

Incitamenten att investera i produktion på elmarknaden

**PÅR HOLMBERG
OCH THOMAS P
TANGERÅS**

Pär Holmberg är docent i nationalekonomi. Hans huvudsakliga forskningsområde är design av elmarknader. Han är verksam inom forskningsprogrammet "Hållbar energiomställning" vid Institutet för Näringslivsforskning. par.holmberg@ifn.se

Thomas P Tangerås är docent i nationalekonomi. Han forskar mest om ofullständig konkurrens och reglering av infrastrukturmarknader.

Han är verksam inom forskningsprogrammet "Hållbar energiomställning" vid Institutet för Näringslivsforskning. thomas.tangeras@ifn.se

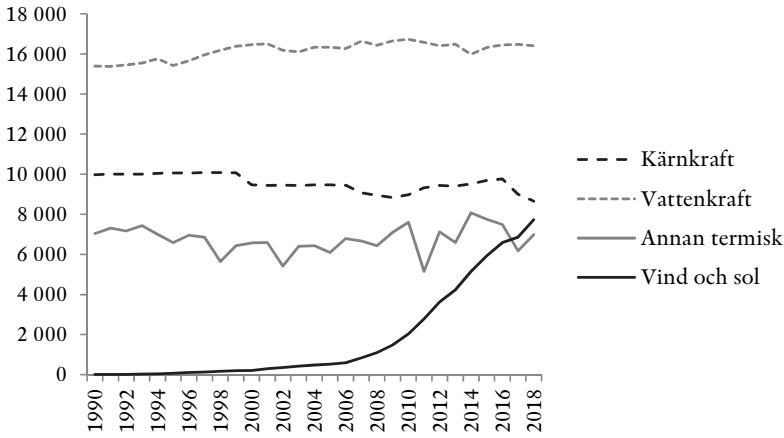
Denna artikel är en sammanfattning av Holmberg och Tangerås (2020).

Elförsörjningen i Sverige står inför stora utmaningar de kommande åren till följd av ökande efterfrågan och en energiomställning som bygger på en ökad andel väderberoende och otillförlitlig förnybar elproduktion. Ger marknaden tillräckliga incitament att investera i nödvändig kapacitet för att säkerställa tillförlitlig tillgång på el till skäligen priser i en framtida energiförsörjning? Om inte, hur behöver marknaden i så fall reformeras? Detta är några av de frågor vi belyser i denna artikel där vi studerar incitamenten att investera i ny elproduktion på den svenska elmarknaden.

Elförsörjningen i Sverige står inför stora utmaningar de kommande åren. Befolkningsökning och elektrifiering av transporter och industriella processer kommer att leda till en stor ökning i elanvändningen. Serverhallar och annan elintensiv industri bidrar till utvecklingen. Bedömare anser att förbrukningen kommer att öka med 20 procent eller mer under de kommande 20 åren (IVA 2016). En stor del av produktionen närmar sig sin tekniska livslängd och kommer behöva förnyas eller ersättas med annan produktion. Även i elnätet behövs stora investeringar för att öka integrationen med utlandet, ersätta åldrande infrastruktur och anpassa nätet till nya mönster i förbrukning och produktion.

Elförsörjningen i Sverige har historiskt vilat på kärnkraft, vattenkraft, värmekraft och fossil kondenskraft. Gemensamt för alla dessa är att de utgör planerbar och tillförlitlig elproduktion. Som figur 1 visar har denna kapacitet legat konstant de senaste tre decennierna. Vattenkraften ökade något mellan 1990 och 2018, medan kärnkraften har sjunkit. De sista 25 åren har de mesta av investeringarna i ny kapacitet varit i vindkraft som har jämförelsevis låg tillförlitlighet till följd av sitt väderberoende. Utvecklingen från en elförsörjning baserad på planerbar och tillförlitlig produktion mot en försörjning byggd på icke-planerbar produktion med låg tillförlitlighet torde fortsätta de närmsta åren. Till exempel har två reaktorer i Oskarshamn och två i Ringhals tagits ur drift de senaste åren. Nu återstår endast sex av de ursprungliga tolv stora kommersiella reaktorerna i Sverige.

Energiomställningen har haft till följd att elpriserna ibland har blivit väldigt låga. I februari 2020 uppmätte elbörsen Nord Pool för första gången *negativa* priser i Sverige. Milt och blåsigt väder kombinerat med stort inflöde till vattenkraftens magasin drev ner efterfrågan och ökade utbudet. Vindkraften har negativa variabla kostnader eftersom den inte har några rörliga produktionskostnader och ägarna får ekonomiskt stöd per produc-



Figur 1
Installerad produktionskapacitet (MW)
i Sverige 1990–2018

Källa: Eurostat (ec.europa.eu/eurostat/home).

erad MWh genom elcertifikatsystemet (vi återkommer till detta nedan). Även vattenkraften kan säljas till negativa priser när magasinen är fulla och vatteninflödet är högt. Orsaken är att man inte alltid kan spilla vatten förbi turbinerna och då inte har något annat val än att dumpa elen på marknaden. Omställningen har också skapat stora *skillnader* i elpriset inom landet till följd av regionala obalanser i utbud och efterfrågan. Vissa timmar under sommaren 2020 sjönk elpriset under 10 öre/kWh i norra Sverige medan elen såldes för över 75 öre/kWh i södra Sverige. Viktiga orsaker till dessa prisskillnader var stora bortfall av kärnkraft i södra Sverige, varmt väder med lite vind och begränsningar i det högspända transmissionsnätet. Dessa priser avviker starkt ifrån vad svenska konsumenterna och producenter har varit vana vid.

