

# MOT EN INTEGRERAD EUROPEISK MARKNAD FÖR EL?

RAPPORT 2016:263



ELMARKNADENS FUNKTION  
OCH ROLL I SAMHÄLLET





# **Mot en integrerad europeisk marknad för el?**

En studie om kapacitetsmekanismer

LARS BERGMAN  
HANDELSHÖGSKOLAN I STOCKHOLM

ISBN 978-91-7673-263-2 | © 2016 ENERGIFORSK

Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: [kontakt@energiforsk.se](mailto:kontakt@energiforsk.se) | [www.energiforsk.se](http://www.energiforsk.se)



## Förord

Elmarknadens funktion och roll i samhället, EFORIS är ett forskningsprogram som har initierats av Energiforsk. I satsningen deltar ett tiotal mycket välrenommerade svenska och internationella forskare.

Programmet har som mål att fördjupa kunskaperna om:

- De grundläggande förutsättningarna vad gäller elmarknadens framtida funktion.
- Kostnadseffektiva vägval och nödvändiga åtgärder som måste till för att nå uppsatta mål.
- De samhällsekonomiska effekterna och konsekvenserna för aktörerna på elmarknaden av olika vägval vad gäller utformningen av regelverken för elmarknaden.
- Design av centrala institutioner och regelverket på elmarknaden för att på ett kostnadseffektivt sätt nå uppsatta mål.

Denna studie har genomförts av professor Lars Bergman, Handelshögskolan i Stockholm.

## Sammanfattning

Liksom i många andra länder i Europa pågår en omfattande utbyggnad av vindkraft, samt en del solkraft, i Sverige. Under 2015 producerade de svenska vindkraftverken 15,5 TWh, vilket motsvarade ca 10 procent av den samlade elproduktionen i landet. Om gällande mål realiseras kommer årsproduktionen av förnybar el, utöver produktionen i befintliga vattenkraftverk, att uppgå till 28 TWh. Parallellt med detta kommer befintlig kärnkraft att fasas ut. Syftet med denna studie, som är en förstudie inom Energiforsks program EFORIS, är att med utgångspunkt i tillgänglig forskningslitteratur belysa konsekvenserna för elmarknaden av denna omvandling av den svenska elproduktionen. Speciellt analyseras behovet av en s.k. kapacitetsmekanism på den svenska elmarknaden. Produktionen i vind- och solkraftverk kännetecknas av väderbestämda, ofta svårprognosticerade, variationer. Det innebär bland annat att utbyggnad av vind- och solkraft medför begränsade tillskott av s.k. säker kapacitet ("firm capacity"). Utbyggnad av vind- och solkraft i förening med avveckling av kärnkraft leder därför till en försvagning av effektbalansen och därmed ökad risk för brist på el när efterfrågan är som störst. Den centrala frågan i forskningslitteraturen om elmarknader är om detta motiverar införandet av en kapacitetsmekanism, d.v.s. ett system där det finns en definierad grad av leveranssäkerhet och där kraftföretagen på ett eller annat sätt får ekonomisk ersättning för att hålla kapacitet tillgänglig under höglasttid.

En vanlig bedömning bland elmarknadsforskare är att de kapacitetsproblem som följer med en hög andel vind- och solkraft kan lösas på de "energy only" elmarknader som finns i Sverige och de övriga nordiska länderna. Men detta förutsätter att både elkonsumenter, tillsynsmyndigheter och det politiska systemet kan acceptera perioder med mycket höga elpriser. Men det är en lika vanlig bedömning att så inte är fallet. Mycket forskning handlar därför om hur kapacitetsmekanismer bör utformas för att vara effektiva och inte hindra fortsatt integration av de nationella elmarknaderna inom EU.

I det avslutande kapitlet förordas en vänta-och-se strategi för Sverige. Motivet för detta är dels att införandet av en kapacitetsmekanism är ett stort ingrepp i en elmarknad som hittills fungerat mycket väl, dels att den befintliga effektreserven tillsammans med den goda tillgången på kapacitet i vattenkraftverk gör att den försvagning av den svenska effektbalansen som vind- och solkraftutbyggnaden väntas medföra inte är överhängande.

## Summary

Like in many other European countries a major development of wind power, and some solar power, is currently taking place in Sweden. In 2015 the Swedish wind power plants generated 15.5 TWh electricity, corresponding to approximately 10 percent of total power generation in the country. If the current goals are realized the annual generation of renewable power, in addition to the generation in existing hydro power plants, will reach 28 TWh. At the same time the currently existing nuclear power plants will be phased out. The purpose of this study, which is a study within the Energiforsk program EFORIS and based on available electricity market research literature, is to elucidate the consequences for the Swedish electricity market of this transition of the power generation system. In particular the need for a so called capacity mechanism on the Swedish electricity market is analyzed.

Wind and solar power generation is characterized by weather-determined, often hard to predict, variations. Among other things this means that the development of wind and solar power capacity add limited amounts of firm capacity. Thus the development of wind and solar power, in conjunction with the phasing out of nuclear power, weakens the capacity balance and thus increases the risk for black-outs during peak demand periods. The key issue in the research literature on electricity markets is whether this would warrant the introduction of a capacity mechanism, i.e. a system with a regulated level of security of supply and payments to generators for keeping capacity available during peak demand periods.

A common view among most electricity market researchers is that the peak capacity problems coming with a high share of wind and solar power can be properly handled on the existing "energy-only" markets in Sweden and the other Nordic countries. But this requires that electricity consumers, the regulatory authorities and the political system are prepared to accept periods with very high prices of electricity. But it is an equally common view that that is not the case. Thus there is much research is about how to design capacity mechanisms which are efficient and do not prevent further integration of the national electricity markets in EU.

In the concluding remarks a case is made for a wait-and-see strategy for Sweden. The motivation for that is partly that the introduction of a capacity mechanism would be a major intervention in an electricity market that so far has functioned very well, partly that the existing strategic capacity reserve in conjunction with the ample supply of hydro power capacity mean that it will take considerable time before the development of wind and solar power will significantly weaken the Swedish capacity balance.

## Innehåll

<b>1</b>	<b>Bakgrund och syfte</b>	<b>9</b>
<b>2</b>	<b>Elmarknaden och fysikens lagar</b>	<b>11</b>
<b>3</b>	<b>Den svenska elmarknaden</b>	<b>14</b>
	3.1 Handel och prisbildning	14
	3.2 Effektbalansen	15
<b>4</b>	<b>Vind- och solkraftens inverkan på elmarknaden</b>	<b>17</b>
	4.1 Ett elproduktionssystem med låg andel intermittert kraft	17
	4.2 Ett elproduktionssystem med hög andel intermittert kraft	18
<b>5</b>	<b>Optimal andel intermittert kraft</b>	<b>25</b>
<b>6</b>	<b>Kapacitetsproblem på "energy-only" marknader</b>	<b>30</b>
<b>7</b>	<b>Kapacitetsmekanismer i teori och praktik</b>	<b>36</b>
	7.1 Klassificering av kapacitetsmekanismer	36
	7.2 Frågor vid implementering av en kapacitetsmekanism	40
	7.3 Effekter på elpriser, gränsöverskridande handel och integration	46
<b>8</b>	<b>Kapacitetsmekanismer i olika perspektiv</b>	<b>50</b>
<b>9</b>	<b>Avslutande reflexioner</b>	<b>53</b>
<b>10</b>	<b>Litteratur</b>	<b>56</b>



# 1 Bakgrund och syfte

Med de klimatpolitiska målen som främsta drivkraft pågår en snabb utbyggnad av vind- och solkraft i Europa. Sverige är i hög grad en del av denna process, även om det här främst handlar om vindkraft. Således växte den installerade effekten i svenska vindkraftverk från mindre än 1 000 MW år 2005 till nära 5 500 MW år 2015. Produktionen i de svenska vindkraftverken har i motsvarande grad vuxit och uppgick år 2015 till 15,5 TWh, vilket motsvarade drygt 10 procent av den samlade elproduktionen i landet det året. Samtidigt är detta bara början. Det politiska målet är att årsproduktionen av förnybar el utöver befintlig vattenkraftskall öka till 28 TWh år 2020 (vilket då torde motsvara ca.18 procent av elproduktionen). Parallellt med utbyggnaden av vind- och solkraft kommer befintlig kärnkraft att fasas ut. Med andra ord väntar en mycket betydande omställning av den svenska elproduktionen under de närmaste decennierna.

Denna omställning kan diskuteras från skilda utgångspunkter och ha fokus på många olika frågor. En fråga rör de bakomliggande politiska drivkrafternas uthållighet om omställningens kostnader visar sig bli högre än förväntat. En annan rör den tekniska utvecklingen och hur denna påverkar vind- och solkraftutbyggnadens kostnader. En tredje rör utvecklingen och användningen av teknologi som gör att konsumenterna skulle kunna delta aktivt i handeln på elmarknaden. En fjärde rör energiomvandlingens konsekvenser för kraftföretagen och kraftindustrins struktur. En femte rör vindkraftutbyggnadens konsekvenser för utbyggnaden av stamnätet och anslutande region- och lokalnät. En sjätte rör de komplikationer för driften av elsystemet som en hög andel vind- och solkraft kan innebära.

Alla dessa frågor, liksom några andra, är viktiga och värda att studera mer ingående. Syftet med denna rapport är emellertid att främst belysa en annan fråga, nämligen frågan om hur en kraftigt ökad andel vind- och solkraft ("intermittent kraft") påverkar elmarknaden med avseende på prisbildning och leveranssäkerhet. Speciellt behandlas frågan om den ökande andelen intermittent kraft gör det nödvändigt att komplettera den nuvarande elmarknadens institutioner<sup>1</sup> med en s.k. kapacitetsmekanism. Med "kapacitetsmekanism" avses ett arrangemang för att säkerställa en specificerad grad av leveranssäkerhet i elproduktionen<sup>2</sup>. Sådana arrangemang kan utformas på olika sätt, men innebär alltid en ytterligare reglering av elmarknaden.

<sup>1</sup> I denna rapport används begreppet "elmarknadens institutioner" för att beskriva de marknadsplatser och regelverk som utgör grunden för handeln med el.

<sup>2</sup> Från elkonsumenternas synpunkt handlar "leveranssäkerhet" dels om kapaciteten i produktionssystemet under perioder med hög efterfrågan, dels om elnätets tillförlitlighet. Här behandlas bara den första aspekten på "leveranssäkerhet".

Närmare bestämt en reglering av hur mycket kapacitet som skall vara tillgänglig<sup>3</sup>.

Föreliggande studie är en förstudie inom Energiforsks program EFORIS. Den primära uppgiften är att göra en syntes av aktuell ekonomisk forskning om i vilken utsträckning som kapacitetsmekanismer behövs, hur dessa kan och bör utformas och hur de påverkar elmarknadens sätt att fungera, inte minst med avseende på möjligheterna att realisera en gemensam europeisk marknad för el. Att det rör sig om en förstudie innebär att det också ingår i uppgiften att identifiera områden och frågeställningar som borde studeras mer ingående inom ramen för EFORIS.

Studien bygger på publicerade artiklar och "working papers" av ledande elmarknadsforskare samt rapporter som tagits fram av olika organisationer inom elmarknadsområdet. Det har inte varit möjligt, men inte heller framstått som nödvändigt, att gå igenom alla de artiklar och rapporter som skrivits om kapacitetsmekanismer. Detta eftersom det mesta som skrivits till stora delar bygger på de ledande forskarnas arbeten, d.v.s. de arbeten som utgör underlaget för denna rapport.

Rapporten är disponerad på följande sätt. I kapitel 2 diskuteras de av elmarknadens särdrag, speciellt de restriktioner som fysikens lagar innebär, som gör att frågan om kapacitetsmekanismer aktualiseras. Kapitel 3 ger en kort beskrivning av den svenska elmarknaden med fokus på prisbildning och effektbalans. I kapitel 4 diskuteras vind- och solkraftens speciella egenskaper och inverkan på elmarknaden, medan kapitel 5 behandlar frågan om hur dessa speciella egenskaper påverkar den från samhällsekonomisk synpunkt optimala andelen vind- och solkraft i elproduktionen.

I kapitel 6 konkretiseras diskussionen om behovet av kapacitetsmekanismer på det som för närvarande är s.k. "energy-only" marknader, medan det följande kapitel 7 handlar om olika sätt att utforma kapacitetsmekanismer och hur de olika alternativen påverkar elmarknaden. I kapitel 8 diskuteras konsekvenserna av en kapacitetsmekanism för fyra typer av aktörer på elmarknaden, nämligen producenter, konsumenter, systemoperatör och tillsynsmyndigheter. I det avslutande kapitel 9 görs några sammanfattande reflexioner.

På några ställen i rapporten har vissa resonemang utvecklats mer i detalj och med hjälp av figurer som är välkända för den som har skolning i nationalekonomi, men som för övriga kan te sig komplicerade. Dessa avsnitt är särskilt markerade och kan hoppas över om man nöjer sig med en allmänt hållen förklaring av de samband som avses.

---

<sup>3</sup> I kapitel 7 redovisas en klassificering av olika typer av kapacitetsmekanismer och vilka av dessa som brukar kallas "kapacitetsmarknader".

## 2 Elmarknaden och fysikens lagar

”Elmarknaden” är ett begrepp som sammanfattar handeln med el på olika nivåer och vid olika marknadsplatser. Liksom andra marknader är elmarknaden föremål för en mängd regleringar som på olika sätt rör relationerna mellan säljare och köpare. Men till skillnad från de flesta andra marknader är elmarknaden dessutom underkastad fysikens lagar och beroende av en fysisk infrastruktur. Speciellt måste produktion och användning av el kontinuerligt vara i balans för att spänning och frekvens skall hållas inom förutbestämda smala intervall.

En konsekvens av detta är att om en eller flera produktionsanläggningar oväntat fallerar så kan elleveranserna till stora grupper av konsumenter komma att avbrytas<sup>4</sup>. Därför är ”leveranssäkerhet” en viktig aspekt av elsystemet. Men även om leveranssäkerheten hänger samman med systemets tekniska utformning är det i grunden en ekonomisk variabel; ju större som den tillgängliga produktionskapaciteten är desto högre grad av leveranssäkerhet, eller försörjningstrygghet, har systemet<sup>5</sup>.

Mot denna bakgrund har elmarknaden två fundamentala uppgifter. Den ena är att, när systemet är i full drift, säkerställa att utbud och efterfrågan på el kontinuerligt är i balans. Från samhällsekonomisk synpunkt är det önskvärt att detta sker vid priser som är lika med den relevanta marginalkostnaden<sup>6</sup> att produktionen av el sker till lägsta möjliga kostnad.

Den andra av elmarknadens fundamentala uppgifter är att etablera en ”optimal” grad av leveranssäkerhet. Med ett samhällsekonomiskt kriterium är graden av leveranssäkerhet optimal om konsumenternas värdering av en säker elleverans, som brukar benämnas ”Value of Lost Load” (VoLL), med beaktande av risken för avbrott i elleveransen är lika med producenternas kostnad för att hålla ”säker” kapacitet tillgänglig<sup>7</sup>. Även om det är svårt att empiriskt fastställa ett värde på VoLL<sup>8</sup> kan man utgå från att detta värde är ändligt, d.v.s. att det inte är samhällsekonomiskt motiverat att ha en fullständig leveranssäkerhet.

Frågan är då om samspelet mellan producenter och konsumenter på en verklig elmarknad kan leda till kontinuerlig balans mellan utbud och efterfrågan vid lägsta möjliga totala kostnad och marginalkostnadsbestämda priser samt en från samhällsekonomisk synpunkt optimal grad av leveranssäkerhet. I korthet är det denna fråga som är grunden för all ekonomisk forskning inom området ”electricity market design”. Trots allt som kan sägas om denna fråga så är svaret

<sup>4</sup> Avbrott i elleveranserna kan, som bekant, också bero på att någon del av elnätet fallerar.

<sup>5</sup> Leveranssäkerheten beror också på den kortsiktiga flexibiliteten i elanvändningen, möjligheterna att lagra energi och importmöjligheterna under perioder då efterfrågan tenderar att överstiga den inhemska produktionen.

<sup>6</sup> Så länge som det finns ledig kapacitet är den ”relevanta marginalkostnaden” lika med den rörliga kostnaden per producerad enhet i den marginella anläggningen. Vid fullt kapacitetsutnyttjande är den ”relevanta marginalkostnaden” lika med konsumenternas marginella betalningsvilja för el vid denna nivå på utbudet.

<sup>7</sup> Detta samband beskrivs närmare i avsnitt 7.2.

<sup>8</sup> Som framgår av diskussionen i avsnitt 7.2 varierar VoLL mellan olika tidpunkter och konsumentkategorier.

enkelt: Vid nuvarande teknologi går det inte att skapa en decentraliserad elmarknad som åstadkommer allt detta.

Skälet är att elmarknaden, som vi i dag känner den, saknar en fullt fungerande efterfrågesida i realtid. Närmare bestämt är problemet att konsumenterna inte får information om det relevanta marknadspriset på el i realtid och om de skulle få denna information så saknar de i praktiken möjligheter att reagera på den. Konsekvensen är att det pris som konsumenterna betalar för sin el kortsiktigt kan avvika från det relevanta marknadspriset. Det problematiska med detta är att det under vissa omständigheter inte finns något (ändligt) pris som skapar jämvikt mellan utbud och efterfrågan på elmarknaden. I framtiden kan ny teknologi och lämpliga kontraktsformer göra det möjligt för konsumenterna att fullt ut delta på elmarknaden i realtid<sup>9</sup>.

