

# Ökad efterfrågefleksibilitet nödvändig för en fullständigt avreglerad elproduktionsmarknad

*Den svenska elmarknaden omreglerades 1996. Produktion av och handel med el konkurrerades ut medan elnätsverksamhet, som är ett naturligt monopol, förblev reglerat. Staten är dock än idag en aktör på elproduktionsmarknaden eftersom den systemansvariga myndigheten är ålagd att upphandla en sk effekt-reserv. Effektreserven förbättrar den kortsiktiga försörjningstrygghetsnivån avseende eleffekt, men riskerar samtidigt att störa marknadens funktion, både på kort och lång sikt. En avveckling av statliga interventioner riskerar dock att skapa större problem än den löser. Fram till dess att mer efterfrågefleksibilitet är aktiverad på elmarknaden kommer en fullständigt avreglerad elproduktionsmarknad att generera en samhällsekonomiskt ineffektivt låg nivå på försörjningstryggheten avseende eleffekt.*

På en väl fungerande marknad uppstår normalt inte underskott; den knapphet som priset signalerar gör att utbud och efterfrågan anpassar sig och en jämviktsnivå avseende pris och kvantitet etableras. Ett antal karaktäristiker för elmarknaden gör emellertid att en sådan marknadsklarering inte alltid kan ske. För det första går el inte att lagra på ett ekonomiskt effektivt sätt. För det andra är efterfrågan på el förhållandevis prisokänslig, delvis på grund av att de flesta elkunder helt enkelt förbrukar den mängd el som de önskar till ett förutbestämt pris. Mycket kortsiktiga prissignaler slår därför inte igenom till en stor del av förbrukarna. För det tredje går det inte att styra elen från en punkt i elsystemet till en annan, vilket innebär att en fysisk transaktion är beroende av att hela elsystemet är i balans.<sup>1</sup> Dessa särdrag är orsaken till att det på en elmarknad alltid finns en viss risk för att det momentana utbudet av el inte är tillräckligt för den kvantitet som efterfrågas, d v s att en situation med eleffektbrist riskerar att uppstå. Om effektbrist uppstår måste en viss del av förbrukningen kopplas bort för att en systemkollaps, med stora samhällsekonomiska kostnader som följd, inte ska riskeras.

Sättet att hantera problematiken med potentiell effektbrist skiljer sig åt mellan länder. På många elmarknader finns särskilda kapacitetsmarknader upprättade. På dessa marknader sker således handel inte bara med elenergi utan också med eleffekt. Den nordiska marknadsmodellen innebär dock att spotpriset ska signalera hur mycket kapacitet som behövs, d v s handel sker endast med energi. För att minska risken för momentant elunderskott,

<sup>1</sup> Att det finns ett kortsiktigt tak avseende utbud samt att efterfrågan varierar relativt mycket utgör också en förklaring till att bristsituationer kan uppstå. Detta är emellertid inget som är unikt för elmarknaden.

## **HENRIK GÅVERUD, JENS LUNDGREN OCH NIKLAS RUDHOLM**

*Henrik Gåverud* arbetar med marknadsanalys vid Energimarknadsinspektionen. Han har en Master of Arts i nationalekonomi från University of Toledo, USA, samt en pol. mag. från Luleå tekniska universitet. [henrik.gaverud@ei.se](mailto:henrik.gaverud@ei.se)

*Jens Lundgren* arbetar med marknadsanalys vid Energimarknadsinspektionen. Han är också doktorand i nationalekonomi vid Umeå universitet med inriktning mot elmarknaden. Han har en pol. kand. i nationalekonomi från Umeå universitet. [jens.lundgren@ei.se](mailto:jens.lundgren@ei.se)

*Niklas Rudholm* arbetar som professor i nationalekonomi vid högskolan i Dalarna, och som forskningsschef vid Handelns utredningsinstitut, HUI. Han har en doktorsexamen från Umeå universitet. Hans forskning berör främst konkurrensfrågor inom detalj- och partihandel, samt läkemedels- och elmarknaden. [nru@du.se](mailto:nru@du.se), [niklas.rudholm@hui.se](mailto:niklas.rudholm@hui.se)

effektbrist, upphandlas på den nordiska marknaden istället reservkapacitet, s k effektreserver.<sup>2</sup> Givet att vi inte vill förändra den nordiska elmarknaden i grunden genom att byta marknadsmodell, samt givet att vi vill slippa statliga interventioner likt effektreservsupphandlingar, krävs metoder som skapar incitament för marknaden att tillhandahålla tillräcklig effekt vid alla tillfällen. Syftet med denna studie är att inom ramen för den rådande marknadsmodellen diskutera möjligheten till en elproduktionsmarknad där staten inte behöver vara en aktör för att säkerställa en acceptabel nivå på försörjningstryggheten avseende effekt.

