



Övergripande drivkrafter för efterfrågefleksibilitet

Hinder, möjligheter och alternativa utvecklingsvägar

Elforsk rapport 12:73



SwecoEnerguide
Peter Fritz

Maj 2013

ELFORSK

Övergripande drivkrafter för efterfrågefleksibilitet

Hinder, möjligheter och alternativa utvecklingsvägar

SwecoEnergiguide
Peter Fritz

May 2013

Innehåll

1	Sammanfattning	5
2	Inledning och uppdraget	11
3	Reglering – en fråga om flexibilitet och kapacitet	1
3.1	Flexibilitet.....	1
3.2	Tillräcklig kapacitet i systemet	5
3.2.1	Nuvarande effektsituation	5
3.2.2	Förutsättningar att investera i topplastkapacitet	7
3.3	Utvecklingen fram till 2030	8
4	Olika kundgruppers förutsättningar att förändra förbrukningsprofil	11
4.1	Industrier och stora fastigheter (1000-tals MW)	11
4.2	Elvärme i småhus (1000-tals MW)	11
4.3	Övriga kunder	12
5	Hinder	13
5.1	Koordinering	13
5.1.1	Producenter	13
5.1.2	Balansansvarig elleverantör	14
5.1.3	Elleverantör (kan vara den samma som balansansvarig elleverantör)	14
5.1.4	Nätbolag	15
5.1.5	Systemansvarig myndighet	16
5.1.6	Sammanfattning.....	18
5.2	Efterfrågefleksibilitet och elspot.....	19
5.3	Blir det verkligen volatila priser?	20
6	Framtida modeller	22
6.1	Affärsmodell 1 Elleverantörsmodellen	22
6.2	Affärsmodell 2 "nätbolagen balansansvariga"	25
6.3	Affärsmodell 3 – kapacitetsmarknader	27

1 Sammanfattning

Den starka trenden mot ett fossilfritt elsystem kommer att förändra förutsättningarna för den nordiska elmarknaden. Hur stora förändringarna blir beror dels på vilka subventioner som kommer att ges till sol och vindkraft och dels på vad som händer med kärnkraften i Norden. När nuvarande kondensproduktion ersätts med varierande sol- och vindkraft ökar kostnaderna för att löpande upprätthålla balansen mellan produktion och användning. Nuvarande system är i princip byggt för att hantera variationer i förbrukning, inte variationer i förbrukning plus variationer i sol och vind. Behovet av kraftverk som används sällan kommer också att öka. Det krävs redan i dag subventioner (effektreserven) för att förhindra nedläggning av kraftverk som främst behövs när det är riktigt kallt. Även detta behov kommer att öka i takt med att sol och vind ersätter nuvarande kraftverk. Eftersom marknadens aktörer inte är skyldiga att

vare sig delta i reglerarbetet eller investera i kraftverk med få förväntade drifttimmar, kommer det att krävas mer varierande priser för att åstadkomma en fortsatt hög leveranssäkerhet. Frågan i denna studie är vilka förutsättningar det finns för att elkunderna ska kunna bidra positivt till regleringen av elsystemet.

Under perioder med höga spotpriser ser vi att många industrianläggningar väljer att dra ner produktionen när priset är som högst. Studier visar att kapaciteten inom detta segment är minst 2 000 MW. Även mindre elkonsumenter har i dag möjlighet att få timvis mätning och konsumenter med värmepumpar erbjuds styrutrustning som möjliggör optimering mot spotpriser och nättariffer med bibehållen komfort. Den stora vinsten i med dessa system är emellertid inte prisoptimering utan energieffektivisering och ökad trygghet. Om introduktionen av dessa system blir framgångsrik kommer en betydande reglerresurs ställas till marknadens förfogande. Olika fältförsök har visat att en miljon elvärmda hushåll har en reglerkapacitet på minst 2 000 MW upp eller ner vid 0 graders utomhustemperatur och mer när det är kallare.

Att elanvändarebidrar till balanseringen av elsystemet är i grunden positivt då det minskar risken för marknadsmakt och stabiliserar elpriserna. Det är t.o.m. nödvändigt att det finns en viss priskänslighet hos kunderna för att marknaden över huvud taget ska fungera, då det i praktiken är omöjligt att få lönsamhet i kraftverk som förväntas användas väldigt sällan. Problemet är att marknadens regelverk och institutioner inte är anpassade för att på ett effektivt sätt utnyttja denna nya resurs.

- För elleverantörerna innebär priskänsliga kunder att det blir svårare att planera inköp och risken

för att behöva köpa/sälja dyr balanskraft ökar.