Emellertid skulle detta ändå inte lösa problemet att säkerställa kontinuerlig balans mellan utbud och efterfrågan på elmarknaden. Även med en mycket väl fungerande efterfrågesida är det sannolikt att oplanerade produktionsbortfall och förändringar i elanvändningen skulle leda till kortsiktiga obalanser mellan utbud och efterfrågan med konsekvenser för spänning och frekvens som följd. Med andra ord kan enskilda aktörers handlande ha externa effekter som påverkar alla producenter och konsumenter som är kopplade till elnätet. Externa effekter är ett exempel på det som kallas "marknadsmislyckande", d.v.s. situationer som motiverar någon form av ingrepp eller styrning av en marknad.

Mot denna bakgrund måste elmarknadens handelsplatser och allmänna regelverk kompletteras med speciella institutioner. En sådan institution, som finns på samtliga elmarknader, är en systemoperatör som har det yttersta ansvaret för att produktion och konsumtion balanseras i realtid. I allmänhet är systemoperatören en "Transmission System Operator" (TSO) med ansvar för stamnät och utlandsförbindelser, men i en del fall är det en "Independent System Operator" (ISO) som alltså inte äger och driver något nät. I Sverige och de övriga nordiska länderna är systemoperatören en "TSO".

En annan möjlig komplettering av elmarknadens institutioner är en "kapacitetsmekanism" som ger producenterna<sup>10</sup> intäkter för att på vissa villkor

---

<sup>9</sup> Dock finns det möjligheter att redan nu få till stånd en bättre fungerande kortsiktig efterfrågesida på elmarknaden. En förhållandevis enkel, och tekniskt möjlig, reform vore att generellt övergå till timvis debitering av all elanvändning och att införa kontrakt som innebär att endast en viss kvantitet kan prissäkras. Det betyder att en elkonsument som vill använda mer eller mindre el än den prissäkrade kvantiteten får betala, respektive ersättas, på basis av timvisa marknadspriser. Detta i förening med information, t.ex. per sms, om rådande och i närtid förväntade timvisa marknadspriser skulle förstärka konsumenternas incitament att kortsiktigt anpassa sin elanvändning till rådande knapphetsförhållanden. Men i frånvaro av en sådan, eller en mer långtgående reform, kvarstår problemet med en bristfälligt fungerande efterfrågesida i realtid och därmed mycket låg kortsiktig priskänslighet i efterfrågan på el.

<sup>10</sup> Även större konsumenter kan, genom utfästelser att under vissa villkor begränsa sin förbrukning, kan vara en del av en kapacitetsmekanism.

hålla kapacitet tillgänglig så att risken för avbrott kan hållas på en förutbestämd låg nivå. Denna nivå kan vara baserad på en beräkning av *VoLL*, men bygger i praktiken oftast på administrativt eller politiskt bestämda kvalitetskrav. Kapacitetsmekanismer finns på många elmarknader i USA, men har hittills varit ovanliga i Europa. Däremot har introduktionen av vind- och solkraft lett till att kapacitetsmekanismer under senare år har införts eller planeras på olika håll i Europa.

Elmarknadsforskarnas syn på huruvida detta är motiverat och, i så fall, hur en kapacitetsmekanism bör utformas och vilka konsekvenser den har för elmarknaden är huvudfrågan i denna rapport. Som bakgrund till diskussionen om denna huvudfråga diskuteras härnäst utformningen av den svenska elmarknaden och hur denna fungerar med avseende på balansen mellan utbud och efterfrågan och incitamenten att säkerställa en önskvärd grad av leveranssäkerhet.

### 3 Den svenska elmarknaden

Den svenska elmarknaden är så nära integrerad med elmarknaderna i de övriga nordiska länderna (utom Island) att det i allmänhet är mer relevant att tala om "den nordiska elmarknaden". Dock har varje nordiskt land en nationell systemoperatör, vilket gör att det i en diskussion om kapacitetsmekanismer ändå är rimligt att tala om "den svenska elmarknaden". I detta kapitel diskuteras kortfattat den svenska elmarknadens institutionella uppbyggnad. Speciellt diskuteras vilka mekanismer som ger aktörerna incitament att hålla så mycket tillgänglig kapacitet att risken för avbrott hålls på en acceptabel nivå.

#### 3.1 HANDEL OCH PRISBILDNING

När det gäller handel med el skiljer man mellan partihandel ("wholesale") och detaljhandel ("retail"). Partihandeln, som sällan kallas så, avser handel med stora kvantiteter el på organiserade marknadsplatser. Aktörerna i denna handel är producenter, elhandelsföretag och industriföretag med mycket stor elförbrukning. Detaljhandeln avser elhandelsföretagens försäljning av el till företag och hushåll och bygger på bilaterala avtal mellan parterna.

En viktig skillnad mellan partihandeln och detaljhandeln rör kontraktens utformning. I partihandeln avser kontrakten en viss mängd el under en viss timme och mäts i MWh/h. Av detta följer att handeln med el på denna nivå, och på var och en av de olika marknadsplatserna (se nedan), sker på 8 760 timvissa marknader per år. På andra håll i världen handlas el per halvtimme eller ännu kortare tidsperioder.

I detaljhandeln avser kontrakten däremot förbrukad energi under en längre tidsperiod och mäts i kWh eller MWh. Kontrakten har i många fall en utformning som kan jämföras med optioner. Med andra ord ger ett typiskt kontrakt kunden rätt att till ett visst pris förbruka en (i stort sett) valfri mängd el under en period som kan sträcka sig över flera år. Alternativt kan priset vara ett i efterhand beräknat medelvärde av timpriser under kontraktperioden. En viktig konsekvens av kontraktens utformning är att det pris som konsumenterna betalar för el som levereras under en viss timme kan vara mycket lägre, eller mycket högre, än partihandelspriset under den timmen.

Den viktigaste marknadsplatsen för partihandel med el är spotmarknaden, d.v.s. Nord Pool Spot<sup>11</sup>. Detta är en s.k. dagen-före-marknad och primärt ett instrument för kraftföretagens produktionsplanering inför det kommande dygnet. Alla aktörer på spotmarknaden är på egen hand, eller via avtal med andra aktörer, "balansansvariga", d.v.s. skyldiga att planera för en timvis produktion som täcker respektive aktörs beräknade timvissa skyldigheter att leverera el under det kommande dygnet. Denna skyldighet har sin grund i att

<sup>11</sup> Kontrakten på spotmarknaden kan prissäkras genom handel på den finansiella marknaden.

kraftsystemet som helhet kontinuerligt måste vara i balans för att spänning och frekvens skall kunna hållas på respektive förutbestämde nivå.

När spotmarknaden har stängt kan aktörerna justera sina balanser på "underdagen" marknaden Elbas. Väl framme vid den aktuella drifttimmen tar systemoperatören, som i Sverige är Svenska kraftnät, över ansvaret för systemet och gör nödvändiga upp- och nedregleringar via transaktioner på den realtidsmarknad som man driver. Detta brukar beskrivas som handel med "balanskraft". Konkret innebär detta att Svenska kraftnät köper eller säljer kraft i enlighet med tidigare ingångna kontrakt med olika aktörer<sup>12</sup>. De aktörer som orsakat en obalans får betala vad det kostar att återupprätta balansen.

Sammantaget är partihandeln med el utformad för att så långt möjligt säkerställa dels att den el som timme för timme förbrukas produceras till lägsta möjliga kostnad, dels att systemet som helhet är i balans i realtid. Med andra ord att den ekonomiska aktiviteten på marknaden är i samklang med elproduktionens fysiska realiteter. Under förutsättning att konkurrensen på elmarknaden är tillräckligt effektiv<sup>13</sup> så är priserna i partihandeln i allmänhet är lika med eller nära de relevanta marginalkostnaderna i elproduktionen.

### 3.2 EFFEKTBALANSEN

I en analys av elmarknaden måste man noga skilja mellan energi, som mäts i MWh, och effekt, som mäts i MW. Den "produkt" som företag och hushåll efterfrågar är energi; det krävs en viss mängd energi för att under en given period driva elektriska apparater och olika produktionsprocesser. För att elmarknaden skall vara i balans måste utbudet av elenergi var lika med efterfrågan på elenergi under denna tidsperiod. Men elproduktion och elanvändning har också en tidsdimension och fysikens lagar gör, som bekant, att utbud och efterfrågan måste vara i balans även i realtid. Därmed blir "effektbalansen" av central betydelse och direkt kopplad till frågan om elsystemets leveranssäkerhet, d.v.s. risken för att elleveranserna av någon anledning avbryts under en kortare eller längre tidsperiod.

Den nordiska elmarknaden, liksom elmarknaderna i flertalet andra länder i Europa, är en s.k. "energy-only" marknad<sup>14</sup>. Den exakta definitionen av en sådan marknad varierar något mellan olika författare, men den grundläggande egenskapen är att det inte finns någon reglering av graden av leveranssäkerhet. Av detta följer att det inte heller finns någon reglering av hur mycket installerad effekt som måste vara tillgänglig under perioder med hög efterfrågan.

<sup>12</sup> Svenska kraftnät förfogar också över resurser, "störningsreserven", som kan utnyttjas vid oväntade produktionsbortfall.

<sup>13</sup> Frågan om konkurrensen på den svenska elmarknaden är tillräckligt effektiv, d.v.s. att det inte utövas någon betydande s.k. marknadsmakt, har studerats ingående av både forskare och särskilt utsedda utredare. Den allmänna slutsatsen är att den nära integrationen av de nordiska ländernas elmarknader gör att möjligheterna att utöva marknadsmakt är små och begränsade till vissa perioder.

<sup>14</sup> Den "Target Model" för en framtida integrerad elmarknad inom EU (IEM) som i olika dokument föreslagits av EU-kommissionen är också av typen "energy-only".

Den mekanism som skall säkerställa en önskvärd grad av leveranssäkerhet är i stället de ekonomiska incitament som de balansansvariga har att faktiskt ha balans mellan sina timvisa kontrakterade åtaganden och den egenproducerade och/eller inköpta el som man timvis förfogar över. Den balansansvarige aktör som visar sig ha ett underskott, och därmed bidra till risken för kapacitetsbrist, "bestraffas" ju med ett högt pris på den el som systemoperatören då måste tillhandahålla.

Kraftproduktionssystem som likt det svenska har en hög andel vattenkraft har i allmänhet inga problem med effekthalansen. Särskilt inte om det finns en betydande kapacitet i kärnkraft så att vattenkraften kan användas för att täcka efterfrågetoppar och eventuella produktionsbortfall. Det betyder att de ekonomiska incitamenten för de balansansvariga har varit tillräckliga för att åstadkomma en önskvärd grad av leveranssäkerhet. Av detta skäl fördes det i Sverige och de övriga nordiska länderna inte någon diskussion om behovet av en kapacitetsmekanism. Men med en snabbt växande andel vind- och solkraft har situationen blivit en annan. Detta hänger samman med vind- och solkraftens speciella egenskaper, som diskuteras i nästa kapitel.



## 4 Vind- och solkraftens inverkan på elmarknaden

Stora strukturella förändringar av elproduktionssystemet är varken ovanliga eller nödvändigtvis betydelsefulla med avseende på hur elmarknaden som helhet fungerar. Exempelvis medförde utbyggnaden av kärnkraften en stor förändring av den svenska elproduktionens struktur. Samtidigt var konsekvenserna för den dåvarande elmarknadens sätt att fungera begränsade. När det gäller storskalig introduktion av intermittenta kraftslag som vindkraft och solkraft är situationen dock en annan. I detta kapitel diskuteras hur en hög andel intermittent kraft påverkar elmarknaden och incitamenten att hålla kapacitet tillgänglig.

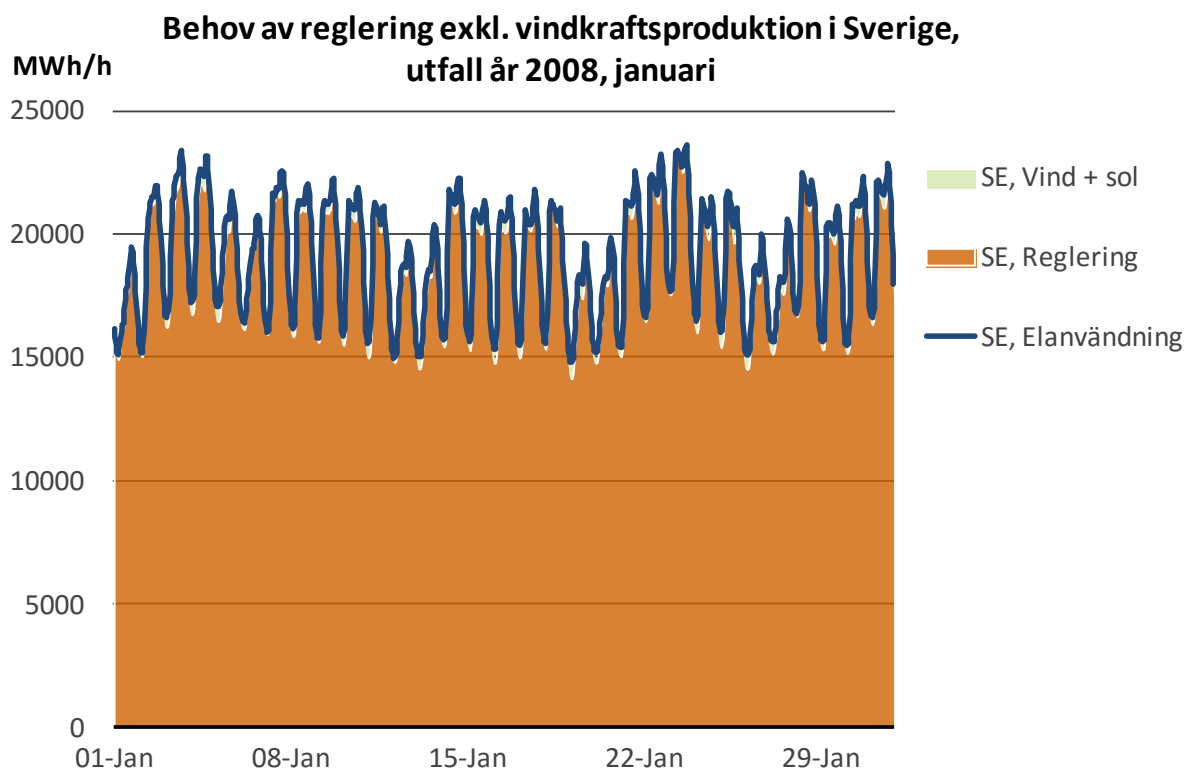
### 4.1 ETT ELPRODUKTIONSSYSTEM MED LÅG ANDEL INTERMITTENT KRAFT

För att kunna belysa denna fråga är det lämpligt att först belysa hur produktion och användning av el utvecklas när den intermittenta kraftproduktionen utgör en mycket liten del av den samlade elproduktionen. Med detta syfte visas i nedanstående diagram hur produktion och användning av el (i Sverige) utvecklades under en vecka i januari år 2008. Vid den tidpunkten var den installerade effekten i kärnkraftverk knappt 9 000 MW medan kärnkraftverkens årsproduktion var drygt 60 TWh och därmed ungefär lika stor som vattenkraftverkens produktion. Motsvarande siffror för vindkraft var 60 MW och 2 TWh. Med andra ord var den svenska elproduktionen helt dominerad av vatten- och kärnkraft.

Eftersom efterfrågan på el varierar över året, liksom under dygnet och veckan, och olika kraftslag har olika rörliga kostnader så förändras produktionens kostnadsminimerande fördelning mellan olika kraftslag kontinuerligt. Normalt används kraftverk med höga fasta och låga rörliga kostnader för att tillgodose efterfrågan med lång varaktighet. Dessa kraftverk sägs producera "baskraft". Samtidigt använder man kraftslag med motsatt kostnadsstruktur för att tillgodose efterfrågan med kort varaktighet. Detta innebär att vissa kraftverk är i drift endast ett fåtal timmar per år.

Som framgår av diagrammet var amplituden i elanvändningens variationer mellan dag och natt ca 5 000 MW under den aktuella veckan i januari. Men dessa variationer var till största delen förutsedda och kunde på ett planerat sätt balanseras av variationer i flexibla kraftslag, främst vattenkraft. Resten av efterfrågan, som under den aktuella veckan låg stabilt på nivån 15 000 MW, kunde tillgodoses med en jämn samlad produktion i vatten- kärn- och kraftvärmeverk samt en liten produktion i övriga värmekraftverk och vindkraftverk. (I diagrammet benämns den samlade produktionen i vatten-, kärn- och värmekraftverk "reglering".) Eftersom situationen var likartad under

flertalet veckor kunde kärn- och värmekraften producera vid full kapacitet under en stor del av året.



Källa: Beräkningar genomförda av Folke Sjöbohm, Svensk Energi

#### 4.2 ETT ELPRODUKTIONSSYSTEM MED HÖG ANDEL INTERMITTENT KRAFT

Intermittenta kraftslag som vind- och solkraft har två betydelsefulla egenskaper. Den ena är att produktionen inte kan styras<sup>15</sup> och planeras i förväg. I stället är den helt beroende av naturliga förhållanden som ofta inte kan förutses med mer än några timmars framförhållning. Den intermittenta kraftens andra särdrag är att dess rörliga kostnader är i stort sett noll, vilket med god marginal är lägre än de rörliga kostnaderna, inklusive skatter i produktionsledet, i samtliga konventionella kraftslag. Den direkta rörliga kostnaden i vattenkraftverk är visserligen också mycket låg, men till detta kommer det magasinerade vattnets alternativkostnad, d.v.s. värdet av att använda vattnet för produktion vid en senare tidpunkt. Följaktligen är den intermittenta kraften, när den väl kan produceras, konkurrenskraftig även jämfört med vattenkraft kopplad till vattenmagasin.