Alternativet som står till buds är att förändra elmarknaden i grunden genom att skapa marknadsplatser för både energi och kapacitet.<sup>3</sup> Givet den i övrigt väl fungerande marknadsmodell som används i Norden, och som fungerar som en inspirationskälla för andra länders marknadsutveckling, är detta inte önskvärt. En övergång till att handla med både energi och effektkapacitet ger för det första en mer komplicerad marknadsstruktur än den vi har idag. En sådan struktur kräver också centrala beslut över hur mycket kapacitet marknaden ska tillhandahålla. Kvantiteten kapacitet bestäms således inte av marknadsens aktörer. En övergång till en marknad med både energi- och kapacitetshandel innebär också att vi överger den nuvarande marknadsstrukturen, som enligt vår bedömning, ligger närmare en marknadsstruktur utan statliga interventioner eftersom den syftar till att ge tillräckliga incitament att undvika effektbrist genom priset på energi. Införandet av en kapacitetsmarknad i syfte att säkerställa att tillräckligt med kapacitet finns till hands, innebär dessutom att vi i princip ger upp hoppet om en elmarknad utan statlig medverkan. Vi utgår då ifrån att elmarknaden själv inte kommer att klara av att momentant tillhandahålla tillräckligt med effekt.

## 1. Den nordiska råkraftsmarknaden

Allt sedan omregleringen av elmarknaden 1996 utgör Sverige en del av en gemensam nordisk råkraftsmarknad. Stommen i denna marknad utgörs av den nordiska spotmarknaden för el, Elspot, som organiseras av elbörsen Nord Pool. På Elspot handlas fysisk el för leverans under det nästkommande dygnets samtliga 24 timmar. Nord Pool samlar in alla bud för det nästkommande dygnets timmar och offentliggör sedan priserna kl. 13, d v s priset för varje drifttimme når marknadsens aktörer 12–36 timmar innan den aktuella timmen. Säljare på Elspot är de nordiska elproducenterna. Utöver detta bjuder Svenska Kraftnät, vid behov, in effektreserven på spotmarknaden.<sup>4</sup> Detta sker i syfte att öka sannolikheten för att spotmarknaden ska kunna klarera. Köpare på Elspot är framförallt elhandelsföretag som sedan

<sup>2</sup> I Sverige, Finland och Danmark upphandlas effektreserver på års- eller flerårsbasis. I Norge sker upphandlingen huvudsakligen mer kortsiktigt, veckovis, på den s k reglerkraftsoptionsmarknaden (RKOM).

<sup>3</sup> För diskussion kring energi och kapacitetsmarknader, se t ex Stoft (2002).

<sup>4</sup> Om säljbuden på Elspot inte är tillräckliga för att täcka köpbuden görs en ny beräkning som inkluderar anläggningarna som ingår i effektreserven. Dessa anläggningar bjuds då in till en nivå precis överstigande det högsta kommersiella budet.

säljer elen vidare till slutkunderna (t ex hushållskunder). Stora elförbrukare såsom industrier köper i viss utsträckning sin el direkt på spotmarknaden, d v s inte via ett elhandelsföretag.

Köpbuden som stora elförbrukare och elhandelsföretag lämnar till Elspot är generellt sett relativt prisokänsliga, d v s den önskade kvantiteten är ungefär densamma oavsett om priset är ”högt” eller ”lågt”. Efterfrågesidans prisokänslighet ställer höga krav på utbudssidans flexibilitet; för det fall utbudssidans inte kan anpassa sig efter efterfrågan finns risk att marknaden inte kan klarera.

Att spotmarknaden klarerat utgör emellertid ingen garanti för att effektbrist inte ska komma att uppstå. Eftersom auktionen på Elspot sker ett antal timmar i förväg föreligger alltid en osäkerhet kring huruvida de inlämnade buden överensstämmer med den faktiska inmatningen och det faktiska uttaget av el. På utbudssidans kan exempelvis tekniska incidenter få följden att produktionen i ett kraftverk blir lägre än planerat eller helt uteblir. På efterfrågesidan kan den faktiska förbrukningen visa sig överstiga, eller understiga, den beräknade. En högre förbrukning än vad som var förväntat kan inträffa exempelvis om utetemperaturerna på vintern blir lägre än förväntat. Som en följd av den osäkerhet som föreligger på både utbuds- och efterfrågesidan finns det, som ett komplement till Elspot, en kortsiktig justermarknad, Elbas. På Elbas kan marknadsaktörerna anpassa sin handel efter eventuellt förändrade förutsättningar. Handel på Elbas sker från det att spotmarknaden stängt fram till en timme före drifttimmen.