Känsla för storheter

Variationer i efterfrågan mellan en vinterdag och en vinternatt är ca 6 000 MW

Variationer i 30 TWh vind (en fyrdubbling av nuvarande kapacitet) är ca 11 000 MW

Svenska vattenkraften klarar att variera ca 10 000 MW mellan dag och natt

Maximal export eller import är ca 5000 MW

Under anstängda lägen kan det räcka med att flytta några 100 MW för att helt undvika effekttoppar eller för att skapa nya

Den svenska effektreserven är i dag 1700 MW.

Om vi ersätter 20 TWh kondensproduktion med vindkraft försämras effektbalansen med ca 1 800 MW.

- För systemoperatören innebär större obalanser ökade risker och större behov av dyra reserver.
- Marginalerna inom elhandel är låga och kunderna efterfrågar enkla lösningar, vilket gör det är svårt att introducera nya avtalsmodeller och komplexa tjänster.
- Med nuvarande lagstiftning och prisreglering saknar nätägarna ekonomiska drivkrafter att engagera sig i att styra sina kunder på ett effektivt sätt. Nuvarande regler kring tariffsättning är också ett hinder.
- Kunderna i sin tur möter en otydlig och svårbegriplig marknad med många aktörer.

Att bara fortsätta på inslagen väg med mindre justeringar i marginalen fungerar inte om efterfrågefleksibilitet ska bli ett verkligt alternativ till att investera i utbyggnad och/eller mer produktion.

I studien har vi skissat på tre modeller som alla ger förbättrade möjligheter till ökad efterfrågefleksibilitet. En där elleverantören får en stärkt roll, en där nätägaren får en stärkt roll och en där en kapacitetsmarknad införs. Alla tre modellerna innebär ganska stora förändringar jämfört med den marknad vi känner idag.

Oberoende av modell är det några fundamentala aspekter som måste beaktas

1. För att elkonsumenternas tillvaro inte skall kompliceras alltför mycket är det viktigt att dessa får endast en kontaktpunkt. Denna enda kontaktpunkt kan antingen vara elleverantören eller nätägaren.
2. Efterfrågefleksibilitet måste komma med i prisbildningen i elspot. Det är inte acceptabelt att kunderna bestämmer sig för hur man ska styra sin anläggning efter det att spotpriserna är satta. Nuvarande modell bygger på att de balansansvariga ska förutse kundernas agerande när buden till elspot läggs, men tyvärr finns det ingen möjlighet för de balansansvariga att klara detta vid de tillfällen det är viktigast, d.v.s. när systemet är som mest ansträngt. Hur det i stället ska gå till finns i dagsläget inga bra svar på. Det ligger dock i farans riktning att det kommer att krävas ytterligare regleringar. Två förändringar krävs; dels att nya budregler införs på spotmarknaden, dels måste de balansansvariga genom lagstiftning eller avtal ges direkt kontroll över hur flexibilitet i kundernas anläggningar används. Det är tyvärr svårt att se hur en decentraliserad lösning skulle se ut.
3. Nätägarna måste ges tydligare incitament att utnyttja kunders flexibilitet när näten optimeras.

Modell 1 Elleverantören ges en stärkt roll

I denna modell har elanvändare endast kontakt med elleverantörer. Fördelen med att ge elleverantörer en stark roll är att elanvändare kan byta elleverantör om de inte är nöjda. Den uppenbara nackdelen är att elleverantörer inte har någon kontroll över eller ansvar för den fysiska leveransen. Det krävs också en hel del administration för att ge elleverantörer det underlag som krävs för att kunna planera sina inköp och fakturera kunder utspridda över landet.

Väljer man denna modell är det rimligt att ge elleverantören maximal frihet att utforma erbjudandet till kunden. Det betyder att elleverantören betalar nättariffer för sina kunder och kan välja fritt hur dessa kostnader skall exponeras i erbjudandet till kunderna. Om nätägaren vill vara säker på att påverka elanvändarna i sitt nät måste denne antingen försöka påverka elleverantörerna via avgiftsstrukturen eller teckna direkta avtal med leverantören. En utveckling mot lokala marknadsplatser för effekt är tänkbar förutsatt att nätägarna har incitament att efterfråga en sådan produkt.

Modell 2 Nätbolagen övertar rollen som balansansvariga

Logiken med denna modell är att kundflexibilitet har potential att bli en viktig del av framtidens "smarta nät" d.v.s. i arbetet med att optimera såväl driften av som investeringar i framtidens lokala nät. I dessa nät kommer det att finnas lokala vindkraftverk, större solkraftsanläggningar, elenergilagrar, samt många fler elkonsumenter med egen mikroproduktion. Om efterfrågefleksibilitet ska bli en del av lösningen måste nätbolagen ges en större roll än i dag.