<sup>15</sup> Vind- och solkraftverk skulle kunna konstrueras så att produktionen när vinden blåser eller solen skiner kan regleras, men detta är inte möjligt i de befintliga vind- och solkraftverken.

Variationerna i de aktuella naturliga förhållandena gör att produktionen i vind- och solkraftverk kortsiktigt kan variera kraftigt och vara mycket låg under flera dygn i sträck. En mått på betydelsen av detta är att Svenska kraftnät i sina kalkyler räknar med att den förväntade produktionen i vindkraftverk under en timme under vinterhalvåret endast är 11 procent av den potentiella produktionen. Samtidigt kan den samlade produktionen i de befintliga svenska vind- och solkraftverken under en solig och blåsig sommardag överstiga den totala efterfrågan på el i landet.

I de s.k. konventionella kraftslagen, t.ex. kärnkraft och kolkraft, kan produktionen däremot styras och planeras långsiktigt med hög grad av säkerhet. Detsamma gäller för vattenkraftverk i anslutning till vattenmagasin. Vattenkraftverk som inte är kopplade till vattenmagasin liknar de intermittenta kraftslagen, men är betydligt lättare att styra och produktionen kan förutses med relativt god framförhållning. Sammantaget innebär detta att ett kraftsystem med en hög andel intermittent kraft är betydligt mindre styrbart och planeringsbart än ett kraftsystem baserat på konventionell kraft och vattenkraft.

Med introduktionen av vind- och solkraft ändras förutsättningarna för kraftsystemets drift och balansering på två sätt. Det ena är att vind- och solkraftverken, på grund av sina mycket låga rörliga kostnader, kommer att producera och leverera el till marknaden så snart som vinden blåser och/eller solen skiner. Vid given efterfrågenivå leder detta till motsvarande mindre produktion i de konventionella kraftverken och/eller i vattenkraftverken. Den andra förändringen är att vind- och solkraftens stokastiska variationer ökar behovet av upp- eller nedreglering av andra kraftslag.

Amplituden i de upp- och nedregleringar av konventionell kraft som kan bli aktuella i framtiden kan belysas med hjälp av beräkningar som genomförts av Folke Sjöbohm vid Svensk Energi. Beräkningarna avser en tänkt situation ett år under perioden 2030-2050 och bygger på ett antal förutsättningar. Med gjorda antaganden om drifttider (2 500 timmar per år för vindkraft och 975 timmar per år för solkraft) är årsproduktionen 2030-2050 i dessa kraftslag 47 TWh respektive 12 TWh. Detta motsvarar drygt 40 procent av den totala elproduktionen. Tidsprofilen för vindkraftproduktionen och elkonsumentionerna antas vara densamma som under 2012.

Ett annat viktigt antagande är att det finns en "broms" på vindkraftproduktionen som innebär att maximalt 75 procent av den installerade effekten kan utnyttjas samtidigt. Med andra ord antas att det inte blåser lika mycket samtidigt i hela landet. Här antas att det finns en motsvarande "broms" på produktionen av el från solkraftverk. Slutligen finns det också olika restriktioner som gör att den under höglåstid tillgängliga effekten i övriga kraftslag är något mindre än den installerade effekten.

Nedanstående Tabell 4.1 sammanfattar det antagna produktionssystemet och hur detta skiljer sig från förhållandena år 2008. Notera att all kärnkraft antas vara stängd år 2030. När det gäller efterfrågan avser värdena i tabellen det

maximala effektuttaget, exklusive förluster i näten, under januari månad. I det underliggande scenariot varierar effektuttaget under januari månad mellan ca 14 000 MW och 24 000 MW. Motsvarande siffror för juli månad är ca 8 000 MW och 15 000 MW.

Inledningsvis kan man notera att den maximala momentana vindkraftproduktionen i januari, som alltså är 14 100 MW år 2030 (75 procent av 18 800 MW), motsvarar nära 60 procent av den högsta och 100 procent av den lägsta momentana efterfrågan under den månaden. Under juli månad, då man även kan räkna med produktion av solkraft, är den maximala momentana produktionen i vind- och solkraft nära 23 000 MW (14 100 MW vindkraft + 8 800<sup>16</sup> MW solkraft). Med gjorda antaganden om vindförhållandena under juli månad är denna kapacitet så stor att vind- och solkraftens produktion emellanåt kan överstiga efterfrågan.

**Tabell 4.1 Effektbalans 2008 och 2030-2050**

Sverige	År 2008, utfall		Period 2030-2050	
	Installerad effekt	Förväntad effekt under höglasttid	Installerad effekt	Förväntad effekt under höglasttid
	MW	MW	MW	MW
Vattenkraft	16 195	13 700	16 000	14 000
Kärnkraft	8 938	8 200	0	0
Vindkraft	1 021	60 <sup>17</sup>	18 800	1 800
Värmekraft	8 027	6 500	8 000	6 500
Solkraft	0	0	11 700	0
Summa produktion				
Summa efterfrågan		24 000		24 000

Källa: Beräkningar genomförda av Folke Sjöbohm, Svensk Energi.

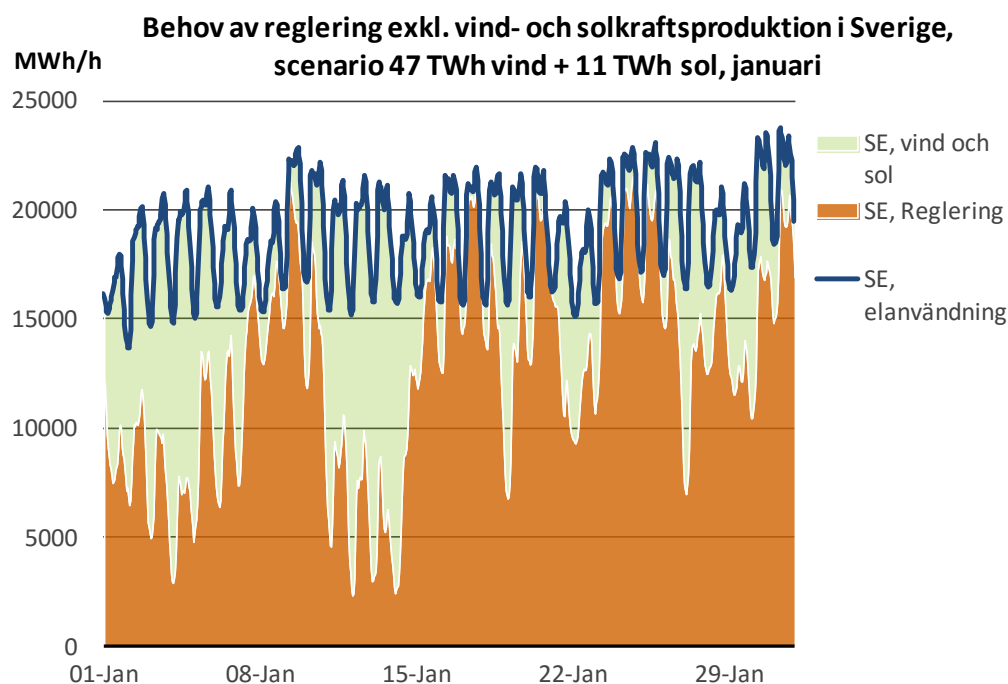
Med andra ord kan vind- och solkraft tidvis stå för en mycket betydande del av elförsörjningen. Samtidigt är det under dessa betingelser en mycket stor del av

<sup>16</sup> 75 procent av 11 700 MW.

<sup>17</sup> Siffran bygger på den tidigare bedömningen att vindkraftens tillgänglighet under vintertid är 6 procent.

kraftproduktionen som på kort varsel kan falla bort och som då måste ersättas med produktion i andra kraftslag. Vad detta kan innebära kan belysts med resultaten från en simulering av produktion och användning av el under en vecka i januari ett år under perioden 2030-2050. Veckan i fråga är densamma som i diagrammet ovan som belyste situationen år 2008 och variationerna i efterfrågan är i stort sett desamma som då.

Enligt det scenario som avbildas i diagrammet är efterfrågan den 1 januari ca 16 000 MW och produktionen i vindkraftverken ca 6 000 MW. Produktionen i konventionella kraftverk inklusive vattenkraft, det som i diagrammet benämns "reglering", är således ca 10 000 MW. Detta kan i sin helhet täckas med produktion i vattenkraftverk. Vindkraftproduktionen de närmaste dagarna varierar mycket, men trenden är stigande. Den 4 januari är den så hög att produktionen i konventionella kraftverk är knappt 3 000 MW. Därefter faller vindkraftproduktionen och blir nära noll den 10 januari. Produktionen i de konventionella kraftverken under veckan 3-10 januari måste därför öka från 3 000 MW till drygt 20 000 MW. Den 10 januari måste vattenkraftverken producera vid full kapacitet och nästan all värmekraft måste vara i full drift. Dock kan delar av denna produktion ersättas av import.



Källa: Beräkningar genomförda av Folke Sjöbohm, Svensk Energi.

Det mönster som gäller under månadens första del gäller också för fortsättningen. Det betyder att övergången till ett elproduktionssystem med hög andel intermittent kraft medför två stora förändringar med implikationer för

utvecklingen på elmarknaden och elmarknadens sätt att fungera. Den första är att drifttiderna i konventionella kraftverk blir kortare. Den andra är att behovet av återkommande upp- och reglering av produktionen i de konventionella kraftverken blir större.

Vid mycket låg kortsiktig flexibilitet i elanvändningen ställer variationerna i vindkraftproduktionen mycket stora krav på motverkande variationer i produktionen i konventionella kraftverk eller import. I scenariot finns inga siffror på vad detta betyder för elpriserna i partihandelsledet<sup>18</sup>, men det är uppenbart att priserna under vissa dagar måste upp till mycket höga nivåer för att kunna locka fram det nödvändiga utbudet. Under sommarperioden är situationen den omvända. Ett mycket stort utbud av vind- och solkraft leder till en mycket kraftig prispress. Eftersom vind- och solkraft erhåller subventioner per producerad MWh kan priserna på spot- och/eller balanskraftmarknaden till och med bli negativa<sup>19</sup>.

Den utveckling som illustreras i diagrammet betyder att man i framtiden måste betrakta prisbildningen på elmarknaden på ett nytt sätt. Traditionellt bestäms priserna på en marknad av samspelet mellan utbud och efterfrågan. På en elmarknad med en väsentlig andel intermittert kraft är situationen delvis en annan. Det som är relevant för prisbildningen är där inte hela efterfrågan och hela utbudet. I stället bestäms priserna av samspelet mellan utbudet av konventionell kraft och den s.k. residualefterfrågan, d.v.s. den efterfrågan som inte tillgodoses av den intermitterta kraften. I diagrammet ovan är residualefterfrågan lika med det som kallas "reglering", d.v.s. produktionen i konventionella kraftverk.

Med en större andel intermittert kraft kommer residualefterfrågan att uppvisa allt större kortsiktiga variationer och med detta följer allt större kortsiktiga variationer i elpriserna. Frågan är då vad detta betyder för elmarknadens institutionella uppbyggnad. Svaret beror i hög grad på möjligheterna att prognosticera variationerna i vind- och solkraftproduktionen. Om framförhållningen är mycket god kommer upp- och nedregleringen av den konventionella kraften att huvudsakligen ske via handel på spotmarknaden. Det betyder att elmarknadens nuvarande organisation kan fungera väl även under dessa nya förhållanden.

Men om framförhållningen är sämre kommer en del av handeln att flytta till "under-dagen" marknaden Elbas. Under vissa omständigheter kan denna överflyttning av handeln bli så omfattande att spotmarknaden blir irrelevant. Därmed undergrävs den finansiella marknaden i sin nuvarande form och ett nytt system för prissäkring måste skapas. Om möjligheterna att förutsäga vind-

<sup>18</sup> Eftersom storskalig introduktion av vind- och solkraft är en relativt ny företeelse finns det få studier av vind- och solkraftens effekter på elpriserna. Se dock Mulder och Scholtens (2013).

<sup>19</sup> Negativa priser kan också bero på trögheter i regleringen av den konventionella kraftproduktionen, liksom på behovet att ha konventionell kraft i drift för att leverera s.k. systemtjänster.

och solkraftens variationer är mycket små så måste en betydande del av den nödvändiga upp- och nedregleringen ske på realtidsmarknaden, d.v.s. skötas av Svenska kraftnät. Detta skulle sannolikt innebära att elmarknaden i sin helhet måste stöpas i en annan form.

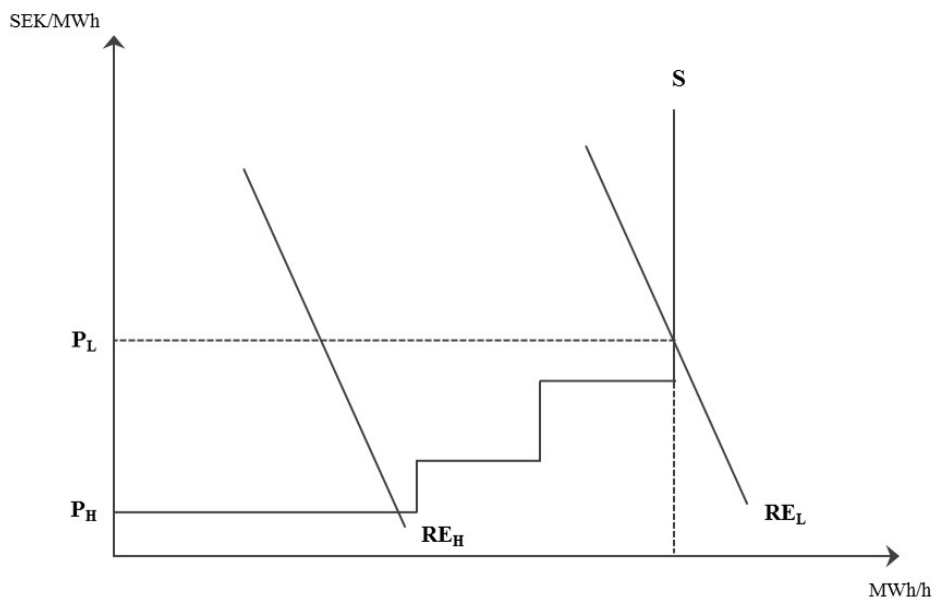
En mer ingående analys av sambanden mellan utbyggnaden av intermitterent kraftproduktion och elmarknadens organisation ligger utanför ramen för denna studie. Problematiken är dock värd att ägna stor uppmärksamhet. I följande delavsnitt, som kan hoppas över, ges en mer teknisk beskrivning av den intermitteranta kraftproduktionens inverkan på elpriserna.

#### *Elpriser och intermitterent kraftproduktion*

I nedanstående figur representerar den stegvisa kurvan  $S$  utbudet från konventionella kraftverk under en viss timme. Varje steg på kurvan anger dels den rörliga kostnaden per MWh i en viss typ av kraftverk, dels den tillgängliga kapaciteten i dessa kraftverk. Kurvorna  $RE_H$  respektive  $RE_L$  representerar residualefterfrågan under den aktuella timmen när produktionen av intermitterent kraft är hög (H) respektive låg (L). Eftersom den totala efterfrågan antas vara densamma i de två fallen, vilket i och för sig inte är helt realistiskt, är den horisontella skillnaden mellan  $RE_L$  och  $RE_H$  lika med skillnaden mellan "hög" och "låg" produktion av intermitterent kraft.

När produktionen av intermitterent kraft är låg och således residualefterfrågan hög, så är det timvisa jämviktspriset på el högt. Som figuren är ritad är residualefterfrågan  $RE_L$  så hög att kapaciteten i de konventionella kraftverken inte räcker för att tillgodose efterfrågan vid ett pris som är lika med den rörliga kostnaden i de anläggningar som har den högsta rörliga kostnaden. Jämviktspriset blir därför ett s.k. knapphetspris och även de anläggningar som har den högsta rörliga kostnaden får ett bidrag till att täcka sina kapitalkostnader. Dessa knapphetspriser spelar en viktig roll för finansieringen av kapacitet för toppeffekt på "energy-only" marknader.

När produktionen av intermitterent kraft är hög och således residualefterfrågan låg så blir det timvisa jämviktspriset lågt. Som figuren är ritad är detta pris positivt, men eftersom de nu befintliga subventionerna till vind- och solkraft är utformade som ett bidrag per producerad enhet kan dessa kraftslag ha positiva intäkter även om marknadspriset är negativt.



Med tillgång till en numerisk elmarknadsmodell skulle man kunna simulera effekten av en ökad andel intermittent kraftproduktion på elpriserna. Det bör då helst vara en modell med upplösning på timnivå, vilket innebär att det måste vara en modell med ett mycket stort antal variabler, särskilt om den också skall kunna behandla vattenkraften på ett realistiskt sätt. Det ligger långt utanför ramen för denna studie att bygga en sådan modell, men det är önskvärt att inom ramen för EFORIS åtminstone undersöka möjligheterna att genomföra ett sådant modellprojekt.