I syfte att ge marknadsaktörerna incitament att planera så att produktionen och förbrukningen är i balans tillämpas s k balansansvar som regleras i avtal, balansansvarsavtal, som den systemansvarige, Svenska Kraftnät, upprättar med vissa marknadsaktörer (balansansvariga).<sup>5</sup> Efter att drifttimmen passerat avräknas sedan eventuella obalanser i den s k balansavräkningen som Svenska Kraftnät genomför. Då en balansansvarig inte har uppnått balans mellan inmatning och uttag för sina kunder kommer företaget att bli ålagt att ersätta Svenska Kraftnät för de kostnader som var förenade med obalansen.

Vid ingången av drifttimmen övergår balansansvaret till Svenska Kraftnät som under drifttimmen har ett fysiskt ansvar för att balans mellan inmatning och uttag råder. Vad Svenska Kraftnät gör för att uppnå balans under drifttimmen är att köpa upp- eller nedregleringar av produktion på den s k reglerkraftmarknaden. Ett effektproblem uppstår om ett underskott uppstår samtidigt som buden på reglerkraftmarknaden är otillräckliga. Det är för att undvika sådana situationer som Svenska Kraftnät upphandlar och bjuder in en effektreserv på elmarknaden. Följaktligen bjuds anläggningar i effektreserven som inte fått tillslag på Elspot in också på reglerkraftmarknaden.

<sup>5</sup> Enligt ellagen (lag 1997:857) ska varje uttagspunkt i elnätet ha en balansansvarig. Stora elförbrukare kan själva välja att vara balansansvariga. För mindre förbrukare är emellertid ett företag balansansvarigt för uttagspunkten. I balansansvarsavtalen åtar sig det balansansvariga företaget att ansvara för att balans råder mellan inmatning och uttag av el.

## 2. Effektreserven riskerar att störa marknadens funktion

Svenska Kraftnät har sedan 2003 upphandlat en effektreserv. Reserven omfattar 2 000 megawatt<sup>6</sup> och upphandlas i enlighet med den tillfälliga lagen (lag 2003:436) om effektreserv. Eftersom lagen inte gjorts permanent har lagstiftarens ambition hela tiden varit att effektreserven ska kunna fasas ut och att marknaden ska klara att undvika effektbrist utan reserven.

Genom att ålägga Svenska Kraftnät att upphandla en effektreserv minskar staten risken för effektbrist, d v s staten höjer nivån på försörjningstryggheten avseende eleffekt så att den överstiger den försörjningstrygghetsnivå som skapas genom incitamenten på elmarknaden. Denna kortsiktigt förbättrade försörjningstrygghet utgör fördelen med en centralt upphandlad effektreserv. Men det faktum att staten genom Svenska Kraftnät tillhandahåller produktionskapacitet på en konkurrensutsatt marknad kan även få negativa effekter på marknadens funktion.

Oavsett hur reserverna bjuds in så måste de, för att påverka marknaden i så liten utsträckning som möjligt, bjudas in till det pris som konsumenterna är villiga att betala för att undvika bortkoppling av elförbrukningen. Utifrån detta synsätt är det alltså efterfrågan på el som bör ligga till grund för hur reserverna bjuds in på marknaden. Begreppet som ofta används i dessa sammanhang är värdet på utebliven last, förkortat VoLL (*Value of Lost Load*) som återspeglar kundernas värdering av den bortkopplade elen. Om priset, i ett läge av effektbrist, inte stiger till nivån för VoLL utan istället prissätts efter marginalkostnaden av den dyraste produktionskällan ger priset inte rätt signaler till marknadens aktörer avseende kapacitet.

Det finns ingen officiell skattning av VoLL i Sverige eller i Norden utan i Sverige bjuds effektreserven in strax över de dyraste kommersiella buden på spot- respektive reglerkraftsmarknaden. De i särklass högsta spotpriserna i Sverige någonsin inträffade den 17 december 2009 och den 8 januari 2010 då priset under några enskilda timmar uppgick till 14,58 respektive 10,97 kronor per kilowattimme. Det tidigare prisrekordet på timbasis var drygt 4 kronor per kilowattimme (år 2000). På reglerkraftmarknaden uppstår oftare än på spotmarknaden höga priser. Under 2008 var det högsta spotpriset t ex 1,24 kronor per kilowattimme medan det högsta priset på reglerkraftmarknaden var 9 kronor per kilowattimme.

