dyra. Ett fördelningspolitiskt problem är även att zonprissättning ger elproducenterna större möjligheter att tjäna pengar på konsumenterna och systemoperatörens bekostnad – ett förfarande som till exempel tvingat USA:s elmarknader att frångå zonprissättning. Slutligen ger zonprissättning snedvridna incitament att utnyttja kapaciteten i de internationella överföringsförbindelserna.

En första slutsats är därför att Europa bör frångå systemet med enhetliga landbaserade elpriser och i stället införa elområden som korrekt återspeglar flaskhalsarna i systemet. Nordens länder var tidiga med att avreglera sina elmarknader och även när det gäller indelning-

en av länderna i flera zoner ligger de långt före Kontinentaleuropa. Utanför Europa finns också en trend mot flera elområden. Flera av de regionala elmarknaderna i USA startade med ett elområde per marknad, men i slutet av 2010 hade dessa marknader nått hela vägen fram till nodprissättning. I Europa kan produktionskostnaderna pressas med uppskattningsvis ett par procent genom en mera effektiv prisbildning, så att befintliga anläggningar och infrastruktur därigenom utnyttjas på ett bättre sätt. En fördel för Europas sargade ekonomier är att denna reform inte bör vara särskilt kapitalkrävande. OECD har visat att likartade reformer historiskt sett lett till ökat arbetsdeltagande. Problemet är främst att reformen inte är populär, särskilt inte bland industrin och hushållen som befinner sig i områden med elunderskott. Även om elpriserna skulle gå ned även där kan dessa regioner ändå uppleva att elpriset stigit om det har ökat relativt det i andra regioner.

En ändamålsenlig reglering av nätbolagen är väsentlig för att uppnå korrekta incitament att utnyttja befintlig nätkapacitet, underhålla nätet och investera i ny kapacitet. Ett system med nationella regleringsmyndigheter ger upphov till försvagade investeringsincitament såtillvida att värdet av förbättrad nätkapacitet utomlands underskattas. Det är bättre att skapa en centraliserad regleringsmyndighet som kan balansera de enskilda medlemsländernas politiska inflytande över regleringarnas utformning.

Baserat på vår egen och andras forskning argumenterar vi också för ökad konkurrens på nätsidan som en väg till en mera effektiv elförsörjning och menar att det är ineffektivt att koncentrera nätägandet i händerna på några få och stora systemoperatörer. Ett sätt att stärka konkurrensen är att underlätta för privata aktörer att investera i nätförbindelser. Privata intressenter kan förvisso begära tillstånd för att bygga nätförbindelser enligt Artikel 17 i EU:s Direktiv 714/2009 som anger villkoren för tillgång till överföringsnätet. Vi anser dock att man även bör undanröja de hinder som finns i flera medlemsländers lagstiftning. I exempelvis Sverige anger Ellagen 2 kapitel 10§ att tillåtelse för en utlandsförbindelse endast får beviljas och innehas av ett stamnätsföretag, det vill säga Svenska Kraftnät. Prisskillnaderna är dock för små – speciellt inom EU:s medlemsstater

– för att ge lönsamhet åt privata stamnätsförbindelser. En övergång till ett marknadssystem med flera elområden och därmed större och mer rättvisande prisskillnader skapar förutsättningar för ett mera utbrett privat nätägande i Europa som ett komplement till statligt ägande av näten.

Sammantaget anser vi att de reformer vi rekommenderar skulle leda till en mera effektiv elförsörjning och i förlängningen till ökad europeisk konkurrenskraft.

Källor och litteratur

Effekterna av nätverksreformer diskuteras av Romain Bouis, Orsetta Causa, Lilas Demmou, Romain Duval och Aleksandra Zdzienicka i "The Short Term Effects of Structural Reforms: An Empirical Analysis" (OECD Working paper Nr 949, 2012) och av *The Economist* i "The Reform Club" (22 september, 2012).

Jämförelsen av de olika prismekanismerna på elmarknaden och deras effekter bygger på en teoretisk modell utvecklad av Pär Holmberg och Eva Lazarczyk i "Congestion Management in Electricity Networks: Nodal, Zonal and Discriminatory Pricing" (IFN Working Paper Nr 915, 2012). Ziyad Alaywan, Tong Wu och Alex Papalexopoulos skriver i "Transitioning the California Market from a Zonal to a Nodal Framework: An Operational Perspective" (*Power Systems and Exposition* 2, 2004) om reformen av Kaliforniens elmarknad. Karsten Neuhoff, Benjamin Hobbs och David Newbery skriver i "Congestion Management in European Power Networks, Criteria to Assess the Available Options" (DIW Discussion Paper Nr 1161, 2011) om prissättningen i Europas elnät.

Den som vill veta mera om prisbildning och effektivitet på avreglerade elmarknader med bristfällig konkurrens kan läsa "The Supply Function Equilibrium and its Policy Implications for Electricity Wholesale Auctions" (*Utilities Policy* 18:4, 2010) av Pär Holmberg och David Newbery. "Konkurrens och prisbildning" (i *Upplyst eller utfrysst – en antologi om energimarknaden*, utgiven av E.ON, 2012) är en populariserad version på svenska av Holmberg och Newberys

artikel. Sven-Olof Fridolfsson och Thomas Tangerås sammanfattar i ”Fungerar konkurrensen på elmarknaden?” (*Ekonomisk Debatt* 8, 2009) forskningen om prisbildningen på den nordiska elmarknaden. Skattningarna av de kostnadsbesparingar som man kan uppnå på kort sikt genom att införa nodpriser i hela Europa finner man i ”Renewable Electric Energy Integration: Quantifying the Value of Design of Markets for International Transmission Capacity” (DIW Discussion Paper Nr 1166, 2011). Ett helt batteri av forskare står bakom denna tvärvetenskapliga studie: Karsten Neuhoff, Rodney Boyd, Thilo Grau, Julian Barquin, Francisco Echavarren, Janusz Bialek, Chris Dent, Christian von Hirschhausen, Benjamin Hobbs, Friedrich Kunz, Hannes Weigt, Christian Nabe, Georgios Papaefthymiou och Christoph Weber.

Thomas Tangerås analyserar i ”Optimal Transmission Regulation of an Integrated Energy Market” (*Energy Economics* 34:5, 2012) vad som händer med investeringar i elnäten och med samhällsekonomisk välfärd om man skapar en gemensam regleringsmyndighet med ansvar för alla systemoperatörer och/eller en enskild systemoperatör som kontrollerar hela nätet. För den som är intresserad av att läsa mer om fördelar och nackdelar med privat ägande av överföringskapacitet rekommenderar vi ”Merchant Transmission Investment” (*Journal of Industrial Economics* 53:2, 2005) av Paul L. Joskow och Jean Tirole.

Sven-Olof Fridolfsson och Thomas Tangerås gör i ”Investeringar på elmarknaden – fyra förslag för förbättrad funktion” (Rapport till Expertgruppen för miljöstudier, 2011:5) en omfattande analys av incitamenten för att investera både i ny produktionskapacitet och elnät samt hur dessa hänger samman. I analysen behandlas även klimatpolitiken och dess effekter på investeringarna.