## 5 Optimal andel intermittent kraft

Den i föregående kapitel beskrivna problematiken hänger nära samman med hur hög andel av den samlade elproduktionen, och den installerade effekten, som den intermittenta kraften svarar för. Inledningsvis redovisades de politiska mål som finns för den fortsatta utbyggnaden av vind- och solkraft. Det finns också en omfattande arsenal av styrmedel som syftar till att realisera de uppställda målen. Samtidigt finns det ekonomiska realiteter som kan leda till att den planerade utbyggnaden av vind- och solkraft inte blir så omfattande som nu planeras. Annorlunda uttryckt kan de subventioner och andra styrmedel som är nödvändiga för att realisera målen till slut bli politiskt och samhällsekonomiskt oacceptabla.

Huruvida detta kommer att ske beror på vind- och solkraftens kostnader och intäkter, exklusive stöd i olika former. När det gäller kostnaderna är det främst två förhållanden som är av betydelse. Det ena rör den tekniska utvecklingen och betydelsen av skalfördelar i produktionen av den utrustning som används vid produktion av nödvändiga komponenter och uppförande av vind- och solkraftanläggningar. Både den tekniska utvecklingen och de nämnda skalfördelarna leder sannolikt till att vind- och solkraftens kostnader blir lägre. Samtidigt är det osäkert hur stora dessa kostnadssänkningar blir och i vilken tidsskala som de kommer att realiseras.

Det andra förhållandet hänger samman med vind- och solkraftens beroende av lämplig geografisk lokalisering. Här är det sannolikt att en fortsatt utbyggnad kommer att ske vid platser som är mindre lämpade för vind- respektive solkraftproduktion än de som använts för de hittills byggda anläggningarna. Detta leder till högre kostnader, inte minst för anslutning till befintliga elnät. Det ligger utanför ramen för denna studie att bedöma huruvida nettot av dessa olika kostnadspåverkande förhållanden är positivt eller negativt.

Men frågetecknen kring den fortsatta vind- och solkraftutbyggnaden gäller inte primärt kostnadssidan utan intäktsidan. Bakgrunden är att det finns en betydande korrelation mellan produktionen i olika vindkraftverk respektive olika solkraftverk. Ju större kapacitet som finns i denna typ av anläggningar, desto högre är sannolikheten för att produktionen i vind- och solkraftel kommer att pressa marknadspriserna på el. Det betyder att den förväntade lönsamheten i ett vind- och solkraftverk på marginalen är fallande; för varje ny investering i denna typ av anläggningar blir, allt annat lika, den förväntade intäkten per producerad enhet el lägre. Detta brukar ibland beskrivas som att de olika vind- och solkraftverken "kannibaliserar" på varandra.

I litteraturen finns det en omfattande diskussion och ett stort antal modellbaserade analyser kring frågan om vad som är den från samhällsekonomisk synpunkt optimala andelen intermittent kraft i elproduktionen. Den tyske ekonomen Lion Hirth har i en artikel med titeln "The

Optimal Share of Variable Renewables” i tidskriften *The Energy Journal*<sup>20</sup> gjort en mycket ingående analys av denna fråga. Förutom denna analys innehåller artikeln en omfattande översikt av litteraturen på området. Hirths analys är mycket klagörande och därför väl värd att beskrivas relativt ingående.

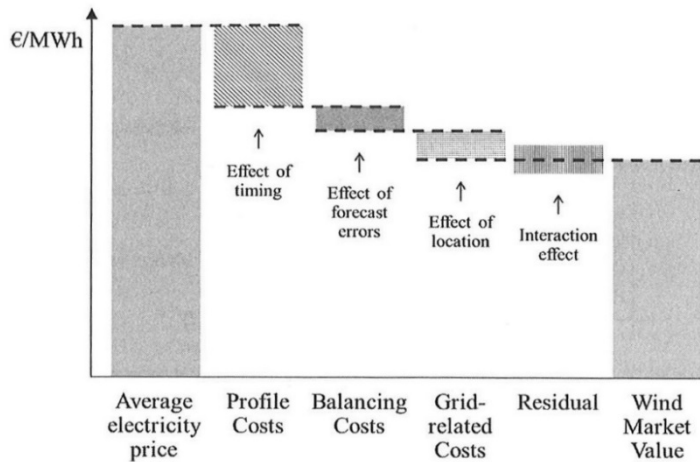
Inledningsvis konstaterar Hirth att elpriserna i partihandelsledet varierar i tre dimensioner. Den första är tid; elpriset en sommarnatt är i allmänhet mycket lägre än elpriset på dagtid i januari. Den andra dimensionen är geografisk yta; exempelvis kan elpriserna i Sverige skilja sig mellan de fyra s.k. elområdena. Den tredje dimensionen är, i Hirths terminologi, ”lead time”. Med detta avses att elpriset för en viss timme varierar mellan olika marknadsplatser med olika tidsavstånd från drifttimmen i fråga. Exempelvis kan priset på spotmarknaden för en viss timme skilja sig från priset på el för samma timme på marknaden för balanskraft.

Mot denna bakgrund finns det många olika årsmedelvärden för elpriserna i partihandelsledet. Ett av dessa är ett ”tidsvägt” medelvärde, d.v.s. ett aritmetiskt medelvärde av de timvisa spotpriserna. Av praktiska skäl är detta ett ofta använt mått, men det är egentligen inte relevant varken för producenter eller för konsumenter av el. Ett mer relevant mått är ett ”load-weighted” medelvärde, d.v.s. ett medelvärde där priset under respektive timme vägs med den andel av den totala elproduktionen under året som skett under timmen i fråga. Detta medelpris, som i allmänhet är högre än det tidsvägda medelvärdet, är ett bra mått intäkten per producerad enhet i baskraftverken.

För att beräkna intäkten per producerad enhet i vindkraftverken för Hirth in ett tredje medelvärde, nämligen ett ”wind-weighted” medelvärde av elpriserna under året. Detta är alltså det produktionsvägda medelvärdet av elpriserna under de timmar då vindkraftverken är i drift, och kallas i litteraturen ofta för ”the market value of wind”. Relationen mellan det genomsnittliga ”load-weighted” elpriset i partihandelsledet och ”the market value of wind” illustreras i figuren på nästa sida (hämtad från Hirths artikel). Som framgår av figuren förväntas en rad faktorer göra att ”the market value of wind” är lägre än det genomsnittliga (”load-weighted”) marknadspriset på el. Dessutom tenderar skillnaden att växa med andelen vindkraft i den samlade elproduktionen. Skälen till detta kan förklaras med utgångspunkt i de komponenter som anges i figuren.

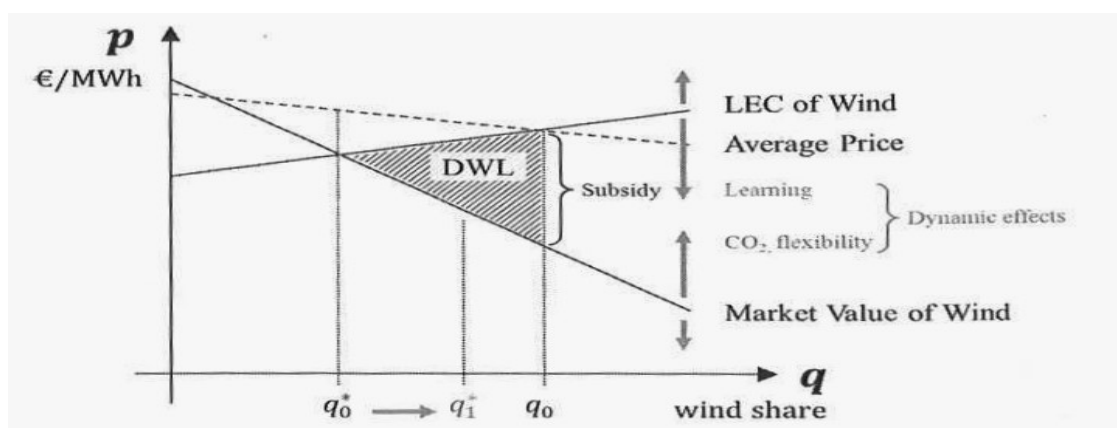
---

<sup>20</sup> Se Hirth, L., (2015).



Källa: Hirth, L. "The Optimal Share of Variable Renewables", *The Energy Journal*, Volume 36, Number 1, January 2015, s. 155.

"Profile costs" hänger samman med att vindkraftens årsproduktion har en annan tidsprofil än efterfrågan på el. Även om det är mer vind under vinterhalvåret än under sommarhalvåret, så är motsvarande skillnad betydligt större när det gäller efterfrågan på el<sup>21</sup>. "Effect of forecast errors" är de kostnader som uppstår för att balansera oväntade variationer i vindkraftproduktionen. "Effect of location" hänger samman med att vindkraftverkens lokalisering skiljer sig från efterfrågans geografiska fördelning. Det gemensamma för dessa olika kostnadskomponenter är att de tenderar att växa med andelen vindkraft i elproduktionen. Frågan är då vad som är den från samhällsekonomisk synpunkt optimala nivån för andelen vindkraft. Frågeställningen illustreras av nedanstående figur, som också den hämtats från Hirths artikel.



Källa: Hirth, L. "The Optimal Share of Variable Renewables", *The Energy Journal*, Volume 36, Number 1, January 2015, s. 157.

<sup>21</sup> Man skulle göra motsvarande analys av solkraft i ett land med varmt klimat, och mycket luftkonditionering, så skulle denna komponent kunna vara positiv; efterfrågan på el för luftkonditionering är ju positivt korrelerad med hur mycket solen skiner.

I figuren är "LEC<sup>22</sup> of wind" den långsiktiga marginalkostnaden, d.v.s. marginalkostnaden inklusive kapitalkostnader, per enhet vindkraft. Som diskuterades tidigare finns det vissa faktorer som gör att denna kostnad stiger med den totala vindkraftproduktionen, medan andra faktorer kan göra att kostnaden faller. I figuren antas nettot av dessa faktorer leda till en svagt växande "LEC of wind". Den optimala andelen vindkraft ges av den punkt på q-axeln,  $q_0^*$ , där "LEC of wind" är lika med "Market Value of Wind". En ökning av andelen vindkraft från denna punkt skulle medföra högre tillkommande kostnader än intäkter.

Dock kan det som i figuren kallas "dynamic effects", sänka vindkraftens kostnader och höja dess värde. Därmed höjs den optimala andelen vindkraft, i figuren till punkten  $q_1^*$ . Vid rådande kostnads- och intäktsförhållanden kan en subvention göra att andelen vindkraft höjs, i figuren till punkten  $q_0$ . Den skuggade ytan, med beteckningen DWL<sup>23</sup>, representerar den samhällsekonomiska kostnaden för denna subvention.

Med hjälp av en modell, EMMA, av elmarknaden i nordvästra Europa<sup>24</sup> beräknade Hirth den optimala andelen vindkraft som funktion av kostnadssänkande teknisk utveckling m.m. på vindkraftens område. Beräkningarna bygger på en rad olika antaganden som det skulle föra för långt att redovisa här. Den intresserade läsaren hänvisas till Hirths artikel. De studerade kostnadssänkningarna var i spannet 0 – 30 procent och den initiala andelen vindkraft på den aktuella marknaden var 2 procent. Med lägre kostnader blir denna andel högre och med en kostnadssänkning på 30 procent stiger den optimala vindkraftandelen till 20 procent. Högre nivåer förutsätter subventioner (som för visso redan finns).

Modellberäkningar, hur omsorgsfullt de än är gjorda, bör alltid tas med en nypa salt. Men det betyder inte att de beräknade optimala vindkraftandelarna är underskattningar av de verkliga nivåerna. Det kan lika väl röra sig om överskattningar. Dock finns det en faktor som i ett svenskt perspektiv kan ända bilden väsentligt, nämligen den goda tillgången på vattenkraft. Den höga graden av reglerbarhet i vattenkraft gör att kostnadseffekten av de komponenter som diskuterades i anslutning till figuren ovan inte behöver bli lika stora som i kraftsystem utan vattenkraft. Dock gäller det även för den svenska elmarknaden att "wind market value" minskar när andelen vindkraft ökar.

Slutsatsen av denna genomgång är att den från samhällsekonomisk synpunkt optimala vindkraftandelen kan visa sig vara betydligt lägre än den politiskt målsatta nivån. Vid givna stödsystem kommer detta att visa sig i försämrade lönsamhet i vindkraftverken när nya vindkraftverk tillkommer. Alternativt kan

<sup>22</sup> LEC = Levelized Electricity Cost

<sup>23</sup> DWL = Dead-Weight Loss. Med detta mått avses skillnaden mellan den totala kostnaden för att producera  $q_0$  enheter, som är lika med ytan under LEC-kurvan, och konsumenternas totala betalningsvilja för denna kvantitet, som är lika med ytan under efterfrågekurvan.

<sup>24</sup> Tyskland, Benelux och Frankrike.

den målsatta vindkraftandelen komma att revideras nedåt. Eftersom behovet av en kapacitetsmekanism hänger nära samman med andelen vindkraft i elproduktionen är detta ett förhållande som bör beaktas i samband med ett eventuellt beslut om att införa en kapacitetsmekanism på den svenska elmarknaden. Frågan om grunden för ett sådant beslut diskuteras i följande kapitel.

## 6 Kapacitetsproblem på "energy-only" marknader

Som nämnts kännetecknas en s.k. "energy only" marknad av ett det inte finns någon reglering av mängden tillgänglig effekt. Emellertid finns det även på "energy-only" marknader viss handel med kapacitet. Men då rör det sig om transaktioner där systemoperatören via kontrakt med marknadens aktörer försäkras sig om att det finns tillgänglig kapacitet för att kontinuerligt balansera systemet i realtid. Med andra ord får producenterna på en "energy-only" marknad sina intäkter från två källor: försäljning av el till marknaden och försäljning av reglerkraft och systemtjänster ("ancillary services") till systemoperatören. Samtidigt utgör intäkterna från försäljning av el till marknaden den dominerande delen av kraftföretagens intäkter.

På en elmarknad med effektiv konkurrens speglar marknadspriset i allmänhet den rörliga kostnaden i den marginella anläggningen, d.v.s. den anläggning som har den högsta rörliga kostnaden. Vid detta pris får de icke-marginella anläggningarna ett täckningsbidrag. Men för att de anläggningar som bara används när efterfrågan är som störst också skall få ett täckningsbidrag måste det under vissa perioder vara s.k. knapphetsprissättning. Med detta avses perioder då det pris som klarerar marknaden ligger över den rörliga kostnaden i den marginella anläggningen.

I stora drag kan man räkna med att en högre andel intermittent kraft påverkar prisbildningen på elmarknaden på två sätt. Det ena är att perioderna med låga eller mycket låga priser blir längre och mer frekventa. Detta leder till lägre intäkter för de konventionella kraftverken, i första hand via kortare drifttider<sup>25</sup>. Den andra effekten är att perioderna med knapphetsprissättning blir mer frekventa och tidvis kan innebära mycket höga priser. Detta leder till högre intäkter för de konventionella kraftverkens. Frågan är då hur höga priserna måste bli under dessa perioder för att lönsamheten i konventionella kraftverk skall vara tillräckligt hög och tillgången på kapacitet under höglasttid kunna säkerställas.

---

<sup>25</sup> I det scenario som redovisade i avsnitt 4.2 antogs vindkraftverken vara i drift 2 500 timmar per år. Eftersom de rörliga kostnaderna i vind- och solkraftverk är lägre än i alla andra kraftslag betyder det att drifttiden i de konventionella kraftslagen är lägre jämfört med en situation utan produktion vind- och solkraftverk. Närmare bestämt rör det sig om upp till 2 500 timmar kortare årlig drifttid, vilket innebär en förkortning med ca en tredjedel. Detta är ett problem eftersom de s.k. baskraftverkens ekonomi bygger på långa årliga drifttider med full effekt vid priser som överstiger kraftverkens rörliga kostnader.

### *En fallstudie av elmarknaden i Australien*

Denna fråga har belysts i studie av Jenny Riesz, Joel Gilmore och Iain MacGill vid University of New South Wales, Sydney<sup>26</sup> och avser den Australiensiska elmarknaden NEM (Australian National Electricity Market). NEM är en "energy only" marknad men dess institutionella uppbyggnad skiljer sig i övrigt från uppbyggnaden av den nordiska elmarknaden. Speciellt är NEM en realtidsmarknad med prisbildning för varje period på fem minuter. Det finns ingen dagen-före marknad (som den nordiska spotmarknaden) där producenterna via handel kan planera kommande dags produktion.

I det i studien antagna kraftsystemet svarar vind- och solkraft för nära 90 procent av elproduktionen, medan resten kommer från biomassa och vattenkraft. Med andra ord antogs systemet vara helt baserat på förnybar elproduktion. Som jämförelse kan nämnas att i de beräkningar som redovisades i avsnitt 4.2 antogs den förnybara elproduktionen, d.v.s. produktionen i vatten-, vind-, och solkraftverk, svara för 86 procent av den totala elproduktionen. Av denna andel svarade vind- och solkraft för 40 procentenheter.

Riesz m.fl. studie bygger på ett antal antaganden. De viktigaste är att marknadspriset på el är nära noll under de delar av året då all efterfrågan kan täckas med vind- och solkraft. För övriga delar antas att prisbildningen följer tidigare mönster, med skillnaden att nivån "lyfts upp" så att all den kapacitet som behövs för att täcka efterfrågan, vid givna krav på leveranssäkerhet, är tillräckligt lönsam.