I Australien tillämpas ett skattat värde på bortkopplad förbrukning motsvarande 65–70 kronor per kilowattimme,<sup>7</sup> d v s fyra-fem gånger högre än det högsta spotpriset som någonsin etablerats i Sverige. Om vi antar att det skattade värdet för VoLL i Australien också återspeglar svenska elförbrukares betalningsvilja i en effektbristsituation är effektreserven rejält

<sup>6</sup> Det maximala effektuttaget i Sverige är normalt cirka 26 000–28 000 megawatt. Den kapacitet som effektreserven omfattar representerar därmed cirka 7–8 procent av Sveriges maximala effektuttag.

<sup>7</sup> Australian Energy Market Commission (AEMC). Se [www.aemc.gov.au](http://www.aemc.gov.au) för mer information.

underprissatt.<sup>8</sup> Effekten av detta blir att i en situation då effektreserven är nödvändig för att effektbrist ska kunna undvikas blir det marknadsklaramade priset ”för” lågt. Detta kommer att leda till att inte bara de förbrukare som inte möter det timvisa elpriset utan också de elförbrukare som normalt har incitament att anpassa förbrukningen till de timvisa prisvariationerna kommer att konsumera mer än vad som skulle ha varit fallet vid en ”korrekt” prissättning. Samtidigt blir elproducenterna i en effektbristsituation inte ersatta med värdet för produktionen. Utöver den kortsiktiga omfördelningen från producenter till konsumenter kommer incitamenten att bjuda in topplastproduktion på elmarknaden att minska. På sikt skulle detta kunna generera ett ökat behov av åtgärder likt en effektreservsupphandling. Det finns alltså en risk att dagens prissättning av effektreserven på sikt förvärrar effektproblematiken.

Det finns även politiska och konkurrensmässiga aspekter av att prissätta efter VoLL. Sannolikt skulle en prissättning efter VoLL utifrån dessa perspektiv i hög utsträckning ses som oacceptabel av såväl politiker som elkunder, balansansvariga företag m fl eftersom priset vid prissättning enligt VoLL skulle uppfattas som ”för högt”. Om samma nivå som i Australien skulle användas för prissättningen av effektreserven i Sverige skulle elpriserna komma att bli mycket höga i en situation då någon anläggning i effektreserven skulle vara nödvändig för att balans skulle uppnås. De flesta elförbrukare möter inte timpriser och skulle på kort sikt inte märka av det höga priset. Högre prisspikar skulle dock, allt annat lika, höja det genomsnittliga spotpriset och också kostnaden för balansansvaret. Dessa förändringar skulle i slutändan komma att drabba alla elkunder.

Det finns också risk för försämrad konkurrens bland elhandelsföretagen eftersom spot- och reglerkraftpriser kring t ex 65–70 kronor per kilowattimme också med relativt modesta kvantiteter skulle kunna bli ödesdigra för många elhandelsbolag. Kraven på riskhanteringen inom elhandelsföretagen skulle således öka. Den ökade risken för elhandelsbolagen ligger i höga kostnader för inköp av el på Elspot, Elbas och reglerkraftmarknaden. Det är inte otänkbart att flera elhandelsföretag skulle komma att gå i konkurs under en vinter där effektreserven används och prissätts enligt VoLL.

### 3. Behövs effektreserven?

Är det då ”rätt” att låta den systemansvariga myndigheten agera på en konkurrensutsatt marknad och upphandla eleffekt? Utifrån elmarknadens karaktäristika som nämndes i inledningsvis föreligger en risk för att effektbrist inte alltid kan undvikas genom incitamenten på marknaden. Om så är fallet skulle det kunna motivera en centralt upphandlad effektreserv.

Cramton och Stoft (2006) menar att så länge vi inte kan eliminera åtminstone en av två imperfektioner som föreligger på elmarknaden så är en

<sup>8</sup> Det finns studier som beräknar betalningsviljan för att undvika elavbrott på den svenska elmarknaden (se t ex Carlsson och Martinsson, 2007), men dessa är inte direkt överförbara till beräkningen av VoLL.

effektiv marknadslösning på effektproblematiken inte möjlig. Imperfektionerna som åsyftas är 1) bristen på realtidskontroll över kraftflöden till specifika kunder och 2) bristen på mätning och realtidsprissättning vilket leder till en kortsiktigt prisokänslig efterfrågan. Om effektproblematiken inte hanteras genom någon form av central reglering, såsom en effektreservsupphandling, utan att någon av dessa imperfektioner eliminerats kommer marknaden själv inte att generera en tillräckligt hög försörjningstrygghet ur ett samhällsekonomiskt perspektiv.