Ger marknaden tillräckliga incitament att investera i nödvändig kapacitet för att säkerställa tillförlitlig tillgång på el till skäliga priser i en framtida energiförsörjning? Om inte, hur behöver marknaden i så fall reformeras? Detta är några av de frågor vi belyser i denna artikel där vi studerar incitamenten att investera i ny elproduktion på den svenska elmarknaden.¹ I artikeln ger vi först en kort beskrivning av den avreglerade elmarknaden, innan vi vänder uppmärksamheten mot energipolitiken i Sverige och EU. Därefter diskuterar vi betydelsen av särskilda kapacitetsmekanismer innan den avslutande diskussionen.

1. Den avreglerade elmarknaden

Elspot

Sverige är en del av den integrerade nordiska elmarknaden. Det mesta av

¹ För den som är särskilt intresserad av elnätet rekommenderar vi Bergman och Diczfalusy (2020). Det finns ett samband mellan värdet av investeringar i elproduktion och elnät, vilket berörs även i denna artikel och i vår underlagsrapport.

elen som produceras i Norden säljs på elbörsen, Nord Pool.² Den största av Nord Pools marknader är grossistmarknaden Elspot där elhandelsföretag och stora industriella konsumenter köper sin el från producenter. Elspot är en hörnstensmarknad eftersom priserna på ett flertal andra marknader sätts utifrån Elspot. Exempelvis sätts slutkundspriser ofta som ett påslag på Elspot. Dessutom fungerar Elspot som referenspriser för de finansiella kontrakt som marknadsaktörer använder för prissäkring. Därför är det de förväntade priserna på Elspot som ger de starkaste marknadssignalerna om lönsamheten att investera i ny produktionskapacitet i Sverige.

På Elspot anger elproducenter varje dag innan klockan tolv hur mycket el de önskar sälja till olika priser varje timme nästföljande dygn. Motsvarande lämnar elhandelsbolag och större industriella konsumenter bud som anger hur mycket el de är villiga att köpa till olika priser varje timme nästa dygn. Nord Pool skapar därefter en utbudskurva för varje timme nästa dygn genom att lägga ihop alla inkomna säljbud för den timmen och en efterfrågekurva genom att summera alla köpbud för den timmen. *Systempriset* på Elspot för gällande timme sätts till den nivå där utbudet är lika med efterfrågan.

En stor del av Sveriges el produceras med vattenkraft i norr och mycket av elen konsumeras i storstadsområdena i södra Sverige. Sådana regionala obalanser mellan produktion och förbrukning ger upphov till flaskhalsar när elnätet inte har tillräcklig överföringskapacitet att hantera alla elflöden som behövs för att balansera utbud och efterfrågan till systempriset. För att hantera sådana kapacitetsbegränsningar i elnätet, delar Nord Pool in Elspot i så mycket som femton olika elområden med lokal klarering av marknaden. Sverige är sedan 2011 indelat i fyra elområden från norr till söder. Dessförinnan utgjorde Sverige ett enda elområde.

Områdespriserna ger signaler om var i regionen det finns brist på eller överskott av produktionsresurser. I synnerhet har elområden drivit upp priset i södra relativt till norra Sverige och därmed gjort det mer lönsamt att investera i ny elproduktion i söder och att förlägga elintensiv industri norrut. Prisskillnader mellan elområden ger även signaler om var i nätet värdet av ny kapacitet i överföringsnätet är högst. De prissignaler som elområden ger upphov till är fundamentala för en effektivt fungerande elmarknad på kort och lång sikt.

Strukturömvändningar både på produktions- och konsumentensidan gör att flaskhalsar i elnätet kan ändras över tid. Särskilt finns det tecken på att den ekonomiska och demografiska utvecklingen är på väg att skapa kapacitetsbrister i elnätet i storstadsområden som inte återspeglas i den nuvarande indelningen i elområden. Dessutom finns indikationer på att anläggningar som är kritiska för att motverka dessa brister har problem med lönsamheten. Kraftvärme i Malmö och Stockholm har exempelvis haft planer på att lägga ner till följd av för låga elpriser.