För närvarande finns det en övre gräns för vilket elpris som är tillåtet, en s.k. Market Price Cap (MPC), som är lika med 13 500 australiensiska dollar per MWh (ca 80 Kr/kWh). För att kunna tillgodose efterfrågan när andelen förnybar kraft är 100 procent skulle MPC, enligt Riesz et.al., behöva stiga till ett belopp i intervallet 60 000 – 80 000 australiensiska dollar per MWh (ca 360 – 480 Kr/kWh). I forskargruppens simuleringar nåddes dessa extremt höga prisnivåer endast under ett fåtal femminutersperioder, men priset låg över 300 australiensiska dollar per MWh (ca 1,90 kr/kWh) under ca 150 timmar per år.

Resultaten från denna studie kan inte direkt överföras till svenska eller nordiska förhållanden, men de visar att det på "energy-only" marknader med en mycket hög andel intermittent kraft är nödvändigt med tidvis mycket höga priser för att tillräckligt mycket kapacitet i konventionella kraftverk skall ha acceptabel lönsamhet. Frågan är bara hur höga priserna måste bli och hur långa perioderna med mycket höga priser måste vara. För att investeringar i konventionell kraft skall vara lönsamma och därmed säkerställa att det finns så mycket tillgänglig effekt under höglasttid att en acceptabel grad av leveranssäkerhet kan upprätthållas måste ju det förväntade "the load-weighted average" av elpriserna vara tillräckligt högt under ett tillräckligt antal år.

<sup>26</sup> Se Riesz m.fl. (2016).

Bland elmarknadsforskare och myndigheter i USA är det en vanlig bedömning att "tillräckligt" höga prisnivåer inte kommer att kunna realiseras. Bakgrunden är att det antingen finns en reglerad övre gräns för elpriserna eller att så höga elpriser som skulle vara aktuella antas vara politiskt oacceptabla även om de bara skulle noteras under ett fåtal timmar per år. Det problem som då uppkommer kallas "The Missing Money problem". Detta har delvis sin grund i hur elmarknaderna i USA är organiserade och reglerade men begreppet "Missing Money" har relevans även för svenska och europeiska förhållanden.

#### *"The Missing Money Problem"*

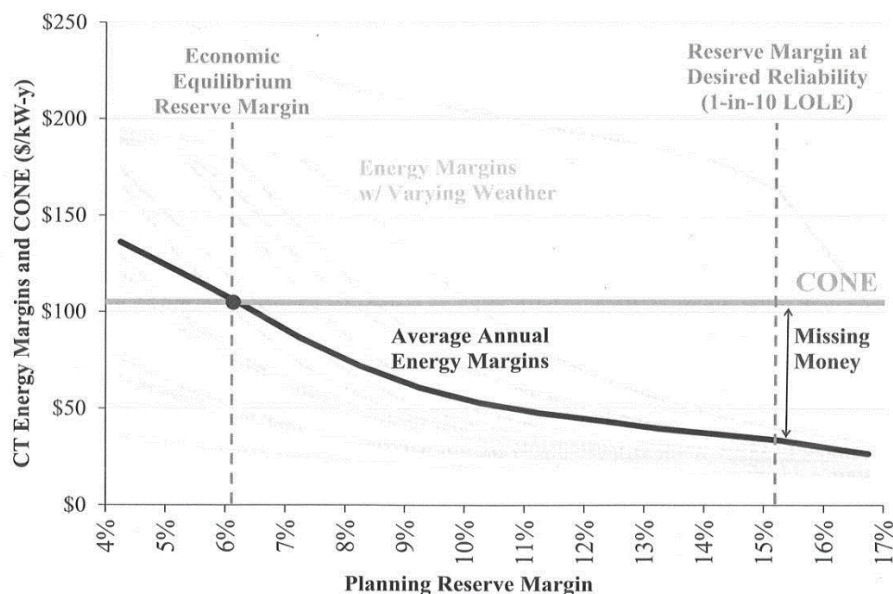
I korthet är argumentet att ju större marginalen är mellan tillgänglig kapacitet och maximal förväntad momentan efterfrågan, desto mindre frekventa är perioderna med knapphetspriser. Därmed blir lönsamheten i de anläggningar som skall leverera topp effekt otillräcklig om kapacitetens byggs ut så att risken för avbrott blir mycket låg. Närmare bestämt så låg som krävs enligt gällande reglering. Den intäkt per producerad enhet som under dessa omständigheter skulle krävas för att nå tillfredsställande lönsamhet är "The Missing Money".

#### *Formell beskrivning av begreppet "Missing Money"*

Begreppet Missing Money kan definieras med hjälp av nedanstående figur, som är hämtad från en artikel av Kathleen Spees, Samuel A. Newell och Johannes Pfeifenberger. Den nedåtlutande kurvan visar hur nettot av intäkter och kostnader för en specifik anläggning ("Average Annual Energy Margins", AAEM) hänger samman med skillnaden mellan förväntad efterfrågan och tillgänglig effekt på marknaden som helhet ("Planning Reserve Margin", PRM). Om PRM är liten tenderar elpriset att vara högt, vilket gör att AAEM blir relativt högt. Men med växande PRM faller AAEM kontinuerligt. Den horisontella kurvan i figuren representerar CONE ("Cost of New Energy Entry"), d.v.s. kostnaden per producerad enhet för en ny anläggning.

På basis av rådande marknadspriser och kostnadsförhållanden etableras en jämvikt där AAEM i befintliga anläggningar är lika med CONE, vilket i detta fall innebär att PRM är ca 6 procent. Emellertid anser man att risken för avbrott i elleveranserna (LOLE = Loss of Load Expectation) inte får vara större än 1/10 (en timme per tioårsperiod). Detta bedöms kräva en PRM på drygt 15 procent. Men vid en så hög PRM är AAEM väsentligt lägre än CONE. "Missing Money" är den extra intäkt som under dessa förhållanden skulle krävas för att motivera investeringar i nya anläggningar. En möjlig källa för denna intäkt är en kapacitetsmekanism som ger producenterna en intäkt för den effekt som de håller tillgänglig.





Källa: "Capacity Markets – Lessons Learned from the First Decade", Spees, K., S.A. Newell och J. Pfeifenberger, *Economics of Energy & Environmental Policy*, Volume 2, Issue 2, September 2013.

Emellertid är det inte helt uppenbart att "The Missing Money Problem" verkligen är ett problem. Visserligen talar frånvaron av en väl fungerande efterfrågesida för att marknadslösningen inte avspeglar konsumenternas betalningsvilja för att undvika avbrott. Men det är ju inte heller säkert att konsumenterna är villiga att betala kostnaden för den på politiska eller andra grunder föreskrivna graden av leveranssäkerhet.

Det finns också andra kritiska synpunkter på problemet med "Missing Money". En ledande elmarknadsforskare, David Newbery<sup>27</sup>, menar att man i stället för "Missing Money" bör tala om "Missing Markets". Med detta menar han dels tillgången på marknader för olika systemtjänster och prissättningen av dessa, dels likvida marknader för finansiella instrument för prissäkring på längre sikt än ett fåtal år. Som exempel på en "Missing Market" för en systemtjänst nämner han att de konventionella kraftverken levererar en för hela systemet värdefull tröghet ("svängmassa") som de i allmänhet inte får en marknadsmässig ersättning för.

*Kan och får en "energy only" marknad fungera fullt ut?*

Slutsatsen av diskussionen i de närmast föregående avsnitten är att en "energy only" marknad kan fungera med önskad grad av leveranssäkerhet om, men endast om, priset på el tillåts att vara mycket högt under vissa perioder. Frågan är då vilken acceptans som i den svenska miljön skulle finnas för tidvis mycket höga elpriser. En nyckelfråga i sammanhanget är om konsumenterna skulle

<sup>27</sup> Se Newbery, D. (2015).

kunna skydda sig mot extremt höga elpriser under vissa perioder. Svaret är att konsumenterna, i praktiken elhandelsföretagen, med hjälp av köpoptioner ("call options") skulle kunna försäkra sig mot elpriser över en viss nivå. I korthet skulle det ske på följande sätt:

En producent som är villig att investera i en anläggning som bara skall användas under perioder med hotande effektbrist kan utfärda köpoptioner. Optionerna ger investeraren en intäkt som bidrar till finansieringen av investeringen samtidigt som köparna får rättighet att under specificerade perioder köpa en viss mängd el till ett givet pris ("strike price"). Skillnaden mellan detta pris och marknadspriset betalas av den producent som utfärdat köpoptionen. Producentens kostnad för detta finansieras av försäljning av el till marknadspris under perioden med hotande knapphet. Under förutsättning att den kapacitet som producenten investerat i verkligen är tillgänglig under denna period kan åtagandet mot köparna till fullo finansieras. Man kan notera att denna handel på den finansiella marknaden är en slags marknadsbaserad kapacitetsmekanism. Denna har stora likheter med de "reliability options" som diskuteras i nästa kapitel.

Emellertid finns det en del frågetecken kring det realistiska i att förlita sig på handel med köpoptioner som metod för att säkerställa att det finns tillräckligt mycket kapacitet. En fråga rör likviditeten i en marknad för denna typ av optioner. Även om det vore teoretiskt möjligt att ha en marknad för köpoptioner som kan skydda mot extremt höga priser är det inte troligt att det i praktiken skulle finnas tillräckligt många utfärdare av sådana optioner. För det första är det bara producenter med kapacitet som är tillgänglig under perioder med hotande effektbrist som kan utfärda sådana optioner utan att ta en orimlig risk. Andra aktörer kan ju inte räkna med att kunna finansiera sina åtaganden mot köparna genom samtidig försäljning av el till marknadspris. För det andra kan risken vara för stor även för producenter med kapacitet att täcka efterfrågetoppar (eller ersätta oväntade produktionsbortfall). Om anläggningen av någon anledning inte är tillgänglig vid den kritiska tidpunkten kan ersättningen till innehavarna av optionerna få katastrofala finansiella konsekvenser för utfärdaren av optionerna.

Ett annat problem är att investeringar i nya kraftverk är beslut med långsiktig verkan, medan marknaderna för köpoptioner bara täcker de närmaste åren. Den beskrivna mekanismen kan bidra till att hålla befintlig kapacitet tillgänglig under några år, men knappast spela en väsentlig roll för nyinvesteringar. Men även om konsumenterna skulle kunna skyddas mot extremt höga och kortvariga pristoppar menar många att det skulle vara "politiskt omöjligt" att ha ett system utan något "tak" på elpriserna. Ett näraliggande argument är att potentiella investerare inte tror att de mycket höga priser som de räknar med i sina kalkyler skulle vara acceptabla även om det vid planeringstillfället inte skulle finnas något pristak. Det kan också vara så det marknadsbestämda utfallet innebär att den tillgängliga effekten i förhållande till den maximala

effektefterfrågan är lägre än vad som traditionellt varit fallet och/eller vad som anses politiskt acceptabelt.

En ytterligare aspekt är att det under perioder med mycket hög efterfrågan är få producenter som har ledig kapacitet. Med andra ord är marknaden under dessa perioder mycket koncentrerad. Det betyder att priser som ligger långt över de rörliga kostnaderna i de marginella anläggningarna kan komma att ses som ett otillbörligt utnyttjande av marknadsstyrka och därmed bryta mot konkurrenslagen.

Sammantaget finns det alltså ett antal förhållanden som talar för att det i praktiken kommer att finnas ett explicit eller implicit "tak" på elpriset och att detta tak ligger på en lägre nivå än vad som på en "energy only" marknad skulle krävas för att säkerställa att det finns tillräckligt mycket "säker" kapacitet under höglasttid. Med andra ord kan det i kölvattnet på en storskalig utbyggnad av vind- och solkraft i Sverige komma att uppstå ett "Missing Money" problem och att det därför finns skäl att överväga införandet av en kapacitetsmekanism.

Emellertid finns det bland många elmarknadsforskare en betydande tvekan mot en så stor förändring av elmarknadens institutionella uppbyggnad. Detta framgår av följande citat från en av de främsta forskarna på elmarknadsområdet, Paul Joskow vid MIT: *The basic concept and rationale for a capacity market are fairly easy to articulate. However, capacity market design and implementation has been much more complicated than first meets the eye and not without problems in practice*<sup>28</sup>. Frågan om införandet av en kapacitetsmekanism är således inte bara en fråga "om" utan också i hög grad "hur". Ett första steg är därför att analysera hur en kapacitetsmekanism kan utformas.

---

<sup>28</sup> Joskow, P. (2013).

## 7 Kapacitetsmekanismer i teori och praktik

I detta kapitel diskuteras utformningen av alternativa kapacitetsmekanismer samt några viktiga frågor i samband med implementering av en sådan. Speciellt diskuteras frågan om hur kapacitetsmekanismer påverkar förutsättningarna för att realisera en "single European market for electricity".

### 7.1 KLASSIFICERING AV KAPACITETSMEKANISMER

I den energiekonomiska litteraturen används omväxlande begreppen "kapacitetsmekanismer" och "kapacitetsmarknader". En rimlig tolkning är att betrakta "kapacitetsmekanismer" som ett mer heltäckande begrepp än "kapacitetsmarknader". Således är en "kapacitetsmarknad" en "kapacitetsmekanism", men det finns också "kapacitetsmekanismer" som inte är "kapacitetsmarknader". Nedanstående diagram, som hämtats från en rapport ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators), är ett sätt att illustrera och strukturera florán av olika kapacitetsmekanismer. Genom att de olika alternativen kan kombineras på en mängd olika sätt finns det i praktiken ett mycket stort antal alternativa kapacitetsmekanismer. Men här räcker det att beskriva och kommentera de förhållandevis renodlade alternativ som finns i diagrammet. I brist på lämplig terminologi på svenska används i flera fall engelska beteckningar.

Kapacitetsmekanismer				
Volymbaserade				Prisbaserade
<i>Targeted</i>	<i>Market-wide</i>			
<i>Strategic reserve</i>	<i>Capacity obligation</i>	<i>Capacity auction</i>	<i>Reliability option</i>	<i>Capacity payment</i>

Gemensamt för alla alternativ är att de syftar till att, direkt eller indirekt, säkerställa att det finns en viss mängd tillgänglig kapacitet under höglasttid för att denna kapacitet i sin tur skall säkerställa att elsystemet har en specificerad grad av leveranssäkerhet. Det är underförstått att denna mängd kapacitet är större än den som skulle etableras på en "energy-only" marknad. En kapacitetsmekanism, oavsett hur den i detalj är utformad, innebär således en ytterligare reglering av elmarknaden. Givet detta konstaterande kan

alternativen delas upp i två övergripande kategorier: Volymbaserade och prisbaserade.

I de volymbaserade alternativen ("direkt" reglering") har någon utomstående part, normalt systemoperatören, fastställt en nivå för den kapacitet som skall vara tillgänglig under höglasttid. Sedan finns det olika sätt att säkerställa att denna nivå nås. Vilket pris per enhet tillgänglig effekt som etableras i den processen beror på en mängd faktorer och är inte känt i förväg. I de prisbaserade alternativen ("indirekt" reglering) är det på sätt och vis tvärtom. Den utomstående parten fastställer ett visst pris som betalas per enhet tillgänglig kapacitet, men vilken mängd tillgänglig kapacitet som detta leder till vet man inte i förväg. När det gäller de volymbaserade alternativen skiljer man mellan "Targeted" och "Market-wide". Det förstnämnda alternativet innebär att den kapacitet som reserveras är "öronmärkt" för perioder med hotande knapphet på kapacitet. Även om detaljerna kan skilja sig mellan olika upplägg kan samtliga alternativ rubriceras som varianter av *Strategic reserve*. Den "strategiska reserven" handlas upp av systemoperatören via någon form av auktion. Både syfte och regler för utnyttjande av den strategiska reserven kan variera men i allmänhet får den strategiska reserven bjudas in till spotmarknaden, men bara då övriga bud inte klarerar marknaden vid ett pris lika med den rörliga kostnaden i de anläggningar som har den högsta rörliga kostnaden.

För de volymbaserade alternativ som är "Market-Wide" finns inte denna restriktion på utnyttjandet. Det är denna andra grupp som brukar kallas "kapacitetsmarknader", d.v.s. som innebär att marknads aktörer på transparenta villkor handlar med kapacitet. Först en kort beskrivning av hur de olika alternativen är utformade och hur de i väsentliga avseenden skiljer sig från varandra.

#### *Capacity obligation*

Detta är ett decentraliserat system i den meningen att större konsumenter och elhandelsföretag åläggs att ha en viss marginal mellan den kapacitet som man på ett eller annat sätt förfogar över och de leveransåtaganden som man har. Detta krav kan uppfyllas genom bilaterala kontrakt som ger kontraktssinnehavaren rätt till disposition av kapacitet. Alternativt kan dessa kontrakt ha formen av certifikat som handlas på en andrahandsmarknad. På en sådan marknad svarar större elkonsumenter och elhandelsföretag för efterfrågan, medan producenter svarar för utbudet av certifikat. Även operatörer av energilager och konsumenter som kan erbjuda förbrukningsflexibilitet kan bjuda ut certifikat. Det som driver marknaden är kraven på de större konsumenterna och elhandelsföretagen att ha en given marginal mellan den el som man timvis kan leverera och den el som man under dessa timmar åtagit sig att leverera.

Den kapacitet som svarar mot de utfärdade certifikaten bjuds ut på spotmarknaden på gängse villkor. Men om den inte finns tillgänglig under en

period med knapphet är utfärdaren skyldig att betala en straffavgift. Producenten har alltså ett starkt ekonomisk incitament att hålla den kontrakterade kapaciteten tillgänglig, särskilt under perioder då det kan bli knapphet på kapacitet.