Är det då möjligt att få bukt med något av de två nämnda problemen? Problemet med realtidskontroll över kraftflöden härrör från det fysiska faktum att elen tar den väg i elsystemet där minsta motstånd finns. Konsekvensen av detta är att det i ett sammankopplat elnät inte går att styra elen från en punkt till en annan. För att en transaktion med el, från en säljare till en köpare, ska kunna genomföras förutsätts därmed att det råder balans mellan inmatning och uttag i hela elsystemet. Om det uppstår fysisk brist i elsystemet kommer systemet att kollapsa om inte ytterligare produktion tillförs alternativt att uttaget begränsas exempelvis genom att förbrukning kopplas bort. I en sådan situation drabbas inte bara den/de säljare av el som är orsaken till underskottet (d v s har sålt mer el än vad de har fysisk täckning för). Istället påverkas alla transaktioner, och därmed riskerar alla konsumenter och producenter att drabbas, av en sådan störning. En affär är således inte bara en transaktion mellan två parter. Detta får följden att den maximala nivån på försörjningstryggheten bestäms kollektivt.<sup>9</sup> Det är med viss infrastruktur (elmätare med möjlighet till dubbelriktad kommunikation) möjligt att ha en individuell försörjningstrygghet understigande den kollektiva nivån. Kontrakt om effektreduktion eller avtalad bortkoppling kan här vara ett sätt att uppnå en reduktion i den individuella försörjningstryggheten utan att den kollektiva nivån på densamma sänks. En fullständigt individuell nivå på försörjningstryggheten är emellertid inte möjlig utan samhällsekonomiskt ineffektiva infrastrukturinvesteringar i form av parallella elnät. Bristen på realtidskontroll över kraftflöden till specifika kunder kommer således att bestå och här finns alltså ingen lösning på effektproblematiken.

Återstår då att aktivera befintlig efterfrågeflexibilitet; med en kortsiktigt priskänslig efterfrågan kommer ett jämviktspris och en jämviktskvantitet alltid att finnas. En av anledningarna till att efterfrågan på elmarknaden är prisokänslig är att den flexibilitet som skulle kunna aktiveras inte kommer till uttryck fullt ut. En anledning till detta är att de flesta kunderna, företrädesvis hushåll, inte möter, eller ens har möjlighet att möta, de timvisa elpriserna som etableras på Nord Pool.<sup>10</sup> Dessa kunder är istället hänvisade till någon form av fast pris<sup>11</sup> och till avtal utan kvantitativa eller

<sup>9</sup> En elkund (t ex ett sjukhus) som önskar en högre nivå på försörjningstryggheten kan emellertid investera i ett eget reservkraftsaggregat och på så sätt uppnå en högre försörjningstrygghet.

<sup>10</sup> Gäller kunder med ett säkringsabbonemang understigande 63 ampere.

<sup>11</sup> Till kategorin fast pris räknas här också kunder med rörligt pris på månadsbasis. Detta rörliga pris är ju detsamma under hela månaden och varierar inte med spotpriset timme för timme.

tidsmässiga begränsningar – elkunden förbrukar den mängd el som denne önskar, när denne så önskar och detta till ett förutbestämt pris. Under timmar med höga elpriser ges följaktligen ingen knapphetssignal till de allra flesta elkunderna. Resultatet av detta blir att dessa kunder, i en effektbrist-situation, kommer att förbruka mer el än vad som skulle ha varit fallet om de mött timpriset. Större förbrukare,<sup>12</sup> företrädesvis industrier, har emellertid möjlighet att möta priser på timbasis. Men även dessa kunder kan välja att teckna ett fastprisavtal. Detta tillsammans med det faktum att elen är en förutsättning för deras produktion och samtidigt svår att substituera gör också att dessa kunders efterfrågan på el, vid icke-extrema priser, är tämligen prisokänslig. För att eliminera den andra av de två imperfektionerna behöver prisokänsligheten på elmarknadens efterfrågesida således bättre komma till uttryck i prisbildningen ut till kund och dessutom ges möjlighet och förutsättning att öka. Om detta inte sker kommer ett borttagande av effektreserven att generera en inadekvat försörjningstrygghet avseende effekt.