Ett annat problem med ett fåtal stora elområden är att en sådan indelning kan leda till oönskad arbitragehandel som kan uppstå när det finns

² Sedan juni 2020 kan marknadsaktörer i Norden även handla på elbörsen *EPEX Spot*.

förutsägbara flaskhalsar inom ett elområde. Historiskt har den här arbitragehandeln varit omfattande på vissa elmarknader i utlandet. Det innebär ökade obalanser som ska hanteras i samband med leveransen och det kan äventyra leveranssäkerheten.³

Slutsats: En indelning av Sverige i ytterligare elområden skulle öka leveranssäkerheten och effektiviteten i elförsörjningen genom att synliggöra flaskhalsarna i överföringsnätet, öka lönsamheten i befintlig kritisk produktion och stimulera till nya investeringar i kritiska områden.

Resursbrist uppstår ibland på Elspot när utbudet inte är tillräckligt för att täcka efterfrågan. I Sverige hände detta senast vintern 2009–10 då iskyla kombinerat med reducerad kapacitet i kärnkraften och elnätet gjorde att det inte fanns tillräcklig kapacitet för att möta efterfrågan även efter att all tillgänglig importkapacitet tagits i anspråk. Fram till 2018 sattes priset i sådana lägen till det högsta inkomna säljbudet på Elspot. Denna regel gav särskilt svag lönsamhet att investera i sådan toppkraft som används i situationer med resursbrist eftersom dessa anläggningar inte fick ersättning för annat än sina rörliga kostnader. Numera ska all elproduktion ersättas till Elspots pristak om 30 SEK/kWh i situationer med resursbrist. Denna ändring torde stimulera till ökade investeringar på marknaden, inte minst i toppkraft.

Elbas och reglerkraftmarknaden

För att undvika kostsamma störningar och elavbrott är det viktigt att kontinuerligt balansera hur mycket el som matas in på nätet och hur mycket som förbrukas. I Sverige är det Svenska Kraftnät (SvK) som har detta systemansvar. Försäljningen på Elspot bestäms upp till 36 timmar innan leverans. Då kan det uppstå behov att justera obalanser allt eftersom ny information når marknaden i form av uppdaterade prognoser för väder och elförbrukning, eller ändrad tillgänglighet i elproduktion eller elnät förändras. Detta behov har vuxit i betydelse till följd av den ökande mängden väderberoende elproduktion. Handeln har särskilt ökat på Nord Pools intra-dag marknad *Elbas* som dubblade sin volym mellan 2013 och 2019. *Elbas* öppnar två timmar efter att Elspot stängts och stänger 60 minuter innan leveranstimmen. *Elbas* fungerar som en aktiemarknad där köpare och säljare löpande lägger bindande bud att köpa eller sälja el. Den kontinuerliga handeln innebär att priset kan ändras hela tiden över handelsperioden, även för el med samma leveranstimme. Det andra sättet att hantera obalanser är att delta på någon av SvK:s olika marknader för reservkraft, särskilt *reglerkraftmarknaden*. Denna är lik Elspot till sin uppbyggnad såtillvida att aktörerna lämnar in prisberoende bud för att öka eller minska sin produktion eller förbrukning jämfört med vad de planerat. Reglerkraftmarknaden stänger 45 minuter innan leveranstimmen. Volymerna på reglerkraftmarknaden har legat relativt still. En anledning är sannolikt de straffavgifter SvK tar ut från aktörer med obalanser under leveranstimmen. Det finns samhällsekonomiska för-

³ Sådan arbitragehandel har bl a utretts av Hirth m fl (2019).

delar med att obalanserna justeras på Elbas, där även mindre flexibel elproduktion kan delta i handeln. Denna marknad skulle sannolikt fungera bättre om handeln klareras vid regelbundna och förutbestämda tidpunkter i stället för kontinuerligt varje gång som en ny order anländer (Ehrenmann m fl 2019). Sådan auktionsbaserad intra-dag handel tillämpas bl a i Spanien.

Slutsats: *Att övergå till en auktionsbaserad intra-dag marknad skulle öka transparensen, likviditeten och effektiviteten på elmarknaden.*

I dag är leveransperioden på elmarknaden 60 minuter. Detta innebär att all el som produceras inom samma leveransstimme får samma pris. Med en ökad andel variabel elproduktion kommer mer högfrekventa prisändringar att bli nödvändiga för att ta hänsyn till kortsiktiga förändringar i tillgängligheten. För att anpassa marknaden till dessa behov kommer EU att korta leveransperioderna till 15 minuter. Dessa ändringar kommer att synliggöra systemkostnaderna av variabel elproduktion i högre grad och gynna investeringar i planerbar och tillförlitlig elproduktion. Möjligtvis vore det effektivt att förkorta leveransperioderna ytterligare. På vissa marknader utanför Europa är leveransperioderna på väg att kortas till fem minuter.