I denna modell har elanvändare kontakt endast med det nätbolag man är ansluten till. Bolaget köper in el till sina kunder på spotmarknaden och man är också balansansvarig för sina kunder. Elanvändare betalar spotpriset plus ett administrativt påslag. Nätägaren blir i denna modell ensam ansvarig för elkonsumentens hela "fysiska leverans". Modellen är administrativt enkel eftersom det mesta av informationen hanteras lokalt. Ytterligare en fördel är att om nätbolagen är balansansvariga kan deras balans övervakas i realtid med några få mätpunkter, vilket ger förutsättningar för att de verkligen kan handla sig i balans före leveranstimman då Svenska Kraftnät tar över balansansvaret. Om elanvändarna vill prissäkra sina leveranser gör mandet med en från nätbolagen fristående aktörer. Prissäkringarna avräknas finansiellt och kräver ingen förbrukningsdata.

Det starkaste argumentet mot denna modell är att en reglerad part får ett så stort inflytande över utvecklingen. Det kan med fog ifrågasättas om det över huvud taget är möjligt att utforma en reglering som ger nätföretagen incitament att agera samhällsekonomiskt optimalt.

Modell 3 Kapacitetsmarknader

Nuvarande elmarknadsmodell bygger i grunden på att alla investeringar i produktion eller flexibel förbrukning kan motiveras utifrån de förväntade spotpriserna. Detta sätt att organisera elmarknaden brukar kallas Energy Only marknad. Ett annat sätt att organisera marknaden utgår från tanken att all installerad kapacitet har ett värde och får betalt oberoende av om den används eller inte. Erfarenheter från bl.a. USA visar att

efterfrågefleksibilitet har goda förutsättningar att konkurrera med elproduktion på marginalen i dessa kapacitetsauktioner.

Att efterfrågefleksibilitet har goda möjligheter att konkurrera med elproduktion som förväntas användas sällan gäller i princip alla former av kapacitetsmarknader. Anledningen är att det normalt krävs rätt små investeringar för att kunna styra elanvändarnas förbrukning, vilket gör att buden kan hållas rimligt låga. Om det däremot inte betalas ut någon kapacitetsersättning alls- som på Energy Only marknaden – blir det betydligt svårare att motivera en investering, även om den är låg. Det är betydligt lättare att betala en elanvändare i förväg för rätten att få styra dennes anläggning jämfört med att utlova en ersättning utifall att priserna blir så höga att det faktiskt bli aktuellt att styra. Detta är bakgrunden till att företag som specialiserar sig på att jobba med att kontraktera elanvändare och att vidareföra efterfrågefleksibilitet (s.k. Aggregatorer) kan utvecklas på elmarknader med utvecklade kapacitetsmarknader, men har hittills haft det svårare på Energy Only marknader.

Man måste dock komma ihåg att en kapacitetsmarknad inte är ett universalmedel för att få in efterfrågefleksibilitet. Det är inte helt lätt att utforma regler för en kapacitetsmarknad som medger att förbrukning och produktion konkurrerar på lika villkor och svårigheterna att optimera efterfrågeresponsen med hänsyn till både marknad och elnät blir inte självklart mindre bara för att en ny marknad införs. Det är inte heller osannolikt att en fördjupad analys kommer att leda till slutsatsen att det kommer att krävas att en central aktör tar ett övergripande ansvar för den kortsiktiga planeringen av systemet.

Slutsats

Idag vet vi att det finns en stor teknisk potential till efterfrågefleksibilitet. Om utbyggnaden av vindkraft och solkraft fortsätter att öka kraftigt vet vi också att efterfrågefleksibilitet kommer att kunna konkurrera med reglering i befintliga kraftverk och sannolikt också i vissa fall med investeringar i ny topplastproduktion samt investeringar i nät. Ett problem är att nuvarande reglering inte driver utvecklingen framåt särskilt snabbt eftersom de centrala aktörerna - elleverantörer och nätägare - ofta har mer att förlora på ökad efterfrågefleksibilitet än de har att vinna. Ett annat problem är att de nödvändiga förändringarna i flera fall innebär minskad frihet för aktörerna och mer detaljreglering. Åtgärder för att säkerställa att efterfrågefleksibilitet kommer med i prisbildningen på elspot är ett exempel, kapacitetsmarknader är ett annat.

En svårighet är krav på en anpassning av regelverken kring elmarknaden just nu kommer från många håll samtidigt, exempelvis för att skapa en gemensam nordisk slutkundsmarknad, och för att införa EU:s Target Model till 2014. Ett annat hot är diskussionerna om att införa månadsvis, eller t.o.m. årsvis nettodebitering av fastigheter med egen produktion eftersom sådan debitering går tvärs emot ambitionerna att fler elkonsumenterska få timvis mätning och avräkning.

Det som är positivt är att det händer mycket på tekniksidan när det gäller styrning och övervakning, samtidigt som allt fler elkonsumenter faktiskt får möjlighet till timvis mätning och avräkning. Utvecklingen kommer att drivas

av elkonsumenterna och aktörerna på elmarknaden, och inte som hittills från politiker och regleringsmyndigheter. Det är också positivt att behovet av efterfrågeflexibilitet växer relativt långsamt, vilket gör att det finns tid för erfarenhetsåterföring. Det finns således inte något behov att rusa in i ett kraftfullt reformarbete just nu. Däremot är det viktigt att ställa realistiska förväntningar på vad denna resurs kan ge inom ramen för nuvarande regelverk och att ha en beredskap att genomföra nödvändiga förändringar.