#### 4. Hur kan den kortsiktiga efterfrågefleksibiliteten öka?

Nyckeln till en övergång till en lösning där incitamenten på elmarknaden är tillräckliga för att effektbrist ska kunna undvikas utan en effektreserv är, som konstaterades i föregående avsnitt, att få en större del av efterfrågefleksibiliteten att komma till uttryck på elmarknaden samt att ge förutsättningar för en ökad efterfrågefleksibilitet. Flera studier visar att potentialen för efterfrågefleksibilitet på lång sikt är stor, såväl bland små som stora kunder. Fritz (2006) menar att de små elkundernas potential torde vara cirka 10–20 procent av deras maximala effektuttag. Detta innebär en potential om cirka 2 000 megawatt, dvs lika stor som den effekt som idag upphandlas i effektreserven. En förutsättning för att den efterfrågefleksibilitet som finns hos de små elförbrukarna ska kunna aktiveras är att också de kunderna får möjlighet att välja att köpa sin el till ett pris som baseras på och varierar med Nord Pools spotpris. En förutsättning för att det ska vara möjligt är att kundens nätbolag (eller någon annan, t ex kundens elhandelsbolag) mäter och läser av kundens elförbrukning på timbasis. Detta sker inte idag annat än i undantagsfall eftersom det i ellagen (lag 1997:857) endast ställs krav på månadsvis avläsning för små elkunder. För att med säkerhet uppnå timvis avläsning av små elkunders elmätare krävs att ellagen ändras och att krav på timvis mätning införs. Ett alternativ till en legal reform är någon form av branschöverenskommelse, där nätägare och elhandelsföretag tar fram praxis för rutiner, kostnadsfördelning m m avseende insamlingen av de små kundernas timvärden. Infrastrukturen i form av mätare som klarar av att rapportera timvisa mätvärden finns nämligen till cirka 90 procent redan etablerade till följd av krav om månadsvis avläsning av små elkunders förbrukning från och med 1 juli 2009 (Energimarknadsinspektionen, 2008a).

<sup>12</sup> Kunder med ett säkringsabonnemang på minst 63 ampere.

Gällande stora och medelstora elkunder har Svenska Kraftnät, tillsammans med de andra nordiska systemoperatörerna, bedömt att det framförallt är den elintensiva industrin som har potential för ökad efterfrågefleksibilitet (Nordel, 2004). Dessa företag har redan timmätning och är vana vid att värdera sina åtgärder i ekonomiska termer och göra riskanalyser. Bada-no m fl (2007) värderar potentialen hos basindustrin till 700 megawatt vid pristoppar på 10 kronor per kilowattimme. Energikonsultföretaget EME Analys värderar i en underlagsrapport till Energimarknadsinspektionen,<sup>13</sup> den svenska tillsynsmyndigheten för elmarknaden, samma potential till 1 300 megawatt, men till betydligt högre pristoppar (upp till 90 kronor per kilowattimme). Utöver basindustrins potential för ytterligare efterfrågefleksibilitet bedöms också finnas åtminstone 300 megawatt bland medelstora förbrukare, t ex kommuner och medelstora industrier. De medelstora industrierna har, liksom den elintensiva industrin, redan timmätt elförbrukning och även möjlighet att köpa elen till kontrakt baserade på Nord Pools timpris.

Kraven för att kunder som redan har den legala och tekniska infrastrukturen etablerad ska bli mer flexibla i sin efterfrågan kan inordnas i tre huvudkategorier. För det första behövs kunskap om möjligheterna till förbrukningsfleksibilitet. Detta är en faktor främst för de medelstora kunderna och då särskilt de kunder som haft möjlighet till timmätning bara under ett par års tid (kunder med ett säkringsabonnemang på 63–200 ampere). De riktigt stora elförbrukarna torde i hög utsträckning redan vara medvetna om möjligheterna med förbrukningsfleksibilitet på elmarknaden. Ett tydligt exempel på detta är att ett antal industrier bjuder in förbrukningsreduktioner till Svenska Kraftnäts effektreservsupphandling. För det andra krävs att det finns elavtal som inbjuder till efterfrågefleksibilitet. Idag hanteras många medelstora kunder på samma sätt som småkunder, d v s kontraktet som erbjuds är ofta fastprisavtal eller Nord Pools månadsmedelpris och inte avtal baserade på kundens timförbrukning. Detta är problematiskt ur ett efterfrågefleksibilitetsperspektiv. För de stora elförbrukarna utgör inte detta något större problem. Flertalet av dessa möter timpriset på något sätt. Antingen direkt genom ett kontrakt om spotpris på timbasis, eller genom att kunder med fastpriskontrakt har möjlighet att dra ned förbrukningen och ”sälja tillbaka” el till rådande spotpris. Den tredje huvudkategorin avseende kraven för en ökad efterfrågefleksibilitet utgörs av ekonomiska incitament. Det måste helt enkelt finnas en viss ekonomisk besparingspotential för att elkundernas förbrukningsmönster ska kunna förändras. En orsak till att de timmätta kunderna hittills varit förhållandevis prisokänsliga är att priserna på Elspot varit, med internationella mått mätt, låga och dessutom relativt stabila. En orsak till detta är den höga andelen vattenkraftsproduktion i det nordiska elsystemet. Vattenkraften är dels en relativt billig produktionsteknik, dels kan vattnet lagras och användas i ett senare skede och dessutom är den lättreglerad. Detta sammantaget gör att vattenkraften får