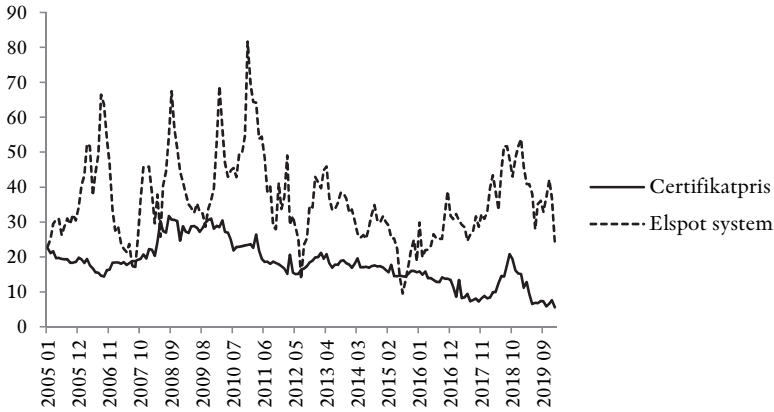
Prissäkring

Lönsamheten av att investera i ny produktion bestäms av prisförväntningar, stödsystem, skatter och kostnaderna för att bygga och driva anläggningen. Inkomstströmmarna är högst osäkra då elpriserna svänger mycket över året till följd av variationerna i produktion och elförbrukning. I ett längre tidsperspektiv påverkar även ändringar i energipolitiken inkomster och kostnader.

Investorer löser osäkerhet genom att ingå elsäkringsavtal, *Power Purchase Agreements* (PPA), som skyddar investerare från prisrisk genom att köpare betalar ett förutbestämt pris för en given mängd el över kontraktperioden. Dessa är ofta stora elkonsumenter som vill prissäkra sin elförbrukning, men det finns även finansiella aktörer som köper PPA i syfte att diversifiera risker i en bredare portfölj av tillgångar. Elsäkringsavtal som PPA gynnar investeringar i ny elproduktion genom att minska den prisrisk som uppstår i samband med elproduktionen. Denna marknad förefaller vara omfattande, men inte särskilt transparent. En organiserad handel kring standardiserade kontrakt skulle bidra till att öka konkurrensen och likviditeten på marknaden och därigenom förenkla för investerare att minska investeringsrisken. Om handeln med långsiktiga kontrakt inte fungerar tillräckligt väl för att prissäkra kapitaltunga investeringar, kan man överväga att reglera handeln med långsiktiga kontrakt. I vissa länder i Latinamerika måste elhandlare i förväg säkra upp till 90 procent av den planerade elförbrukningen genom långsiktiga kontrakt.

2. Energipolitiken i Sverige och EU

En bärande tanke med att införa en avreglerad marknad för produktion och handel med el var att investeringar i ny kapacitet nu skulle ske på mark-



Figur 2
Månadspris elcertifikat och Elspot i EUR/MWh 2005–19

Källa: Holmberg och Tangerås (2020).

nadmässiga villkor. I verkligheten är elmarknaden fortfarande föremål för energipolitiska målsättningar och beslut som direkt eller indirekt påverkar lönsamheten av investeringar i olika typer av elproduktion. Detta gäller inte minst kärnkraften och den förnybara elproduktionen.

Elcertifikat

Sverige införde 2003 elcertifikatsystemet för att gynna investeringar i elproduktion från förnybara energikällor. Detta var led i genomförandet av EU:s förnybarhetsdirektiv som anger bindande mål för andelen förnybar elproduktion i varje medlemsland. Anläggningar inom systemet får ett elcertifikat för varje MWh förnybar el de matar in på nätet. Certifikaten kan säljas till elhandlare som måste täcka en viss andel av sin egen försäljning med certifierad elproduktion. Denna skyldighet kallas för kvotplikt.

Inkomster från elcertifikat har utgjort en substantiell källa till inkomst utöver vad ägarna har tjänat på att sälja själva elproduktionen på elbörsen. Figur 2 visar det genomsnittliga priset per månad för elcertifikat och systempriset på Elspot mellan 2005 och januari 2020. Priset på certifikat har i genomsnitt utgjort hälften av systempriset. Kostnaden för att bygga sol- och vindkraft har sjunkit kraftigt det senaste decenniet till följd av teknologisk utveckling och lägre kapitalkostnader. Då priset på elcertifikat ytterst drivs av skillnaden mellan elpriset och kostnaden för att bygga och driva ny förnybar elproduktion, kommer sjunkande investeringskostnader över tid att minska den totala ersättningen till förnybar elproduktion. Detta kan vara en förklaring till utvecklingen i certifikatpriserna i figur 2.

Stödet till förnybar elproduktion är huvudförklaringen till kapacitetsökningen i vindkraften (se figur 1). Sveriges ursprungliga mål var att öka den förnybara elproduktionen med 17 TWh mellan 2002 och 2016. Under 2017 producerade svensk vindkraft ensamt 17,6 TWh el. Ambitionerna har sedan utökats flera gånger och uppgår nu till 48 TWh jämfört med 2002 års nivå. Sedan 2012 har Sverige en gemensam certifikatmarknad med Norge.