2 Inledning och uppdraget

Det finns stora förväntningar på att elkonsumenter i framtiden i allt högre grad skall bidra till att balansera elsystemet. Orsaken är naturligtvis den starka politiska ambitionen i Europa att ställa om till mer förnybara kraftkällor som vind och sol. För båda dessa produktionskällor gäller att de inte är styrbara på samma sätt som konventionella kraftverk. Från ett system där produktionen följer förbrukningen är förhoppningarna att vi ska gå mot en situation som, åtminstone delvis, innebär att förbrukningen följer produktionen.

Detta är i sig inget nytt på elmarknaden. Vissa kunder har tidsdifferentierade nättariffer som uppmuntrar till att använda mer el under nätter och helger och mindre under dagtid vardagar. Stora elkonsumenter har ofta spotpriskopplade elavtal. Det nya och utmanande är att efterfrågefleksibilitet förväntas bli en omfattande och pålitlig resurs i marknaden som inte bara påverkar driften av elsystemet marginellt, utan som har en fundamental påverkan på dimensioneringen av såväl nät som produktionsresurser.

Om detta skall bli verklighet måste ett antal förutsättningar vara uppfyllda;

1. Den viktigaste förutsättningen är förstås att det inte är för dyrt (verkliga eller upplevda kostnader) för kunderna att delta i regleringen av systemet. De ekonomiska vinsterna måste vara tillräckliga för att kompensera kunderna för uppoffringen i form av tid, pengar eller komfortförluster. Alternativet till att kunderna ska delta i regleringen av systemet är att hålla större produktionsreserver, reglera övrig produktion hårdare samt att bygga ut näten ytterligare. Om det är billigare att bygga ut produktionsapparaten och investera i mer nät håller inte hypotesen att kunderna ska vara med att reglera systemet.
2. Förutsatt att det första villkoret är uppfyllt, d.v.s. att det finns en betydande lönsam reglerpotential på efterfrågesidan, så är nästa villkor att elmarknadens regelverk är utformade på ett sätt som gör att denna potential verkligen realiseras.

I denna rapport avser vi att belysa båda dessa frågeställningar.

Uppdraget innebär att identifiera vilka de övergripande drivkrafterna är när det gäller framtida priskänslighet hos elanvändarna och vad som kan komma att innefattas under begreppet "flexibla kunder" och vilken roll kunderna kan komma att spela i optimeringen av systemet på kort och lång sikt

För att förstå hur slutkundsmarknaden kan vara en del av lösningen måste både hinder och möjligheter tydliggöras och alternativa utvecklingsvägar beskrivas. I detta ingår också att identifiera vilka aktörer som drar nytta av utvecklingen och vilka som kommer sämre ut.

Nästa steg är att diskutera möjliga strategier, affärsmodeller, finansieringsmodeller, styrmedel, regelverksfrågor samt möjligen också tidtabeller.

3 Reglering – en fråga om flexibilitet och kapacitet

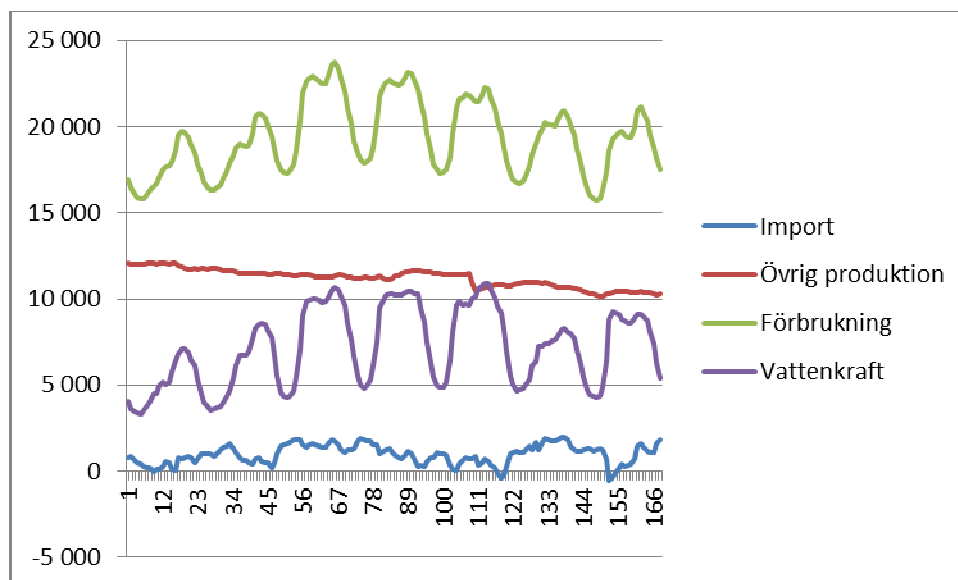
Regleringen av elsystemet handlar dels om att ha tillräcklig flexibilitet i systemet för att möta variationer i efterfrågan och oreglerbar produktion, och dels att ha tillräckliga resurser för att möta den maximala efterfrågan. Vidare finns det en tidsaspekt vad avser flexibilitet – vissa produktionsanläggningar behöver lång framförhållning för att variera produktionen medan andra går att variera nästan momentant.