#### *Capacity auctions*

Detta är ett centraliserat system i den meningen att det bygger på transaktioner mellan systemoperatören och marknadens parter. Utgångspunkten är att en utomstående part, normalt systemoperatören, har bestämt vilken mängd kapacitet som måste vara tillgänglig under höglasttid. Sedan anordnas en auktion där producenter och, eventuellt, större konsumenter eller konsumentgrupper lämnar bud som anger till vilket pris, d.v.s. ersättning från systemoperatören, som de är beredda att hålla en viss mängd kapacitet tillgänglig under höglasttid. Priset sätts av det marginella budet och betalas till alla vars bud accepterats.

Systemet har stora likheter med *capacity obligations*. Skillnaden är att det i ett system med *capacity auctions* är systemoperatören och inte större konsumenter och elhandelsföretag som handlar upp den aktuella kapaciteten.

#### *Reliability options*

"Reliability options" är en variant av köpoptioner ("call options"). Således får den som utfärdar optionen betalt för detta, men har samtidigt en skyldighet att ersätta innehavare av optionen för skillnaden mellan marknadspriset under en viss period och ett "strike price". Skillnaden mellan en "reliability option" och en vanlig köpoption är att såväl "strike price" som den totala kvantiteten, i termer av tillgänglig kapacitet, inte bestäms på marknaden utan av en utomstående part.

En "reliability option" är normalt en finansiell konstruktion, men kan också kopplas till en skyldighet att inneha fysisk kapacitet. I det förra fallet har utfärdaren ekonomiska incitament att förfoga över tillgänglig kapacitet, medan detta i det senare fallet således är en skyldighet.

#### *Capacity payments*

Detta system innebär att systemoperatören betalar en viss given summa per enhet kapacitet som hålls tillgänglig under höglasttid, vilket beräknas leda till att den önskvärda mängden kapacitet hålls tillgänglig. Systemet liknar de s.k. "feed-in tariffs" som bl.a. används i Tyskland för att stödja elproduktion baserad på förnybar energi.

#### *Kapacitetsmekanismer i praktiken*

I USA introducerades kapacitetsmekanismer mot slutet av 1990-talet på en rad olika elmarknader. Strukturen och graden av konkurrens skiljer sig mellan olika

elmarknader. Med elmarknaden i Texas, ERCOT, som främsta undantag gäller i allmänhet ett "Resource Adequacy Requirement" (RA-krav), d.v.s. ett krav på att tillgången på "säker" kapacitet med en viss marginal skall överstiga den maximala förväntade momentana efterfrågan. Om det finns ett sådant krav, så finns det i praktiken någon form av kapacitetsmekanism. Utformningen av denna skiljer sig dock mellan olika elmarknader.

I de områden som kontrolleras av systemoperatörerna California ISO (CAISO) och Midcontinent Independent System Operator (MISO) uppfylls RA-kraven genom bilateral handel mellan producenter och elhandelsföretag. I andra områden, speciellt de som kontrolleras av New York ISO (NYISO), PJM Interconnection (PJM) och ISO New England (ISO-NE), har man organiserade och transparenta kapacitetsmarknader. I de sistnämnda kombineras RA-kraven med en auktion där systemoperatören handlar upp den kapacitet som tillsammans med det som säkrats i den bilaterala handeln krävs för att uppfylla RA-kraven.

En utvärdering av erfarenheterna av kapacitetsmarknaderna i USA redovisas i den ovan nämnda artikeln av Spees, Newell och Pfeifenberger<sup>29</sup>. De sammanfattar sina bedömningar på följande sätt:

"After a decade of experience with capacity markets in the U.S., many of the most important questions about how they function and perform have been answered at least partially. The experience shows that these markets *can* achieve their fundamental design objective of maintaining resource adequacy in deregulated electricity markets. Capacity markets have also introduced competition among different types of resources and attracted large quantities of low-cost supplies, including demand response, energy efficiency, imports, generation upgrades, and deferred retirements. These new supplies, along with low load growth in many regions, have delayed the need for new generation by up to a decade. However, we should be careful to avoid overstating this success, as each of these markets was implemented during surplus conditions and the economic downturn reduced the need for new resources".

Detta uttalande visar, bland annat, att om man skall implementera en kapacitetsmekanism så finns det goda skäl att utforma denna som en kapacitetsmarknad, d.v.s. en marknad där en mängd av alternativa metoder för att säkerställa en önskad grad av leveranssäkerhet fritt kan konkurrera med varandra.

I Europa är de praktiska erfarenheterna av kapacitetsmekanismer begränsade. I Sverige har det under några år funnits en temporär strategisk reserv, men någon systematisk utvärdering av hur denna påverkat leveranssäkerhet och

<sup>29</sup> Se Spees, K., S.A. Newell och J. Pfeifenberger (2013).

prisbildning har inte skett. Dock kommer den strategiska reserven att behållas fram till 2025<sup>30</sup>. I Tyskland har man nyligen beslutat att kontraktera 4,4 GW som skall hållas som en strategisk reserv och i England har ett system med *capacity auctions* har nyligen implementerats. Den övergripande bilden i Europa är att många länder har eller är på väg att införa en kapacitetsmekanism, men utformningen av denna mekanism skiljer sig mellan länderna.

Exempelvis har Frankrike ett system med *capacity obligations* medan Italien har en marknad för *reliability options*. I Irland, Spanien, Portugal, Italien och Grekland har man *capacity payments*<sup>31</sup>. Genomgående är det fråga om nationella system utan väsentlig samordning på regional eller Europeisk nivå. Såväl EU-kommissionen som organisationerna *Eurelectric* och *ACER* argumenterar för att kapacitetsmekanismer bör vara åtminstone regionalt samordnade, öppna för gränsöverskridande handel, bygga på gemensamma definitioner (t.ex. av "tillgänglig kapacitet") och utnyttja likartade mekanismer för att allokera åtagandena att hålla kapacitet tillgänglig. På den sistnämnda punkten rekommenderar *Eurelectric*<sup>32</sup> ett system *capacity auctions* eller *capacity obligations*, eventuellt med ett inslag av *reliability options*.

## 7.2 FRÅGOR VID IMPLEMENTERING AV EN KAPACITETSMEKANISM

Hur en kapacitetsmekanism mer i detalj påverkar elmarknaden och samhällsekonomin i stort beror till en del på vilket av de ovanstående alternativen, eller vilken kombination av dessa, som väljs. Det beror också på hur mekanismen i fråga utformas i några centrala dimensioner. Som vanligt gäller det att "the devil is in the details". Det är framför allt fyra frågor som är centrala när en kapacitetsmekanism utformas.

Den första är hur den målsatta mängden tillgänglig kapacitet skall bestämmas. Den andra är frågan om i vilken utsträckning som utlandsförbindelser och möjligheter till import skall räknas in i mängden tillgänglig kapacitet. Den tredje centrala frågan är i vilken utsträckning som resurser på användningssidan skall betraktas som en del av den målsatta kapaciteten. Till detta hör frågan om hur resurser på användningssidan exakt skall definieras. Den fjärde frågan rör tidsdimensionen på de kontrakt som ingås inom ramen för en kapacitetsmekanism.

Andra viktiga frågor, som inte behandlas närmare här, rör den exakta definitionen av "tillgänglig kapacitet" och det "trigger condition" som avgör när den tillgängliga kapaciteten skall användas för att öka utbudet, eller minska efterfrågan, på marknaden.

<sup>30</sup> Enligt Svenska kraftnät's "Nätutvecklingsplan 2016-2025".

<sup>31</sup> Uppgifterna är hämtade från *Eurelectric* (2015), och avser situationen 2013.

<sup>32</sup> Se den rapport som hänvisades till i fotnot 25.



### *Hur stor skall den tillgängliga kapaciteten vara?*

Den grundläggande funktionen för en kapacitetsmekanism är att säkerställa "tillräckligt" mycket tillgänglig kapacitet under höglasttid<sup>33</sup>. Frågan är då på vilka grunder som man kan fastställa vad som är "tillräckligt". Här kan man skilja mellan två övergripande alternativ. Det första kan i brist på bättre terminologi kallas ingenjörsmässiga kriterier, medan det andra utgår från samhällsekonomiska kriterier.

Bland de ingenjörsmässiga kriterierna kan man urskilja tre alternativ, för vilka man ofta använder de engelska beteckningarna. Det första alternativet är att utgå från förhållandet mellan tillgången på "säker" kapacitet och den maximala momentana efterfrågan och att fastställa en *Reliability Margin (RM)*. Denna kan vara t.ex. 10 procent av den maximala momentana efterfrågan. Det andra alternativet utgår från sannolikheten för avbrott som beror på bristande produktionskapacitet och innebär att man fastställer en högsta acceptabla *Loss of Load Expectation (LoLE)*, ibland kallad *Loss of Load Probability (LoLP)*. Detta mått kan sedan "översättas" till ett krav på en minsta acceptabla *Reliability Margin (RM)*. Det tredje alternativet tar hänsyn till hur mycket energi som inte levereras till följd av ett avbrott och kallas *Expected Unserved Energy (EUE)* eller *Loss of Expected Energy (LoEE)*.

Gemensamt för dessa alternativ är att de inte tar hänsyn till konsumenternas värdering av säkra elleveranser, även om sådana hänsyn indirekt spelar roll när respektive krav kvantifieras. Men om man tar sin utgångspunkt i ett samhällsekonomiskt kriterium så tar man explicit hänsyn till hur konsumenterna värderar säkra elleveranser. I litteraturen används vanligen följande begrepp för att formalisera ett samhällsekonomiskt villkor för "optimal" leveranssäkerhet<sup>34</sup>:

- *Value of Lost Load (VoLL)*: Det belopp som konsumenterna på marginalen är villiga att betala för att undvika ett definierat avbrott i elleveransen. Alternativt det belopp som gör att konsumenterna är villiga att acceptera ett sådant avbrott. Uttrycks i SEK/kWh.
- *Rental Cost of Reliable Capacity (RCC)*: Den totala kostnaden för att hålla en enhet "säker" effekt tillgänglig under en timme. Uttrycks i SEK/kW.
- *Duration*: Längden i timmar (h) på de avbrott i elleveranserna som uppstår under en viss period, t.ex. ett år.

<sup>33</sup> I ett system med hög andel intermittent kraft är det noga räknat förhållandet mellan tillgänglig "säker" kapacitet och den maximala residualefterfrågan som saken gäller.

<sup>34</sup> Se t.ex. Cramton, P., A. Ockenfels och S. Stoft (2013).

Om elmarknaden vore en i läroböckernas mening effektiv marknad skulle det etableras en jämvikt där det gäller att:

$$VoLL \times Duration = RCC$$

Både *VoLL* och *RCC* skall se som värden på marginalen, d.v.s. som värdet av ytterligare en utebliven kWh respektive marginalkostnaden för en kW säker kapacitet. Om man vet värdena på *VoLL* och *RCC* så kan man beräkna det optimala värdet på *Duration*. Detta värde kan sedan "översättas" till ett mått på den kapacitet som vid givna efterfrågeförhållanden måste finnas tillgänglig. I praktiken är detta dock inte så enkelt.

Marginalkostnaden *RCC* kan relativt enkelt beräknas med kända metoder. Men varje bestämt värde på *RCC* bygger på ett antagande om hur många timmar per år som anläggningen i fråga kommer att vara i drift. Om det handlar om en anläggning som väntas vara i drift endast ett fåtal timmar per år så kan *RCC* ha ett mycket högt värde och små förändringar i antagandet om antalet drifttimmar kan ha stora effekter på skattningen av *RCC*.

När det gäller att beräkna *VoLL* ligger svårigheterna på en annan nivå. Det faktum att konsumenterna inte kan delta i handeln på elmarknaden i realtid gör att man inte kan utläsa *VoLL* i marknadspriserna på el. I stället måste man använda mer eller mindre osäkra indirekta metoder. Till detta kommer att *VoLL* med största sannolikhet inte är konstant, utan beroende på när ett avbrott i elleveranserna sker och vilken sammanhängande längd som det har. Exempelvis torde betalningsviljan för att undvika en timmes elavbrott under sommarnatt vara betydligt lägre än motsvarande betalningsvilja en kall vinterdag. Det är också troligt att betalningsviljan för att undvika några korta avbrott är lägre än betalningsviljan för att undvika ett sammanhängande avbrott med samma totala längd.

Trots detta finns det ett antal kvalificerade studier där man empiriskt skattat *VoLL* för olika kundkategorier och tidpunkter på året och dygnet. En av dessa gjordes av det ansedda konsultföretaget *London Economics* för den brittiska regleringsmyndigheten OFGEM och Department of Energy and Climate Change (DECC)<sup>35</sup>. I studien skilde man mellan tre kundkategorier, nämligen hushåll, små och medelstora företag ("SME:s") och större industriella och andra företag. Genomgående skattade man dels "Willingness to Pay" (WTP), dels "Willingness to Accept" (WTA), d.v.s. betalningsviljan för att undvika avbrott respektive krav på ersättning för att acceptera ett avbrott. Värdet på WTA var genomgående högre än motsvarande värde på WTP. Författarna menade att detta var väntat och att WTA av olika skäl är det mått som bör användas<sup>36</sup>.

<sup>35</sup> Se London Economics(2014).

<sup>36</sup> Detta förklarar författarna på följande sätt:"This is as expected. When consumers are used to enjoying a service that they pay for, they typically want a greater payment in order to bear a loss of that service than they are willing to pay to retain it. This is because individuals feel a sense of ownership for something that they already have. Psychologically, the loss from giving something up feels greater than the gain from keeping it and avoiding the loss, and thus WTA is often empirically greater than WTP".

För kundkategorin hushåll varierade det skattade värdet på WTA mellan £ 6,957 per kWh och £ 11,820 per kWh, d.v.s. mellan ca SEK 91 per kWh och ca SEK 155 per kWh beroende på säsong, veckodag och tid på dygnet. För kategorin "små och medelstora företag" var skattningarna ca tre gånger högre, medan de var betydligt lägre för kategorin "större industriella och andra företag". Författarna noterar att detta är genomsnittliga värden och inte de värden på *VoLL* på marginalen som man idealt skulle vilja ha, men konstaterar att detta inte är praktiskt möjligt. De skattade värdena vägdes med hänsyn till hur elanvändningen var fördelad mellan olika kundkategorier och perioder under året. Det sammanvägda måttet på *VoLL* blev då £ 16,940 per kWh, d.v.s. ca SEK 222 per kWh.

Med hänsyn till den stora osäkerheten i de empiriska skattningarna av *VoLL*, liksom det mått av godtycklighet (med avseende på antagande om drifttid) som finns i beräkningen av *RCC*, är det i praktiken inte möjligt att med hjälp av ekvationen ovan bestämma ett från samhällsekonomisk synpunkt optimalt värde på *Duration* och därmed den optimala graden av leveranssäkerhet. Däremot kan man använda sambandet för att undersöka vad specifika antaganden om *RCC* och *Duration* skulle innebära i termer av *VoLL* och sedan jämföra detta implicita värde med tillgängliga empiriska skattningar och "rimlighetsbedömningar" av denna parameter.

Det är inte ovanligt att implicita värden på *VoLL* vid gällande krav på leveranssäkerhet i många länder ligger över de tak för elpriset som samtidigt gäller. Det betyder att om gällande pristak antas spegla konsumenternas maximala betalningsvilja för el, så är kraven på leveranssäkerhet satta för högt. Denna observation pekar på risken för att krav på leveranssäkerhet, som inte stämts av mot beräkningar av leveranssäkerhetens värde för konsumenterna, kan vara alltför långtgående och därmed medföra kostnader som i ett samhällsekonomiskt perspektiv inte är motiverade.

Mot denna bakgrund kan man säga att frågan om behovet av en kapacitetsmekanism i praktiken är ett val mellan två olika typer av risk. Den första är risken för att den "säkra" kapaciteten är för liten, d.v.s. att risken för avbrott i elleveranserna bedöms innebära en kostnad för konsumenterna som är högre än kostnaden att tillföra mer "säker" kapacitet. Den andra är risken för att tillgången på "säker" kapacitet är för stor, d.v.s. att kostnaden på marginalen för "säker" kapacitet är högre än vad det skulle kosta att kompensera konsumenterna för en högre risk för avbrott. I diskussionen om behovet av kapacitetsmekanismer är fokus på den första risken, medan den andra, dessvärre, sällan nämns.

#### *Geografisk avgränsning av den tillgängliga kapaciteten*

I den nationalekonomiska litteraturen definieras en marknads geografiska utsträckning som det område inom vilken priset på den aktuella varan är

detsamma, eventuellt justerat med givna och konstanta transportkostnader till marknadens geografiska centrum. Detta område kallas "den relevanta marknaden". Med denna utgångspunkt skulle man kunna säga att Sverige består av fyra olika elmarknader, nämligen de fyra olika elområdena. Men även om priserna emellanåt kan skilja sig mellan de olika elområdena är det ofta ett och samma pris på el i två eller flera elområden. Det skulle därför knappast vara rimligt att ha en kapacitetsmekanism inom vart och ett av de fyra elområdena. Men samtidigt har Sverige förbindelser till de övriga nordiska länderna och dessa förbindelser har så hög kapacitet att elpriset (på spotmarknaden) ofta är detsamma i två eller flera länder och inte sällan i hela Norden.