Certifikatsystemet ökar inte bara lönsamheten av att investera i förnybar elproduktion, utan reducerar även värdet av annan elproduktion genom att minska det genomsnittliga elpriset. Elcertifikatsystemet driver därför omställningen mot ett förnybart elsystem både genom att gynna investeringar i förnybar elproduktion som vindkraft och missgynna investeringar i icke-förnybar elproduktion som fossilbaserad gaskraft. De låga elpriserna har även angetts som en förklaring till besluten att lägga ner kärnkraft i förtid.

Elcertifikat gynnar den elintensiva industrin eftersom dessa bolag tjänar på lägre elpriser utan att vara skyldiga att köpa certifikat för sin förbrukning. Hushåll och andra små konsumenter kan både förlora och tjäna på systemet. Å ena sidan måste de betala för elcertifikaten, men å andra sidan sjunker elpriset. Certifikateffekten gäller endast kvotplikten medan elpriseffekten gäller hela förbrukningen. Skattningar tyder på att effekten av lägre priser sannolikt har dominerat effekten av certifikaten, vilket innebär att konsumenterna i så fall tjänat på systemet (Liski och Vehviläinen 2016). Förlorarna är ägarna till icke-certifierad elproduktion som trängs ut från marknaden.

Stödet till förnybar elproduktion är tidsbegränsat till 15 år medan anläggningarnas tekniska livslängd ofta är 25 år eller mer. Efter att certifikattiden gått ut uppstår risk för utträngning då fullt fungerande anläggningar ersätts med nya i syfte att erhålla elcertifikat. Sådana effekter har dokumenterats i dansk vindkraft (Mauritzen 2014). Det finns även en risk att kraftvärmeanläggningar växlar tillbaka till icke-förnybara bränslen när de inte längre får elcertifikat för att täcka kostnaden av de dyrare biobränslena. Sådana anläggningar kommer att producera mindre förnybar el över sin livslängd än vad de har potential att göra. Ett stödsystem för förnybar elproduktion borde därför täcka anläggningarnas tekniska livslängd för att vara effektivt.

Ett annat problem med produktionsbaserade stöd är att ägarna har incitament att köra anläggningarna även till negativa priser. På en annars väl fungerande elmarknad är negativa priser en signal om att det vore effektivt att minska utbudet. För att undvika negativa priser krävs viss omläggning av stödsystemet. En möjlighet, som också har föreslagits av SvK, vore att ägarna inte får certifikat för el som produceras i timmar med negativt pris på Elspot.

EU-ETS

EU införde 2005 systemet för handel med utsläppsrätter, EU-ETS. Alla anläggningar som ingår i EU-ETS måste varje år uppvisa utsläppsrätter motsvarande de utsläpp av växthusgaser som anläggningen stått för. Den totala mängden utsläppsrätter är lägre än anläggningarnas historiska utsläpp. Därigenom skapas en efterfrågan på utsläppsrätter och ett pris på utsläpp som driver på omställningen mot ett fossilfritt energisystem i Europa. EU-ETS har inte någon större effekt på kostnaden av elproduktion i Sverige då denna produktion för det mesta bestod av kärnkraft och vattenkraft redan innan. Däremot påverkar utsläppsrätterna incitamenten att investera i ny produktion genom effekten på elpriserna. Ökade kostnader för fossilbaserad elproduktion driver upp elpriserna på den europeiska kon-

tinentalen. Dessa prisökningar spiller över på den nordiska marknaden till följd av integrationen med Europa. Därför ökar EU-ETS lönsamheten av ny elproduktion i Norden, särskilt fossilfri baskraft som producerar de timmar då marknaderna är integrerade.

Energiöverenskommelsen

Under 2016 ingick partierna i riksdagen, förutom Liberalerna, Sverigedemokraterna och Vänsterpartiet, den s k energiöverenskommelsen i syfte att lägga ramvillkoren för en framtida svensk elmarknad. Ett grundläggande mål i överenskommelsen är 100 procent förnybar elproduktion år 2040. Överenskommelsen är lika tydlig med att det inte finns ett stoppdatum för svensk kärnkraft. Den ger därför tvetydiga signaler om vilken plats kärnkraft kommer ha i ett framtida elsystem efter 2040. På grund av de långa ledtiderna i att utvärdera lönsamheten av samt att planera och bygga ny kärnkraft, förefaller detta skapa onödigt politisk osäkerhet. Denna osäkerhet påverkar även investeringarna i andra typer av elproduktion.

Slutsats: *Riksdagen borde tydliggöra huruvida inhemska kärnkraft har en roll att spela i Sveriges elförsörjning efter 2040.*

Överenskommelsen anger vidare att utbyggnad av vattenkraft främst ska ske genom höjningar av effekten i befintliga anläggningar. Vad som återstår för att möta den förväntade tillväxten i efterfrågan är storskalig utbyggnad av annan förnybar elproduktion som land- och havsbaserad vindkraft, solkraft, bioeldad fjärrvärme och gasturbiner. Dessutom kan minskad export eller ökad import från omkringliggande länder bidra till den inhemska elförsörjningen.