3.1 Flexibilitet

I Norden har vi fördelen av att ha stora vattenkraftresurser som är mycket reglerbara. I Sverige har vi en maximal produktionskapacitet på ca 14 000 MW vattenkraft och inom en timme kan produktionen variera med upp mot 3,500 MW upp eller ner. Att reglera med vattenkraft är inte gratis eftersom man förlorar både verkningsgrad och ökar slitaget på anläggningarna, men i jämförelse med att reglera med andra kraftverk är det billigt.

Hur den svenska vattenkraften används för att möta variationer i förbrukningen syns tydligt i bilden nedan. Exemplet är hämtat från den första veckan i januari 2011.

Bild 1 Vattenkraft används för att reglera ut förbrukningsvariationer. 1-7 januari 2011.

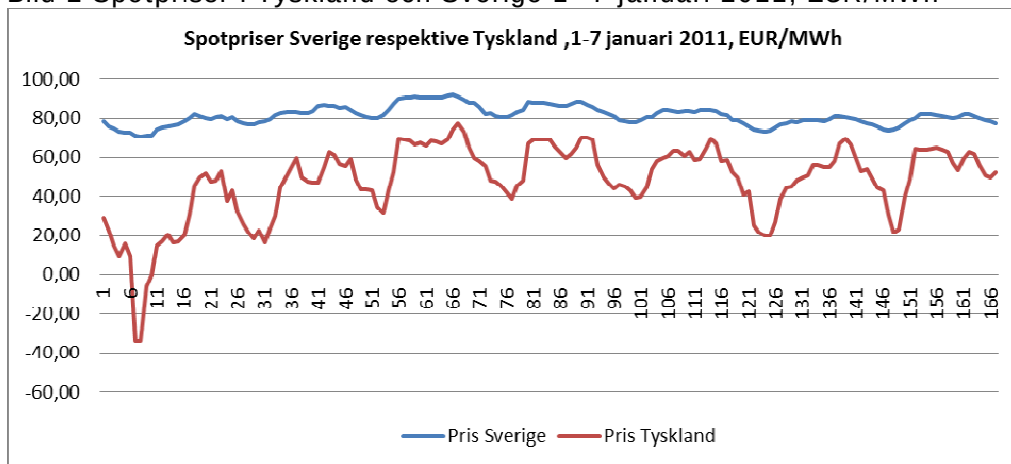


Källa: Data från SvK.se

Av bilden framgår att övrig produktion i Sverige körs relativt stabilt. Vi ser också att nettoimporten denna vecka uppvisar vissa variationer, men att dessa inte har något tydligt samband med förbrukningsvariationerna.

Kostnaderna för reglering avspeglas i prisvariationerna på spotmarknaden. Trots de stora variationerna i förbrukning och det stora reglerarbete vattenkraften åstadkommer är prisvariationerna förhållandevis små. Detta framgår av nästa bild. Här kan vi också jämföra priserna i Sverige med de tyska priserna. Som framgår av bilden är det betydligt dyrare att reglera i Tyskland än i Sverige.