Frågan är då vad som för svensk del skulle kunna betraktas som tillgänglig "säker" kapacitet, d.v.s. kapacitet som en kapacitetsmekanism skulle säkerställa? Konventionella kraftverk i Sverige skulle naturligtvis räknas in, men hur är det med kraftverk i de grannländer som har överföringsförbindelser till Sverige? En möjlighet är att till de svenska konventionella kraftverkens kapacitet lägga den kapacitet som finns i utlandsförbindelserna. Men det skulle implicit förutsätta att motsvarande produktionskapacitet i våra grannländer ständigt finns tillgänglig för export. Det är knappast rimligt. Däremot är det rimligt att räkna med att en viss mängd kapacitet i våra grannländer är tillgänglig för export. Mot bakgrund av denna diskussion är det uppenbart att det inte är möjligt och meningsfullt att införa en kapacitetsmekanism utan att först avgöra vilken geografisk utsträckning som den berörda elmarknaden skall ha. Det ligger nära till hands att tro att det skulle vara mer lämpligt med en kapacitetsmekanism för hela Norden (utom Island) än en som bara gäller för Sverige<sup>37</sup>. Risken med det senare alternativet är att man skulle tvingas göra så konservativa bedömningar av importmöjligheterna under höglasstid att leveranssäkerheten skulle bli för hög, d.v.s. medföra onödigt höga kostnader<sup>38</sup>.

#### *Användningssidan som en del av tillgänglig kapacitet*

En annan betydelsefull fråga rör vilka aktörer på elmarknaden som skall vara parter i en kapacitetsmekanism. Det är uppenbart att systemoperatören och producenterna av el måste höra till denna krets. Men hur är det med konsumenterna? Om man återigen anlägger ett samhällsekonomiskt perspektiv så bör alla parter som kan erbjuda "säker" kapacitet under höglasstid vara en del av en kapacitetsmekanism. Frågan är då i vilken utsträckning som aktörer på användningssidan har denna möjlighet. Svaret på hänger nära samman med vilka informations- och transaktionskostnader som uppstår i samband med att en viss aktör deltar i en kapacitetsmekanism.

<sup>37</sup> En närmare analys av denna fråga ter sig mycket motiverad.

<sup>38</sup> Thomas Tangerås har analyserat frågan om i vilken utsträckning som marknadskoppling leder till ett större eller mindre behov av reserveffekt i ett enskilt land. Hans slutsats är att det finns faktorer som talar för att behovet blir mindre, men också faktorer som talar för att behovet blir större och att nettot inte kan avgöras *à priori*. Se Tangerås, T (2015 a).

Med fullständig information och frånvaro av transaktionskostnader finns det troligen mycket betydande möjligheter att till låg kostnad kortsiktigt begränsa elanvändningen, särskilt under perioder då elvärmen svarar för en stor del av elanvändningen. Annorlunda uttryckt skulle det sannolikt inte krävas så stor kompensation för att förmå många hushåll att dra ned eller stänga av elvärmen under en timme eller två eller att tidsmässigt förskjuta användningen av disk- eller tvättmaskiner. Liknande möjligheter finns samtidigt inom industrin och andra kommersiella verksamheter. Problemet är "bara" att informationen om möjligheterna att momentant minska elanvändningen är långt ifrån fullständig och transaktionskostnaderna kan i många fall vara höga. Exempelvis kan en kortvarig minskning av elvärmen förutsätta att människor lämnar sitt arbete för att åka hem och stänga av ett antal radiatorer.

För att en konsument skall kunna medverka i en kapacitetsmekanism måste således tre krav vara uppfyllda. Det första är att konsumenten i fråga under den relevanta tidsperioden har en elanvändning som minst uppgår till den utfästa begränsningen. Det andra är att konsumenten snabbt och utan problem kan informeras om behovet av begränsning av effektuttaget och att denne omedelbart kan reagera på denna information. Det tredje är att konsumentens effektuttag är stort nog för att kunna åstadkomma en betydelsefull begränsning av effektuttaget.

Dessa villkor kan uppfyllas av industriföretag med stor elanvändning, men inte av enskilda hushåll. I princip skulle ett elhandelsföretag med kontroll över sina kunders elanvändning i realtid kunna delta i kapacitetsmekanismen, men detta förutsätter teknologi och kontraktsformer som för närvarande inte används tas i bruk. Slutsatsen är att en kapacitetsmekanism i praktiken kommer att omfatta producenter och ett antal större industriella elkonsumenter. Det betyder i sin tur att de troligen stora möjligheter som finns att kortsiktigt begränsa elvärmen i privatbostäder inte kan utnyttjas inom ramen för en kapacitetsmekanism.

Emellertid finns det ett annat förhållande som troligen innebär att kortsiktiga variationer i elanvändningen bara kan spela en ganska begränsad roll när det gäller att hantera de stokastiska variationerna i vind- och solkraftproduktionen. Som framgick av de simuleringsresultat som redovisades i kapitel 4 kan en period med mycket liten vind- och solkraftproduktion sträcka sig över flera dagar. Så långa neddragningar av elanvändningen torde medföra betydande olägenheter för hushåll och företag och därför knappast vara något som kan spela en väsentlig roll inom en kapacitetsmekanism.

#### *Kontraktens tidsdimension*

När det gäller tidsaspekten på de kontrakt som tecknas inom ramen för en kapacitetsmekanism skiljer man mellan ledtid ("lead time") och varaktighet ("duration"). Det första tidsmättet gäller tiden mellan den tidpunkt då kontraktet tecknas och den tidpunkt då det skall börja gälla. I de kontrakt som

handlas inom ramen för kapacitetsmekanismen i Storbritannien (se nedan) avser det kontraktsevenliga åtagandena tillgången på kapacitet fyra år efter auktionen. Detta anses vara den tid som krävs för att bygga en ny anläggning för toppkraft, t.ex. en gasturbin.

Det andra tidsmättet, varaktighet, avser den tid under vilken ersättningen till kontraktssinnehavaren utgår. På den punkten är det vanligt med en tidsperiod på tre år, vilket är en betydligt kortare tid än livslängden för en ny anläggning. Det betyder att intäkterna från en kapacitetsmekanism måste säkras genom återkommande deltagande i den auktion, eller den andra mekanism, som används för att handla upp kapacitet.

### 7.3 EFFEKTER PÅ ELPRISER, GRÄNSÖVERSKRIDANDE HANDEL OCH INTEGRATION

De viktigaste sidoeffekterna av en kapacitetsmekanism rör dess effekter på elpriser, gränsöverskridande handel med el och förutsättningarna för en fortsatt integration av de nationella och regionala elmarknaderna inom EU. I detta avsnitt kommenteras dessa effekter kortfattat.

#### *Effekter på elpriserna*

Hur införandet av en kapacitetsmekanism påverkar elpriserna beror på vilken typ av kapacitetsmekanism som det är frågan om. Om det är en "strategisk reserv" så får producenterna ett ytterligare alternativ när det gäller att utnyttja den kapacitet som man förfogar över. Delar av den kapacitet som tidigare som bjöds ut på elmarknaden kan nu i stället säljas på en marknad för kapacitet, d.v.s. mot ersättning hållas tillgänglig för användning under specificerade villkor. Hur producenterna väljer att använda sin kapacitet beror på den relativa lönsamheten av de två alternativen. Allt annat lika är konsekvensen av att en viss mängd kapacitet lyfts bort från den löpande handeln att elpriserna blir högre. Hur stor denna effekt är beror givetvis på hur mycket kapacitet som handlas upp inom ramen för kapacitetsmekanismen.

En för samtliga alternativ gemensam effekt är att elpriserna inte når så höga kortsiktiga nivåer, d.v.s. uppvisar "spikar", som hade varit fallet utan en kapacitetsmekanism. Ju att mer kapacitet tillförs marknaden (eller efterfrågan som dras bort) när det är risk för brist på kapacitet, desto mindre blir elprisvariationerna. En konsekvens av lägre och mindre frekventa elpristoppar är att elkonsumenterna inte riskerar att råka ut för mycket höga kostnader. En annan effekt är att incitamenten för att investera i flexibilitetshöjande åtgärder på efterfrågesidan, liksom i system för energilagring, dämpas. Men om elkonsumenterna och operatörerna av energilagring kan delta som aktörer inom kapacitetsmekanismen så dämpas eller elimineras denna effekt.

*Effekter på gränsöverskridande handel*

På denna punkt måste man skilja mellan en situation där alla länder inför likadana kapacitetsmekanismer och en situation där länderna inför olika kapacitetsmekanismer. Det senare fallet innefattar situationer där ett eller flera länder avstår från att införa kapacitetsmekanismer. Man måste också skilja mellan gränsöverskridande handel som beror på att vissa länder på helårsbasis har överskott och andra underskott på kapacitet och gränsöverskridande handel som beror på kortsiktiga prisskillnader länderna emellan. Den situation som är mest relevant att analysera rör effekterna på den kortsiktiga gränsöverskridande handeln om länderna inför olika kapacitetsmekanismer (och vissa länder avstår).

Den viktiga frågan i sammanhanget är om införandet av olika kapacitetsmekanismer gör att den samlade produktionen och/eller användningen av el blir mindre effektiv. Att en kapacitetsmekanism kan ha kraftigt snedvridande effekter illustreras av vad som hände när Ryssland inför en kapacitetsmekanism.

Det som hände var att man i Ryssland gradvis implementerade *capacity payments* med full effekt från och med år 2011. Inom ramen för detta system fick en rysk producent en månatlig ersättning motsvarande ca 200 €/MWh för kapacitet som hölls tillgänglig för knapphetsituationer. Konsekvensen var att partihandelspriset på el i Finland måste vara mer än 200 €/MWh högre än motsvarande pris i Ryssland för att en rysk producent skulle vilja utnyttja tillgänglig kapacitet för att exportera el till Finland. Sådana prisskillnader var sällsynta och följaktligen blev det en kraftig minskning av den ryska elexporten till Finland. Därmed blev kostnaden för den samlade produktionen av el i Finland och Ryssland högre.

*Kapacitetsmekanismer och integration av nationella och regionala elmarknader*

Frågan om effekten av kapacitetsmekanismer på den gränsöverskridande handeln med el ligger nära frågan om hur sådana mekanismer påverkar förutsättningarna för att realisera en gemensam marknad för el inom EU, en "Single European Market for Electricity". Det rysk-finska exemplet visar att en olämpligt utformad kapacitetsmekanism är ett hinder för fortsatt elmarknadsintegration. Det finns också andra förhållanden på nationella elmarknader som kan ha denna effekt<sup>39</sup>. Emellertid kan man vända på frågan och undersöka vad som krävs för att införandet av kapacitetsmekanismer skall vara förenligt med en fortsatt integration av elmarknaderna inom EU.

---

<sup>39</sup> Se t.ex. Tangerås, T (2015 b)

För att belysa denna fråga kan man göra ett tankeexperiment i ett antal steg:

1. Inledningsvis antas att det finns en elmarknad med konkurrens och fri prisbildning i varje land i en större region och att det inte finns några kapacitetsbegränsningar i överföringsförbindelserna mellan de olika länderna. För enkelhets skull antas också att elproduktionen inte medför några externa effekter, t.ex. i form av utsläpp, så att privatekonomiska och samhällsekonomiska kostnader sammanfaller. Under dessa, ytterligt förenklade, antaganden kommer jämviktspriserna på el att vara desamma i alla länder och tillgängliga resurser används på ett sätt som är effektivt från samhällsekonomisk synpunkt.
2. Därefter antas att de nationella elmarknaderna kompletteras med likaledes nationella kapacitetsmekanismer. Dessa kan ha formen av certifikatsmarknader eller årliga auktioner. Vidare antas att varje producent har tillgång till kapacitetsmarknaderna i varje land. Dock kan man i en del länder ha en högre värdering av leveranssäkerhet än i andra länder. Även under dessa förhållanden kommer resursanvändning att vara effektiv och priserna på el och tillgänglig kapacitet kommer att vara desamma i alla länder. Dock kommer länderna att skilja sig åt med avseende på hur mycket tillgänglig kapacitet som man har tillgång till. Med andra ord spelar det från effektivitetssynpunkt ingen roll om olika länder har olika preferenser när det gäller den önskvärda graden av leveranssäkerhet.
3. I nästa steg antas att det faktiskt finns begränsningar i överföringsförbindelserna mellan länderna. Då kommer priserna på el och tillgänglig effekt inte längre att vara desamma i alla länder. Prisskillnaderna länderna emellan kommer att vara lika med kostnaden, inklusive kapitalkostnaden, för att öka kapaciteten i respektive överföringsförbindelse. Men resursanvändningen skulle fortfarande vara effektiv från samhällsekonomisk synpunkt.
4. Nästa ändring av förutsättningarna för tankeexperimentet är att rätten att delta i handeln på en av de nationella kapacitetsmarknaderna begränsas till en delmängd av producenterna. Det kan vara producenterna i landet i fråga eller någon annan gruppering. Konsekvensen av detta blir att handeln med tillgänglig kapacitet snedvrids. Exakt hur beror på hur många producenter som får delta i handeln med tillgänglig kapacitet i landet i fråga och på vilken överföringskapacitet till angränsande länder som landet har. Under alla omständigheter är resursanvändningen i området som helhet inte längre effektiv. En reglering av priset på tillgänglig kapacitet i ett eller flera länder har liknande effekter, vilket illustreras av det rysk-finska exemplet.

Slutsatsen av detta tankeexperiment är att ett allmänt införande av kapacitetsmekanismer i EU:s olika länder i sig inte är ett hinder mot en fortsatt integration av dessa marknader. Men om införandet av kapacitetsmekanismer



förenas med prisregleringar eller begränsningar i tillträdet till nationella marknader för el och/eller tillgänglig kapacitet så kan införandet av kapacitetsmekanismer bli ett allvarligt hinder mot realiseringen av "The Single European Market for Electricity". Andra hinder kan ha sin grund i olika utformning av kapacitetsmekanismerna i olika länder, inklusive definitionerna av produkten "tillgänglig kapacitet". Olika sätt att handla med tillgänglig kapacitet kan också spela roll.

Denna slutsats ligger helt i linje med de rekommendationer som förts fram av organisationen Eurelectric. Således trycker man där starkt på att kapacitetsmekanismer bör vara regionala i stället för nationella och att öppna gränser, fri konkurrens och fri prisbildning är grundläggande villkor för att kapacitetsmekanismer skall kunna bidra till långsiktigt väl fungerande elmarknader inom EU. Samtidigt varnar man för risken för att illa utformade kapacitetsmekanismer i praktiken blir ett stöd till olönsamma anläggningar utan att medverka till en bättre fungerande elmarknad.

## 8 Kapacitetsmekanismer i olika perspektiv

I de tidigare kapitlen har frågan om behovet av kapacitetsmekanismer diskuterats i ett samhällsekonomiskt perspektiv. I detta kapitel anläggs fyra andra perspektiv: Producenternas, konsumenternas, systemoperatörens och tillsynsmyndigheternas. Ett femte relevant perspektiv, som dock inte diskuteras närmare här, är den finansiella analytikerns. Gemensamt för alla perspektiv är att en kapacitetsmekanism gör elmarknaden något mer komplex och därmed något mer utmanande för alla aktörer att agera i.

### *Kapacitetsmekanismer i ett producentperspektiv*

Givet att det finns en hög andel intermitterent kraft i elsystemet har införandet av en kapacitetsmekanism två konsekvenser för kraftföretagen. Den ena är att lönsamheten i befintliga konventionella kraftverk förbättras. Den andra är att risken i samband med investeringar i nya konventionella kraftverk minskar. Ju mer konventionella kraftverk (vars årliga drifttid förkortas på grund av konkurrens från intermitterent kraft) som ett företag har, desto större är värdet för företaget av en kapacitetsmekanism.

Men detta är ett relativt kortsiktigt fenomen. På lång sikt, när de befintliga konventionella kraftverken fasats ut, torde kapacitetsmekanismen ha större inverkan på företagets strategi och investeringar än på deras lönsamhet. I långa loppet är det kapitalmarknadens avkastningskrav snarare än elmarknadens institutionella uppbyggnad som avgör kraftindustrins lönsamhet. Emellertid är det inte vad som gäller i "det långa loppet" utan förhållandena och utvecklingen i närtid som har störst betydelse för företagen. I detta korta tidsperspektiv har utbyggnaden av vind- och solkraft två betydelsefulla konsekvenser för kraftföretagen.

Den första är att elmarknaden på kort tid tillförts en hel del produktionskapacitet trots att efterfrågan i stort sett stagnerat. Detta har skapat överkapacitet och en betydande press på elpriserna. Tillsammans med ökad beskattning har detta lett till betydande lönsamhetsproblem för kraftindustrin. Men även om den vind- och solkraft som redan finns på plats har påverkat drifttiderna i de konventionella kraftverken så är kraftindustrins lönsamhetsproblem primärt en effekt av låga elpriser och hög beskattning. De konsekvenser för de konventionella kraftverken av en hög andel intermitterent kraft som diskuterats i denna rapport spelar således en ganska begränsad roll för den dagsaktuella situationen i kraftindustrin. Dessutom är det inte troligt att en kapacitetsmekanism i dagsläget skulle leda till några betydande intäkter för kraftföretagen. Så länge som kärnkraftverken är i drift är ju den svenska effektbalansen stark.

Den andra konsekvensen av utbyggnaden av vind och solkraft är att osäkerheten om framtida regelverk och marknadsförhållanden ökat, vilket är ett

problem för kraftindustrin. På denna punkt skulle ett beslut om att införa, eller att inte införa, en kapacitetsmekanism förmodligen vara gynnsamt för kraftindustrin. Men då bör den närmare utformningen av denna kapacitetsmekanism bestämmas på ett tidigt stadium och därtill vara långsiktigt trovärdig.