EU:s inre elmarknad

En av de viktigaste ambitionerna med energipolitiken i EU är att skapa en inre elmarknad. För att realisera handelsvinsterna av en sådan elmarknad krävs tillräcklig kapacitet i elnätet inom och mellan länderna. De nordiska länderna har länge investerat i de inhemska elnäten och ökar ständigt kapaciteten till kontinenten.

En betydande vinst av ökad marknadsintegration på den nordiska marknaden har varit att utnyttja skillnader mellan länderna vad gäller deras elproduktion. Exempelvis har det varit möjligt för Danmark att bygga ut stora mängder vindkraft eftersom man har kunnat förlita sig på vattenkraften i grannländerna för att möta de väderberoende svängningarna i den inhemska elproduktionen. Generellt innebär marknadsintegration att systemet behöver mindre toppkraft för att möta lokala effekttoppar. Därför minskar marknadsintegration kostnaden av att uppnå tillförlitlighet i elsystemet.

Sveriges handel med el bygger för det mesta på export. Ökad marknadsintegration gynnar därför svenska elproducenter genom att driva upp elpriset, vilket ökar lönsamheten av investeringar i ny elproduktion, särskilt baskraft. Marknadsintegration ökar även effektiviteten på elmarknaden på kort och längre sikt genom att minska företagets marknadsmakt. Ökad

integration av elmarknaden ökar därför tillförlitligheten i elförsörjningen, minskar behovet av toppkraft och förbättrar konkurrensen på elmarknaden.

Prisändringar som uppstår till följd av investeringar i ny storskalig nätkapacitet påverkar lönsamheten av att investera i ny produktionskapacitet och investeringar i ny storskalig produktionskapacitet påverkar lönsamheten av ny nätkapacitet. Det ekonomiska sambandet skapar ett mervärde av att koordinera sådana investeringar. På europeisk nivå koordineras utbyggnaden av elnätet genom nätplaner framtagna av samarbetssorganet för nätägarna och systemoperatörerna i Europa, *ENTSO-E*.⁴

I motsättning till företag som äger produktionskapacitet är inte nätägare direkt beroende av gynnsamma prisförhållanden på grossistmarknaden för att investeringar ska vara lönsamma. I stället är det den reglerade kalkylräntan på nätföretagens investeringar som avgör huruvida det är företagsekonomiskt lönsamt att investera i ny nätkapacitet. Från ett investerarperspektiv gäller därför att lönsamheten i att bygga ny nätkapacitet beror mindre på förväntningar om framtida elproduktion än vad lönsamheten att bygga ny produktionskapacitet beror på förväntningar om framtida nätkapacitet. Därför är det mer troligt att investeringar i ny produktion kommer att anpassa sig till planer om nya nätförbindelser än tvärtom.

3. Kapacitetsmekanismer

Energiomställningen riskerar minska tillförlitligheten i systemet om det inte finns tillräcklig annan kapacitet som kan täcka upp för bortfallet av produktion när vindkraften och annan väderberoende elproduktion inte kan leverera. Den nordiska elmarknaden byggde ursprungligen på *energy-only* principen som innebär att elbolagen endast får betalt för den el de producerar och kunderna endast betalar för den el de förbrukar. I princip är en *energy-only* marknad tillräcklig för att säkerställa en kostnadseffektiv energiförsörjning på kort och lång sikt. Effektivitet fordrar dock att elpriset ibland tillåts nå mycket höga nivåer, specifikt den nivå där en genomsnittlig kund hellre önskar att bli bortkopplad än att fortsätta konsumera el. Denna prisnivå kallas för *Value of Lost Load* och betecknas VOLL. Priset måste sättas till VOLL för att generera tillräcklig avkastning så att det ska bli lönsamt att investera i sådan toppkraft som är nödvändigt för att upprätthålla leveranssäkerheten de timmar om året när den väderberoende och förnybara elproduktionen helt eller nästan helt faller bort. Det finns flera anledningar till varför marknader ofta har ett lägre pristak. För det första är VOLL en teoretisk konstruktion som är svår att mäta. För det andra kan det vara politiskt mer hållbart att sätta ett för lågt än ett för högt pristak på marknaden. Ett lågt pristak minskar konsumenternas prisrisk och förbättrar konkurrensen på marknaden.

Även om *energy-only* marknader tycks fungera bra i flera länder i Europa,

⁴ För den som är intresserad av att läsa mer om internationella investeringar i elnät, hänvisar vi till Persson och Tangerås (2020).

exempelvis Norge, har andra länder upplevt att dessa marknader inte räcker i praktiken. Det har ibland krävts speciallösningar för att få upprätthålla kapaciteten i kritiska anläggningar. Ett exempel var SvK:s avtal med Vattenfall om återstart av Ringhals 1 sommaren 2020. För att minimera sådana kostsamma ad-hoc lösningar, kompletterar man ofta elmarknaden med någon sorts *kapacitetsmekanism*. Då får elbolag betalt för att tillhandahålla viss kapacitet en given period även om denna senare inte används. Kapacitetsbetalningarna utgör en form av inkomstsäkring utöver den ersättning ägarna får för själva produktionen. Då blir investeringar i ny kapacitet lönsamma även om priset aldrig når upp till VOLL.