Bild 2 Spotpriser i Tyskland och Sverige 1- 7 januari 2011, EUR/MWh



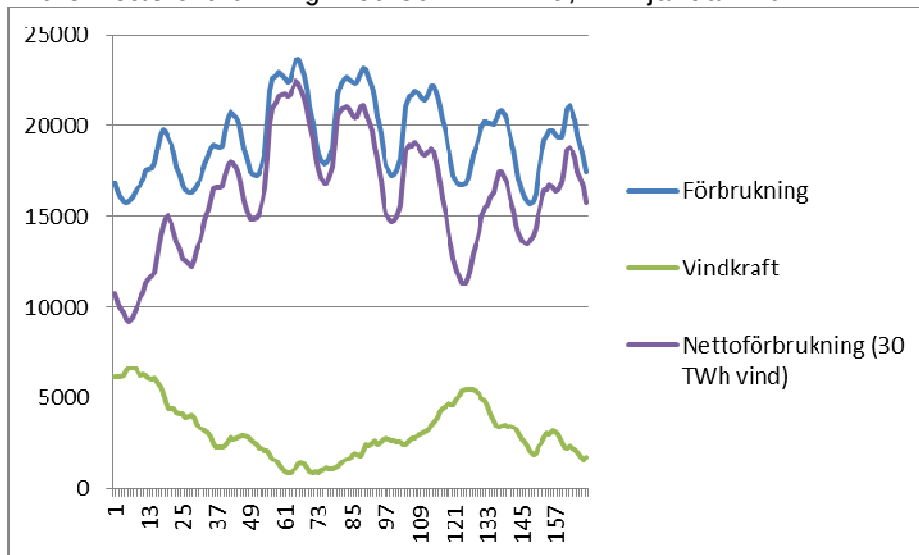
Källa: data från Nordpool Spot och EEX

Ett sätt att beskriva volatiliteten i spotpriserna är att räkna fram ett s.k. profilpåslag. Profilpåslaget är skillnaden mellan ett volymvägt spotpris och ett genomsnittligt pris utan hänsyn till konsumerad volym. Beräknat för hela Sveriges uttagsmönster var profilpåslaget 1 EUR/MWh 2009, 2,7 EUR/MWh för 2010 och 1,9 EUR/MWh för 2011. Detta är också skillnaden mellan vad ett kraftverk som producerar helt jämt över året och ett kraftverk som följer kundernas uttagsmönster får betalt.

Det är ganska klart att de relativt små prisskillnader inom dygnet som vi har i dag inte kommer att leda till några betydande investeringar i efterfrågefleksibilitet. En viktig fråga är således att analysera i vilken utsträckning denna situation kommer att bestå, eller om vi kan förvänta oss större variationer inom dygnet i framtiden. I princip är det två faktorer som är avgörande för utvecklingen – den ena är utbyggnaden av transmissionssystemet och den andra är utbyggnaden av intermittent produktion i Norden (vind och sol). Utbyggnad av transmissionsnätet innebär att Nordiska producenter kan dra nytta av prisvolatiliteten i exempelvis Tyskland genom att sälja mer kraft när priserna är höga, vilket också ökar volatiliteten i de svenska priserna. Utbyggnaden av intermittent produktion innebär att den reglerbara produktionen behöver reglera ut både variationer i förbrukning och variationer i intermittent produktion.

I bilden illustrerar hur nettoförbrukningen skulle sett ut första veckan i januari 2011 om vindkraften varit utbyggd motsvarande en årsförbrukning på ca 30 TWh. Vad vi gjort är att utgå från den faktiska vindkraftproduktionen 2011 och sedan räknat upp denna med en faktor 4.

Bild 3 Nettoförbrukning med 30 TWh vind, 1–7 januari 2011.



Källa: Data från SvK.se

Det ökade reglerbehovet som ökad användning av vindkraft medför kan i princip hanteras på fyra olika sätt

1. Vattenkraften regleras annorlunda (mera),
2. värmekraften används för reglering,
3. utrikeshandeln förändras, och
4. flexibel efterfrågan bidrar till reglering

I verkligheten förväntas det ökade reglerbehovet hanteras genom en kombination av dessa fyra. Oberoende av hur reglerbehovet tillfredsställs kommer att krävas ytterligare prisvolatilitet för att motivera ett annat beteende hos aktörerna på marknaden.

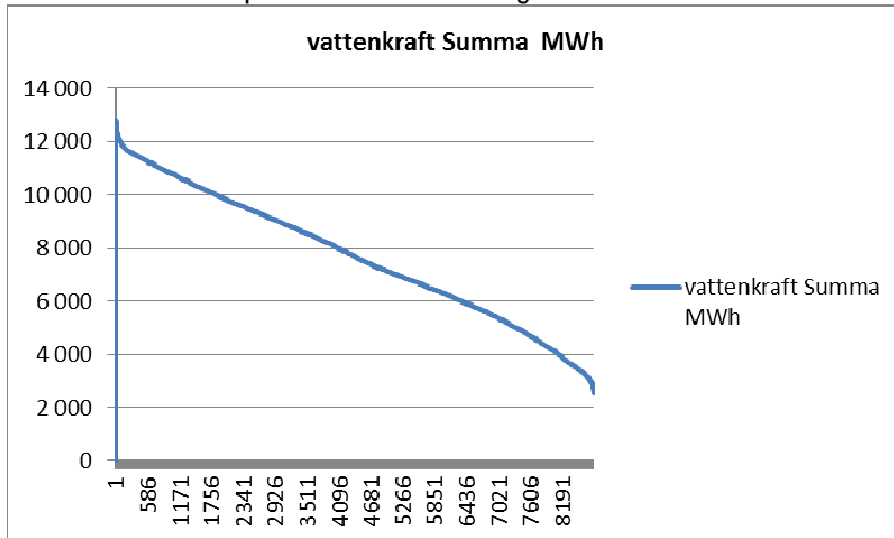
Möjligheten att öka regleringen i vattenkraften.