#### *Kapacitetsmekanismer i ett konsumentperspektiv*

Givet att vind- och solkraften byggs ut i enlighet med gällande mål och att alternativet är en "energy-only" marknad, så påverkas elkonsumenterna av en kapacitetsmekanism på två sätt. Det ena är att "spikar" i elprisutvecklingen kommer att vara mycket sällsynta. För konsumenter med kontrakt med rörliga priser kan detta ha en märkbar betydelse, men för den stora mängd elkonsumenter med fastpriskontrakt är "load-weighted average" av elpriserna viktigare än priserna under ett fåtal timmar.

Den andra effekten av en kapacitetsmekanism är sannolikt något högre fasta avgifter. En kapacitetsmekanism är ju en sorts försäkring mot leveransavbrott och "prisspikar", och som för alla andra försäkringar måste kostnaden betalas av någon. Närmare bestämt av de slutliga konsumenterna av försäkringen.

Sammantaget är det inte troligt att en kapacitetsmekanism skulle ha stora konsekvenser för flertalet elkonsumenter. För stora elkonsumenter som själva kan vara aktörer inom en kapacitetsmekanism är situationen förstås en annan. Däremot är det sannolikt att ett fortsatt förlitande på en "energy-only" marknad i förening med en omfattande utbyggnad av vind- och solkraft skulle påverka alla elkonsumenter. Med den större volatiliteten i elpriserna och den ökade risken för avbrott är det troligt att både kontraktsformer och beteende på elmarknaden skulle förändras.

Det som kan väntas driva fram nya kontraktsformer är att värdet av flexibilitet i elanvändningen växer i takt med att andelen intermittent kraft i elförsörjningen växer. Hushållens och företagens incitament att genom sitt beteende och med hjälp av ny teknologi kortsiktigt anpassa sin elanvändning till det aktuella knapphetsläget kan påverkas med information. Men detta kan stödjas med kontraktsformer som gör att konsumenterna konfronteras med timvisa elpriser. Som redan nämnts är en möjlighet att ersätta nuvarande fastpriskontrakt med kontrakt som innebär att prissäkringen bara gäller för en viss kvantitet el per timme. Det betyder att konsumenten kan påverka sin elkostnad genom att reagera på höga, eller låga, elpriser och samtidigt vara skyddade mot stora kostnadseffekter av elprisvariationer.

Men elkonsumenterna, särskilt de större elkonsumenterna, kan också reagera på mer volatila elpriser och ökad risk för avbrott genom att göra investeringar i energilagring och/eller i reservkraftaggregat eller andra former av lokal

elproduktion. Detta kan också ske inom ramen för en kapacitetsmekanism i vilken elkonsumenterna och operatörerna av energilagring kan delta.

#### *Kapacitetsmekanismer i systemoperatörens perspektiv*

Det mest sannolika är att en kapacitetsmekanism skulle hanteras av systemoperatören, eventuellt inom ramen för ett regionalt samarbete mellan systemoperatörer. Dock är det troligt att de krav på leveranssäkerhet som är grunden för en kapacitetsmekanism skulle fastställas av någon annan part. Med införandet av en kapacitetsmekanism utökas systemoperatörens ansvar till att gälla både den kortsiktiga och den långsiktiga tillgången på kapacitet i förhållande till efterfrågan på effekt. Det betyder att systemoperatören får ett jämfört med nuläget större inflytande på kraftindustrins investeringar. Hur stor detta inflytande blir beror på hur kapacitetsmekanismen i detalj utformas.

#### *Kapacitetsmekanismer i tillsynsmyndigheternas perspektiv*

Det finns ett antal myndigheter som på olika sätt utövar tillsyn över elmarknaden och kraftindustrin. Här begränsas kommentaren till konkurrensmyndigheten och konkurrenslagen. Den kritiska frågan är om en kapacitetsmekanism bidrar till ökad koncentration på elmarknaden och därmed risken för att något eller några företag missbrukar en dominerande ställning på elmarknaden.

Frågan om marknadsmakt på elmarknaden har funnits med i diskussionen hela tiden efter elmarknadsreformen vid mitten av 1990-talet. Bakgrunden är det faktum att Vattenfall, E.ON och Fortum var för sig och tillsammans har en mycket stor andel av den svenska elmarknaden. Både forskningsprojekt och statliga utredningar har analyserat frågan i detalj men genomgående kommit till slutsatsen att marknadsmakt i allt väsentligt inte är ett problem på elmarknaden. Men denna slutsats bygger helt på att integrationen av de nordiska ländernas elmarknader drivits så långt att de till en mycket betydande del utgör en gemensam marknad och att även de största företagens andel av denna marknad är mindre än 20 procent.

Med en kapacitetsmekanism återuppstår frågan om marknadsmakt. Det är ju sannolikt att de största kraftföretagen på den svenska elmarknaden kommer att vara stora även på en marknad för kapacitet. Huruvida detta leder till problem med marknadsmakt som kan missbrukas beror i hög grad på vilken geografisk utsträckning som kapacitetsmekanismen har. Om den, likt elmarknaden, sträcker sig över hela Norden (utom Island) så kan graden av konkurrens vara tillräcklig. Men om det skulle vara en nationell kapacitetsmekanism så är risken stor för att ett eller några kraftföretag skulle få en dominerande ställning. Detta behöver inte betyda att denna dominerande ställning missbrukas, men det skulle vara något som konkurrensmyndigheten skulle behöva hålla uppsikt över.

## 9 Avslutande reflexioner

Enskilda länder in EU har infört eller är på väg att införa någon form av kapacitetsmekanism. Organisationer som *Eurelectric* anser att sådana mekanismer behövs, men argumenterar bestämt för att dessa bör utformas så att utvecklingen mot en gemensam europeisk marknad för el utan nya hinder skall kunna realiseras. EU-kommissionen verkar dock se kapacitetsmekanismer som ett hinder för denna utveckling och är därför motståndare till införandet av sådana mekanismer i EU-länderna. Enskilda företag ser kapacitetsmekanismer som ett sätt att i en situation med överkapacitet och pressade priser förbättra sin lönsamhet.

Den bild som framträder vid en genomgång av de ledande elmarknadsforskarnas bidrag till diskussionen om kapacitetsmekanismer är att sådana behövs därför att det som krävs för att "energy-only" marknader skall generera tillfredställande leveranssäkerhet inte är politiskt och socialt acceptabelt. Samtidigt ser man många risker med kapacitetsmekanismer. En är att det blir ett överdrivet fokus på leveranssäkerhet med åtföljande alltför stora resursinsatser på just det området samtidigt som man försummar att genomföra lämpliga reformer på nuvarande "energy-only" marknader. En annan är risken för att de kapacitetsmekanismer som införs skiljer sig mellan länderna i så väsentliga avseenden att de riskerar att snedvrider handel och investeringar på elmarknaden och därmed försvårar den fortsatta integrationen av Europas nationella och regionala elmarknader.

Mycket har skrivits om dessa risker, men betydligt mindre har skrivits om hur kapacitetsmekanismer kan och bör utformas för att både fylla sitt syfte och stödja en fortsatt elmarknadsintegration i Europa. En forskargrupp vid DIW Berlin<sup>40</sup> har föreslagit ett system med *strategic reserves* på europeisk nivå, medan organisationerna ACER och *Eurelectric*, som nämnts, angivit relativt detaljerade riktlinjer för en europeisk kapacitetsmekanism. Emellertid finns det mycket mer att göra på denna punkt. Här skulle EFORIS kunna bidra till kunskapsutvecklingen med ett projekt som förhållandevis konkret skulle beskriva en kapacitetsmekanism för den nordiska elmarknaden som både säkerställer önskvärd leveranssäkerhet och samtidigt är förenlig med en effektiv integrerad nordisk elmarknad.

En fråga som då kan belysas närmare rör övergången från nuvarande marknadsorganisation till en ny med en kapacitetsmekanism på plats. Bland annat handlar det om i vilken takt som nya regelverk skall införas och vilka inkomstfördelningseffekter som kan uppstå när ett regelverk byt mot ett annat. Som i många andra fall kan osäkerheten om hur framtida regelverk de facto

---

<sup>40</sup> Se Neuhoff, K. m.fl. (2015).

kommer att fungera vara ett större problem för marknads aktörer än det nya regelverket i sig.

En annan frågeställning som förtjänar att belysas är relaterad till diskussionen i kapitel 5 om den optimala andelen intermittent kraft på en elmarknad. Den studie av Lion Hirth som refererades där avsåg nordvästra Europa, d.v.s. ett område med mycket låg andel vattenkraft i elförsörjningen. Motsvarande studie av den nordiska elmarknaden skulle ge underlag för en välgrundad bedömning av hur omfattande utbyggnaden av vind- och solkraft i realiteten kan väntas bli. En tredje fråga som kan läggas till grund för en studie inom EFORIS rör de finansiella marknadernas utformning och funktion i en situation då den ökade andelen intermittent kraft gör att handeln med el flyttar närmare drifttimmen. Här är frågan om spotmarknaden under dessa omständigheter kan behålla sin roll som "ankare" i den finansiella handeln, d.v.s. den handel som gör det möjligt för aktörerna att skaffa den grad av prissäkring som man önskar. En del av en sådan studie rör elprisernas volatilitet i framtiden och därmed efterfrågan på instrument för prissäkring på kort och lång sikt.

En fjärde fråga som bör utgöra grunden för ett eller flera projekt inom programmet rör efterfrågans kortsiktiga flexibilitet. Det finns såväl teknologiska, beteendevetenskapliga och ekonomisk-institutionella aspekter på denna fråga och därför skäl att överväga flera olika projekt. Det övergripande syftet bör emellertid vara att med ny teknologi och lämpliga kontraktsformer se till att elmarknaden får en fullt fungerande efterfrågesida.

Slutligen måste man konstatera att det skulle vara mycket värdefullt att i samband med analyser av hur kapacitetsmekanismer påverkar elmarknaden ha tillgång till en numerisk modell av den nordiska elmarknaden. Numeriska elmarknadsmodeller har tidigare spelat en stor roll i samband med analyser av konkurrensförhållandena på elmarknaden och effekten av olika styrmedel på elpriser och elanvändning. Men den typ av modell som nu skulle behövas skiljer sig väsentligt från dessa modeller.

Speciellt måste den nya modellen ha en tidsupplösning som gör det möjligt att analysera effekterna kortsiktiga variationer vind- och solkraftproduktionen. Det är inte uppenbart hur en sådan modell skulle utformas. Det betyder dels att detta är ett intressant och utmanande uppdrag för en forskare med lämplig kompetens, dels att det är ett projekt som kräver en insats över ett par års tid. EFORIS kan knappast ta på sig ansvaret att ensam finansiera ett sådant projekt, men skulle kunna initiera en förstudie med syfte att ta fram den grundläggande ansatsen. Om detta blir framgångsrikt, vilket inte är säkert, kan projektet drivas vidare med andra finansiärer.

*Behövs en kapacitetsmekanism på den svenska elmarknaden?*

Till slut är det naturligt att kort reflektera över huruvida en kapacitetsmekanism borde implementeras på den svenska elmarknaden. En första observation är då att en sådan mekanism redan verkar finnas. Den effektreserv ("strategisk reserv") som år 2003 infördes som en övergångslösning skulle finnas fram till 2008. Men efter hand har giltighetstiden förlängts, först till 2011, sedan till 2020 och nyligen till 2025. Det är rimligt att tro att dessa återkommande förlängningar har fått marknadsaktörer att betrakta effektreserven som ett i praktiken permanent inslag på den svenska elmarknaden.

Skillnaden mellan effektreserven och en kapacitetsmekanism är att det inte finns någon explicit norm för graden av leveranssäkerhet inom elproduktionen<sup>41</sup> kopplad till effektreserven och reglerna för att använda denna. Om en sådan norm skulle införas, i så fall sannolikt genom beslut av statsmakterna, så skulle man i praktiken ha infört en kapacitetsmekanism utöver effektreserven. Skälet är att så snart det finns en norm för leveranssäkerhet så måste det finnas en mekanism som gör att de krav som normen innebär kan uppfyllas. Vilken form som denna mekanism skulle ha skulle sannolikt vara en fråga för elmarknadens aktörer.

Mot denna bakgrund bör frågan i rubriken omformuleras. Vad saken gäller är om det i Sverige, eller i Norden, behövs en explicit norm för graden av leveranssäkerhet i elproduktionen. Svaret beror på vad man tror om elmarknadens och dess aktörers incitament och förmåga att själva skapa institutioner för hantering av de utmaningar som en storskalig introduktion av vind- och solkraft innebär. Det är uppenbart att systemet med balansansvar skapar incitament att handla med kapacitet; elhandelsföretag har incitament att försäkra sig om att man kan fullgöra sina åtaganden mot kunderna och elproducenter har incitament att utnyttja de affärsmöjligheter som en ökad efterfrågan på kapacitet innebär. Svaret beror också på hur man ser på risken för att en explicit leveranssäkerhetsnorm skulle driva fram en alltför stor och kostsam kapacitet för elproduktion.

Eftersom det nu finns en effektreserv som begränsar risken för akut brist på el under perioder med hög efterfrågan synes den pragmatiska lösningen vara att vänta och se. Närmare bestämt att vänta och se i vilken mån som ökad flexibilitet i elanvändningen och "endogen" utveckling av handel med kapacitet kan lösa de problem som en hög andel intermitterande kraft kan medföra.

---

<sup>41</sup> Det finns inte heller någon explicit norm för elnätets leveranssäkerhet.

## 10 Litteratur

Cramton, P., A. Ockenfels och S. Stoff, "Capacity Market Fundamentals", *Economics of Energy & Environmental Policy*, Volume 2, Issue 2, September 2013, ss.27-46.

Hirth, L. "The Optimal Share of Variable Renewables", *The Energy Journal* Vol. 36, No 1, January, 2015, ss.149-184.

Joskow, P. "Symposium on Capacity Markets", *Economics of Energy & Environmental Policy*, Volume 2, Issue 2, September 2013.

Mulder, M. och B. Scholtens, "The impact of renewable energy on electricity prices in the Netherlands", *Renewable Energy*, 57, 2013, ss. 94-100.

Neuhoff, K., J. Diekmann, F. Kunz, S. Rüster, W.P. Schill och S. Schwenen, "A Coordinated Strategic Reserve to Safeguard the European Energy Transition", DIW Berlin, Discussion Papers 1495, 2015.

Newbery, D. "Missing Money and Missing Markets: Reliability, Capacity Auctions and Interconnectors", EPRG Working Paper 1508. Cambridge Working Paper in Economics 1513, 2015.

Pérez-Arriaga, I. ed., *Regulation of the Power Sector*, Springer, London, 2013.

Riesz, J., J. Gilmore och I. MacGill, "Assessing the viability of Energy-Only Markets with 100 % Renewables: An Australian National Electricity Market Case Study", under publicering i *Economics of Energy & Environmental Policy*, Vol. 5, No 1, 2016.

Sioshansi, F.P. och W. Pfaffenberger, eds., *Electricity Market Reform. An international perspective*, Elsevier, 2006.

Spees, K., S.A. Newell och J. Pfeifenberger, "Capacity Markets – Lessons Learned from the First Decade", *Economics of Energy & Environmental Policy*, Volume 2, Issue 2, September 2013, ss. 1-26.

Tangerås, T., "Equilibrium capacity reserves in a multinational electricity market – Some preliminary results", IFN, November, 2015 a.

Tangerås, T., "Renewable Electricity Policy and Market Integration", *The Energy Journal*, Volume 36, Number 4, October, 2015 b, ss.331-353.

ACER, "Capacity Remuneration Mechanisms and the Internal Market for Electricity", July, 2013.

Eurelectric, "A reference model for European capacity markets", March 2015.



London Economics, "The Value of Lost Load (VoLL) for Electricity in Great Britain", Final report for OFGEM and DECC. July 2014.

Svenska kraftnät, "Nätutvecklingsplan 2016-2025", September, 2015.

## MOT EN INTEGRERAD EUROPEISK MARKNAD FÖR EL?

En vanlig bedömning bland de som forskar om elmarknader är att de kapacitetsproblem som följer med en hög andel vind- och solkraft kan lösas på de "energy only" elmarknader som finns i Sverige och övriga nordiska länder. Det förutsätter att såväl elkonsumenter som tillsynsmyndigheter och det politiska systemet kan acceptera perioder med mycket höga elpriser. Men det är en lika vanlig bedömning att så inte är fallet.

Den här rapporten förordar en vänta-och-se strategi för Sverige. Motivet är dels att införandet av en kapacitetsmekanism är ett stort ingrepp i en elmarknad som hittills fungerat mycket väl. Ett annat skäl är att den befintliga effektreserven tillsammans med den goda tillgången på kapacitet i vattenkraftverk gör att den försvagning av den svenska effektbalansen som en utbyggnad av vind- och solkraft väntas medföra inte är överhängande.

### Ett nytt steg i energiforskningen

Energiforsk är en forsknings- och kunskapsorganisation som samlar stora delar av svensk forskning och utveckling om energi. Målet är att öka effektivitet och nyttiggörande av resultat inför framtida utmaningar inom energiområdet. Vi verkar inom ett antal forskningsområden, och tar fram kunskap om resurseffektiv energi i ett helhetsperspektiv – från källan, via omvandling och överföring till användning av energin. [www.energiforsk.se](http://www.energiforsk.se)