Man brukar skilja mellan två typer av kapacitetsmekanismer. I USA är det vanligast med *kapacitetsmarknader*. Dessa är marknadsomfattande genom att all kapacitet på marknaden får kapacitetsbetalningar. Inom EU är även (*strategiska*) *effektreserver* vanligt förekommande. Dessa innebär att länder endast handlar upp den extra kapacitet som behövs för att täcka elunderskott som uppstår när marknaden inte har tillräcklig kapacitet att täcka efterfrågan. Sverige införde en effektreserv i början av 2000-talet med motiveringen att elanvändningen ökade och olönsam produktion lades ner i Sverige efter omregleringen av elmarknaden. För att klara nedläggningen av Barsebäck 2 utan att öka risken för elbrist, gavs SvK uppdraget att upphandla en effektreserv.

En skillnad mellan effektreserver och kapacitetsmarknader är att kapacitetsbetalningarna i det första fallet endast betalas till en mindre del av anläggningarna. Oftast är det termisk toppkraft som tjänar mest på att ingå i en effektreserv till följd av dessa anläggningars höga rörliga kostnader och deras låga utnyttjandegrad. Det blir därför relativt enkelt att definiera och mäta tillförlitlig kapacitet för de produktionsanläggningar som ingår i reserven. Detta är nödvändigt för att undvika att betala för kapacitet som inte är tillgänglig. Även förbrukningsreduktion kan lämpa sig för en effektreserv, men här uppstår problemet att mäta hur mycket reduktion man betalar för. Med en effektreserv undviker man dessutom att definiera tillförlitlig kapacitet för förnybar elproduktion, vattenkraft och energilager eftersom deras relativt låga rörliga kostnad innebär att dessa kommer att verka på elmarknaden utanför reserven. För en kapacitetsmarknad behöver en tillförlitlig kapacitet definieras för alla dessa kraftslag.

En potentiell fördel med att upphandla en mindre volym som i en effektreserv är att det relativt stora utbudet av lämplig kapacitet borde borga för god konkurrens i upphandlingen. Dessutom får själva upphandlingen liten inverkan på spotmarknaden. Eftersom effektreserven numera ska bjudas in till pristaket på Elspot, kommer storleken på effektreserven inte att ha någon inverkan på incitamenten att investera i annan elproduktion.

I samband med energiomställningen kommer regeringen förmodligen ta en rad politiska beslut som ska styra elmarknaden i den planerade riktningen. Parallellt sker en teknologisk utveckling av solkraft, vindkraft, batterier, efterfrågefleksibilitet och annat. Investeringscykler, teknikskiften

och regeländringar kan påverka tillgänglig kapacitet vilket leder till förhöjd risk för elbrist under en övergående period. Den här problematiken gör att det kan finnas skäl att komplettera marknaden med en effektreserv som en extra marginal som hjälper till när kapaciteten blir tillfälligt låg till följd av kortsiktig resursbrist på marknaden och oförutsägbara avvikelser från den långsiktiga marknadsjämvikten.

SvK fördelar sina kostnader för effektreserven på marknadsaktörerna och kundkollektivet genom schablonmässiga avgifter. Effektreserven kan lätt bli för stor om den uppfattas som en billig försäkring mot bortkoppling för de aktörer som betalar lite i avgift, men som har ett stort värde av maximal tillförlitlighet i elförsörjningen och stort politisk inflytande. Därför bör beslut om effektreserven föregås av en noggrann utvärdering av behovet. Detta är i linje med en ny EU förordning som anbefaller att en effektreserv endast får införas om det kan motiveras utifrån en analys av risken för elbrist.

4. Diskussion

Den nordiska elmarknaden har bättre förutsättningar än många andra länder att ställa om till en helt fossilfri energiförsörjning, även med en förväntad ökning i elförbrukningen. Orsaken är tillgången till norsk och svensk vattenkraft som erbjuder den nödvändiga flexibiliteten för att motverka svängningarna som uppstår i ett system med väderberoende produktion från sol- och vindkraft. Huvudproblemet vad gäller den långsiktiga tillförlitligheten i systemet är inte att det skulle finnas otillräckliga incitament att investera i gasturbiner eller annan toppkraft. I stället är den fundamentala utmaningen att mycket av den tillförlitliga svenska baskraften kan komma att läggas ner om inte befintlig kärnkraft ersätts. Energiöverenskommelsen är tydlig med att ny storskalig vattenkraft inte får byggas i Sverige eftersom man bejakar fortsatt skydd av nationalälvarna. Effekten i befintlig vattenkraft kan höjas, men det kan även bli nödvändigt att komplettera systemet med toppkraft för att upprätthålla leveranssäkerheten.