Om vi börjar med vattenkraftens reglerförmåga så vet vi att den är stor. Bilden nedan visar hur vattenkraften användes under 2011 i form av ett s.k. varaktighetsdiagram. Bilden visar att den maximala produktionen under en timme 2011 var 12 800 MW och den lägsta produktionen var 2 500 MW. Den högsta produktionen var i december och den lägsta i juli. Reglerkapaciteten är således maximalt ca 10 000 MW¹. Det som också påverkar hur mycket vatten som kan produceras är efterfrågan i norra Sverige. Är efterfrågan i norr hög kan vattenkraften också producera mycket utan att näten från norr till söder

¹ Nivån i magasinen och tillrinningen påverkar också vattenkraftens reglerbarhet. Vid stor tillrinning och/eller fyllda magasin ökar den minsta möjliga produktionen och vid låga magasin är den maximala produktionsförmågan reducerad.

överlastas. Även om vattenkraften är en lättreglerad resurs finns det trögheter som måste beaktas. Exempel på trögheter är att det tar tid från att vatten släpps på i ett kraftverk överst i älven tills det når kraftverk längre ner. Förändringar inom en timme är maximalt ca 3 500 MW och under en period på 4 timmar maximalt ca 6 500 MW. Det finns också framtida hot mot vattenkraftens reglerförmåga. EU:s vattendirektiv som nu är på väg att implementeras i svenskt regelverk kan komma att innebära begränsningar.

Bild 4 Vattenkraftproduktionen i Sverige under 2011



Källa: Data från SvK.se

Vindkraften varierade under 2011 med ca 2 200 MW och uppräknat till en 30TWh produktion innebär det ca 11 000 MW. Detta räkneexempel indikerar att vattenkraften inte ensamt kan reglera ut variationer i vindkraft om maximal reglerförmåga i vattenkraften är 10 000 MW. Till detta kommer också förbrukningsvariationer som under ett vinterdygn uppgår till ca 6 000 MW. Det bör dock tilläggas att variationer i vindkraftsproduktion ofta är betydligt mindre. Under den första januariveckan 2011 som används som exempel i bild 1-3 var variationerna "bara" knappt 700 MW och uppräknat till 30 TWh ca 3 500 MW.

Ett särskilt problem kommer att bli reglering under perioder med hög vindkraftproduktion och låg förbrukning. Med 2011 års väder och förbrukning samt 30 TWh vindkraft skulle det ha varit ca 20 timmar då nettoförbrukningen understeg vattenkraftens lägsta möjliga produktion. I verkligheten uppstår dessutom stabilitetsproblem när andra kraftverk behöver reglera ner kraftigt.

Reglering med värmekraft

Till skillnad från vattenkraft innebär det normalt betydligt högre kostnader att reglera med värmekraft. Det handlar om start och stoppkostnader, verkningsgradsförluster och inte minst utebliven intäkt när kraftverket står stilla. Alla dessa faktorer leder till betydligt mer volatila priser, som exemplet från Tyskland visar (bild 2). En särskild omständighet i Sverige är att

kärnkraften lämpar sig mindre bra för reglering även om det finns exempel på tillfällen när kärnkraften har använts för dygnsreglering. I en studie från Elforsk (Elforsk 2012:71) menar man emellertid att vid en väl förberedd lastföljning (reglering) tillkommer mycket små extra kostnader. De områden som undersökts är slitage, underhåll, personal, bränslekostnader och drift av anläggningen.

Import export

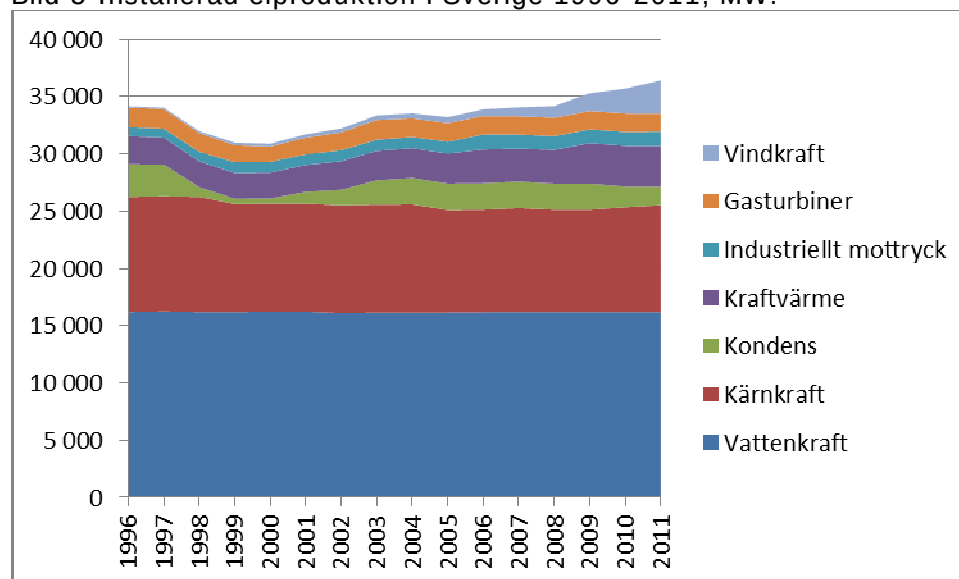
Sverige har en betydande handelskapacitet med grannländerna. År 2011 var den maximala nettoimporten under en timme över 5 000 MW och den maximala nettoexporten över 3 000 MW. År 2012 var motsvarande siffror en maximal export på 5 800 MW och en maximal import på 4 700 MW. Den fysiska handelskapaciteten är ca 9 000 MW d.v.s. betydligt större än dessa värden, men eftersom behoven vid en och samma tidpunkt ser olika ut i grannländerna utnyttjas i praktiken aldrig den fulla kapaciteten för import eller export samtidigt.