<sup>13</sup> Se bilaga till Energimarknadsinspektionen (2008b)



en prisutjämnande effekt över tiden.<sup>14</sup> Vindkraftsproduktion har å andra sidan motsatt effekt på spotpriset, dvs vindkraften påverkar elpriset till att bli mer volatil. Anledningen är att vindkraftsproduktionen helt styrs av externa faktorer; en vindkraftsproducent producerar alltid maximalt givet de vindförutsättningar som råder. Den vindkraftsutbyggnad som sker kommer således att, allt annat lika, påverka priserna på Elspot i en mer volatil riktning. En annan kommande förändring som kommer att öka elprisets volatilitet i Sverige är indelningen av Sverige i sk anmälningsområden. Från och med den 1 juli 2011 kommer Sverige nämligen inte längre att i alla situationer ha samma spotpris i hela landet. Som mest kan Sverige, i situationer då elnätets kapacitet för överföring understiger marknadens efterfrågan på transitering, ha fyra regionala spotpriser (Svenska Kraftnät, 2009).<sup>15</sup> Mest kommer priset sannolikt att variera i underskottsområdet vad gäller elproduktion, dvs i södra Sverige. Sannolikt kommer priserna där i vissa situationer att överstiga de spotpriser som hittills normalt varit fallet för Sverige som helhet. Incitamenten för en ökad efterfrågefleksibilitet kommer i och med denna förändring rimligtvis att förstärkas.

Vad kan då ytterligare göras för att aktivera en ökad efterfrågefleksibilitet bland de stora elkunderna, som redan idag har möjlighet att köpa elen till det timvisa priset på Elspot? Ett förslag som lämnas av Energimarknadsinspektionen i rapporten *Effektreserven- behövs en centralt upphandlad effektreserv?* innebär att en ökad andel förbrukningsreduktioner ska upphandlas i en effektreserv som successivt trappas ned under de kommande åren. Även om inspektionens lagförslag, som ålägger Svenska Kraftnät att öka förbrukningsreduktionernas andel i effektreserven, ännu ej realiserats så har Svenska Kraftnät i effektreservsupphandlingen för vintern 2009/2010 ökat förbrukningsreduktionernas andel i effektreserven. Förbrukningsreduktionerna utgör nu 33 procent av effektreservens totala kapacitet. Förbrukningsreduktionerna, som motsvarar 633 MW, består i huvudsak av industri-företag som mot ersättning förbinder sig att i ett kritiskt effektläge minska sin elförbrukning. Detta stöd till industrin torde ”öka kunskapen kring elmarknaden i allmänhet och kring besparingspotentialen av att anpassa sitt effektuttag till rådande marknadspriser i synnerhet” (Energimarknadsinspektionen, 2008b, s 50) samtidigt som effektreserven fasas ut. Givet att stora företag tar chansen och utnyttjar möjligheten att lära organisationen hur förbrukningsreduktioner kan användas borde förslaget innebära ”en positiv inverkan på elmarknadens förbrukningsfleksibilitet också efter det att effektreservsupphandlingen har upphört” (ibid.).

För att aktivera en ökad förbrukningsfleksibilitet hos små elkunder krävs först och främst regeländringar som möjliggör timmätning. I ett andra steg

<sup>14</sup> En vinstmaximerande vattenkraftsproducent maximerar produktionen under de timmar då priserna bedöms vara som högst; utbudet under de timmar med en hög efterfrågan ökar då och priset blir följaktligen inte lika högt som skulle ha varit fallet med en mer svårreglerad produktionsteknik.

<sup>15</sup> Gränserna för de olika områdena går i öst-västlig riktning genom landet ungefär i höjd med Skellefteå (benämnt snitt 1), Gävle (snitt 2) och Oskarshamn (snitt 4).

gäller samma saker som för de större kunderna. Det måste finnas kontraktsformer och det måste finnas pengar att tjäna på att öka sin flexibilitet.

## 5. Slutsatser

En central intervention på marknaden innebär alltid en risk för en påverkad incitamentsstruktur. Det är därför inte oproblematiskt att staten, genom Svenska Kraftnät, upphandlar en effektreserv som bjuds in på elmarknaden, och påverkar priserna, i händelse av att den effekt som gjorts tillgänglig genom incitamenten på marknaden inte är tillräcklig givet förbrukningen. Att kunna upphöra med en effektreservsupphandling och undvika effektbrist genom incitamenten på marknaden, och med en fortsatt hög försörjningstrygghetsnivå, är således önskvärt utifrån ett samhällsekonomiskt perspektiv.