För att marknaden ska fungera så effektivt som möjlig på kort sikt och ge rätt prissignaler för investeringar på lång sikt, måste priserna vara tillräckligt finkorniga så att de överallt och till varje tidpunkt återspeglar de resursbegränsningar som finns i systemet. Detta är särskilt viktigt på en marknad med stora andelar fluktuerande elproduktion. En indelning i ytterligare elområden, förkortade leveransperioder, en auktionsbaserad intra-dag handel och ändringen i hur SvK bjuder in sin effektreserv på Elspot kommer att bidra till att förbättra hur marknaden fungerar och stimulera till investeringar i ny flexibel elproduktion, flexibel elförbrukning och energilager. Alla dessa ändringar är dessutom relaterade till *energy-only* delen av marknaden, vilket innebär att användare endast betalar för den el de konsumerar och elbolagen endast får betalt för den el de producerar. Ökad marknadsintegration och en mer effektiv prissättning av fossil elproduktion på europeisk nivå kommer att stärka marknaden ytterligare.

Kritiska frågor rör kärnkraftens framtid till följd av dess historiska betydelse för den svenska elförsörjningen. Uppgraderingar av befintlig kärnkraft kommer mest bero på om ägarna anser att de förväntade elpriserna är tillräckligt höga för att investeringarna ska vara lönsamma inom ramen för anläggningarnas resterande livslängd. Däremot råder det stor tveksamhet kring de politiska förutsättningarna för och lönsamheten av att investera i nya reaktorer. Den senaste generationens kärnkraftverk byggs för närvarande i Hinkley Point i södra England. Dessa har en statlig prisgaranti om GBP 89,5 per MWh. I dagsläget ligger Europas elpriser långt under denna nivå. Om man anser att nya kärnkraftverk vore önskvärt redan i dag, kommer det med stor sannolikhet behövas någon form av riktat stödssystem. Dessutom vore det bra om riksdagen kunde tydliggöra huruvida kärnkraften har en roll att spela efter 2040. Trots den politiska och ekonomiska osäkerheten kan kärnkraft oavsett komma att utgöra en viktig del av Sveriges framtida elförsörjning. På den integrerade elmarknaden kan Sverige importera kärnkraft från utlandet om Finland eller länder på kontinenten fortsätter utbyggnaden av sin egen kärnkraft. Skillnader i produktportföljen mellan länder är en viktig källa till handelsvinster och orsak till varför marknadsintegration är lönsamt.

Prisokänslig efterfrågan som inte reagerar på kortsiktig resursbrist är det fundamentala problemet som pristak och kapacitetsmekanismer försöker åtgärda. På en framtida elmarknad med större efterfrågeflexibilitet kommer förbrukning automatiskt kopplas bort vid priser som konsumenterna själva har valt. Detta skapar en prisokänslighet i efterfrågan som ökar möjligheten att balansera förbrukning och produktion på kort sikt. Tillförlitligheten i elsystemet ökar, vilket borde minska behovet av kapacitetsupphandlingar och risken för ofrivillig bortkoppling. Då kan man fokusera på att förbättra marknaderna för produktion och konsumtion av el för att öka den kortsiktiga och långsiktiga effektiviteten i elförsörjningen.

Bergman, L och B Diczfalusy (2020), "Spänning på hög nivå – en ESO-rapport om elnätets betydelse för säkra elleveranser", ESO rapport 2020:4.

Ehrenmann, A, P Henneaux, G Küpper, J Bruce, B Klasman och L Schumacher (2019), "The Future Electricity Intraday Market Design", rapport för EU kommissionen, Bryssel.

Hirth, L, I Schlecht, C Maurer och B Tersteege (2019), "Cost- or Market-based? Future Redispatch Procurement in Germany", rapport för Näringsdepartementet i Tyskland.

Holmberg, P och T Tangerås (2020), "Incitamenten att investera i produktion på elmarknaden", rapport för Svenskt Näringsliv, Stockholm.

IVA (2016), *Framtidens elanvändning*, delrapport i IVA-projektet *Vägval el*.

Liski, L och I Vehviläinen (2016), "Gone with the Wind? An Empirical Analysis of the Renewable Energy Rent Transfer", CESifo Working Paper 6250, München.

Mauritzen, J (2014), "Scrapping a Wind Turbine: Policy Changes, Scrapping Incentives and Why Wind Turbines in Good Locations Get Scrapped First", *The Energy Journal*, vol 35, s 157–181.

Persson, L och T Tangerås (2020), "Transmission Network Investment across National Borders: The Liberalized Nordic Electricity Market", i Hesamzadeh, M R, J Rosellón och I Vogelsang (red), *Transmission Network Investment in Liberalized Power Markets*, Springer Lecture Notes in Energy, vol 69, s 557–594.

REFERENSER