En förutsättning för att staten ska kunna upphöra med att upphandla effektkapacitet på elmarknaden utan att vi får en samhällsekonomiskt ineffektiv nivå på försörjningstryggheten är att det finns en ”tillräcklig” flexibilitet på både utbuds- och efterfrågesidan. Flexibiliteten på elmarknadens utbudssida bör betecknas som generellt god. Bristen på flexibilitet på förbrukningssidan utgör ur effektsynpunkt emellertid ett problem i situationer med ett högt effektuttag. Men det finns en relativt stor potential för en ökad efterfrågefleksibilitet på ett antal års sikt.

Många elkunder, främst hushållskunder och andra små elförbrukare, har idag inte någon praktisk möjlighet att vara flexibla eftersom de inte har möjlighet att köpa el till ett pris som varierar på timbasis. För att aktivera den kortsiktiga efterfrågefleksibilitet som finns måste regelverket ändras, så att det blir möjligt att erbjuda timkontrakt också till dessa kunder. För de medelstora elförbrukarna bör också möjligheterna till timkontrakt förbättras. Även om den legala och tekniska infrastrukturen är etablerad är produktutbudet på marknaden inte tillräckligt. En förutsättning för att dylika produkter uppstår är att det finns ett intresse från kunderna att köpa produkterna. För att kunderna ska efterfråga produkterna måste de för det första ha information om möjligheterna med förbrukningsflexibilitet och för det andra måste det finnas ekonomiska incitament för att vidta åtgärder för efterfrågefleksibilitet på elmarknaden. Om det blir möjligt att erbjuda också små elförbrukare möjlighet till timkontrakt skulle sannolikt fler elhandelsföretag se det som mer intressant att erbjuda timkontrakt eftersom kundbasen för en sådan produkt därigenom ökar. Det vill säga, genom att åtgärder vidtas för att aktivera den efterfrågefleksibilitet som finns bland de minsta elförbrukarna, är det sannolikt att flexibiliteten ökar också bland de medelstora förbrukarna. För att de stora elförbrukarna ska bli mer flexibla är det framförallt ökade ekonomiska incitament som behövs. Huruvida efterfrågefleksibiliteten ökar i den kundgruppen är därmed delvis beroende av prisutvecklingen på elmarknaden. Indelningen av Sverige i anmälningsområden, med regionala priser och förväntad ökad volatilitet som följd, utgör här

ett viktigt steg för ökad förbrukningsflexibilitet. Andra åtgärder såsom att öka andelen förbrukningsreduktioner i effektreserven, kan också stimulera en ökad förbrukningsflexibilitet bland de stora elförbrukarna.

Sammanfattningsvis, för att uppnå en utifrån effektsynpunkt tillräcklig nivå på försörjningstryggheten genom ökad förbrukningsflexibilitet måste för det första elförbrukaren ha möjlighet att teckna avtal där priserna varierar på timbasis. För det andra kan staten också kortsiktigt stimulera en ökad efterfrågeflexibilitet genom att vidta åtgärder såsom att upphandla effektreduktioner eller genom informationsinsatser. Att staten på lång sikt ansvarar för att stimulera eller upprätthålla en viss nivå på försörjningstryggheten är emellertid inte önskvärt. För att på ett effektivt sätt uppnå en tillräcklig nivå på försörjningstryggheten, utan att gå ifrån den marknadsmodell som så framgångsrikt etablerats i Norden och utan statlig intervention, måste således de ekonomiska incitamenten på elmarknaden motivera åtgärder för efterfrågeflexibilitet. Annars kommer staten att också i framtiden tvingas vara en aktör på elproduktionsmarknaden.

Badano A, P Fritz, A Göransson och M Lindén (2007), "Timmätning för alla", Elforsk rapport 07:62.

Carlsson, F. och Martinsson, P. (2007), "Willingness to Pay among Swedish Households to Avoid Power Outages: A Random Parameter Tobit Model Approach". *The Energy Journal* vol. 28, nr. 1.

Cramton, P. och Stoft, S (2006), *The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity with Special Attention to the CAISO's Resource Adequacy Problem - A White Paper for the Electricity Oversight Board*

Energimarknadsinspektionen (2008a), "Elkunden som marknadsaktör-Åtgärder för ökad förbrukningsflexibilitet", EIR 2008:13.

Energimarknadsinspektionen (2008b), "Effektfrågan - Behövs en centralt upphandlad effektreserv?", EIR 2008:15.

Fritz P (2006), "Effektkapacitet hos kunderna - Market Design - en sammanfattning", Elforsk rapport 06:38.

Nordel (2004), *Activating Price Elastic Demand at High Prices*.

Stoft, S. (2002), *Power System Economics*, IEEE Press.

Svenska Kraftnät (2009), *Anmälningsområden på den svenska elmarknaden - Förslag till marknadsdelning*.

## REFERENSER