3.2 Tillräcklig kapacitet i systemet

3.2.1 Nuvarande effektsituation

Dagens elsystem har i grunden formats under helt andra betingelser än de som råder i dag. Investeringar i produktion har skett i skydd av monopolliknande strukturer. En stark underliggande drivkraft för producenterna har varit att skapa ett leveranssäkert system. Trots att vi haft en avreglerad elmarknad i Norden i mer än 15 år kvarstår denna grundläggande produktionsstruktur. Den största förändringen som skett är ökningen av vindkraft samt ökningen av kraftvärme och industriellt mottryck. Båda dessa förändringar har skett genom subventioner.

Bild 5 Installerad elproduktion i Sverige 1996-2011, MW.



Källa: Energiläget, Energimyndigheten.

Några år efter avregleringen i Sverige började kraftproducenterna avisera att de avsåg att avveckla de oljekondensanläggningar och gasturbiner som tidigare fungerat som reserver. (Motsvarande diskussion fördes också i Finland). Motivet var att de extremt få förväntade drifttimmarna inte motiverade att hålla anläggningarna redo för produktion. Detta ledde till en intensiv diskussion om vem som egentligen bär ansvaret för att det finns tillräckligt med kapacitet i systemet för att klara även de kallaste dagarna. Slutsatsen av diskussionen var att varken systemoperatören Svenska Kraftnät, ägarna till produktionsanläggningarna, eller någon annan ensamt bär detta ansvar. Det som skall säkerställa en hög leveranssäkerhet är en väl fungerande prisbildning och tydliga ekonomiska konsekvenser om man som kund eller leverantör inte har försäkrat sig mot höga spotpriser när det blir problem i elförsörjningen. Den pragmatiska lösningen blev en tillfällig lag som innebar att Svenska Kraftnät fick i uppdrag att upphandla upp till 2000 MW i effektreserv, men att denna inte fick användas på ett sätt som tar bort motivationen för aktörerna att försäkra sig mot höga spotpriser, exempelvis genom att teckna avtal eller investera i s.k. topplastanläggningar. Tanken var också att de upphandlade effektreserverna successivt skulle trappas ner och på sikt ersättas med marknadsdriven kundflexibilitet d.v.s. prismodeller och styrsystem som leder till att kunderna tackar nej till att köpa el när priserna blir höga.

Den första riktiga prövningen av den nordiska elmarknaden skedde vintern 2010/2011. Under vintern var det omfattande produktionsstörningar i svensk kärnkraft i kombination med sträng kyla. Detta drev upp priserna på den svenska elmarknaden till nivåer som tidigare bara förekommit under enstaka timmar.

En viktig lärdom av denna vinter var att ytterligare kundflexibilitet skulle ha underlättat försörjningssituationen under vintern väsentligt. Analyser som genomförts av Sweco² pekar på att kostnaderna för kundkollektivet skulle kunna ha minskat med 1,7 miljarder bara under de 11 dygn med de högsta priserna, förutsatta att system för timvis mätning varit utbyggda och nya tariffmodeller och/eller styrteknik varit implementerade hos landets elvärmekunder.

Svenska Kraftnät och övriga Nordiska systemoperatörer går igenom effektsituationen inför varje vinter. För vintern 2011/2012 fann SvK att mängden tillgänglig kapacitet söder om snitt 2 (söder om Dalälven) uppgick till endast ca 1000 MW under den timme som förbrukningen var som högst (3 februari klockan 09-10). I denna beräkning ingår en bedömning av importmöjligheter. Utöver dessa 1000 MW fanns ca 1300 MW snabb störningsreserv. Värt att notera att förbrukningen denna timme var 26 000 MW, vilket är 1000 MW lägre än toppnoteringen som inföll 5 februari 2001.

² Systemeffekter av timvis mätning, en rapport för Näringsdepartementet, Sweco 2011-12-30

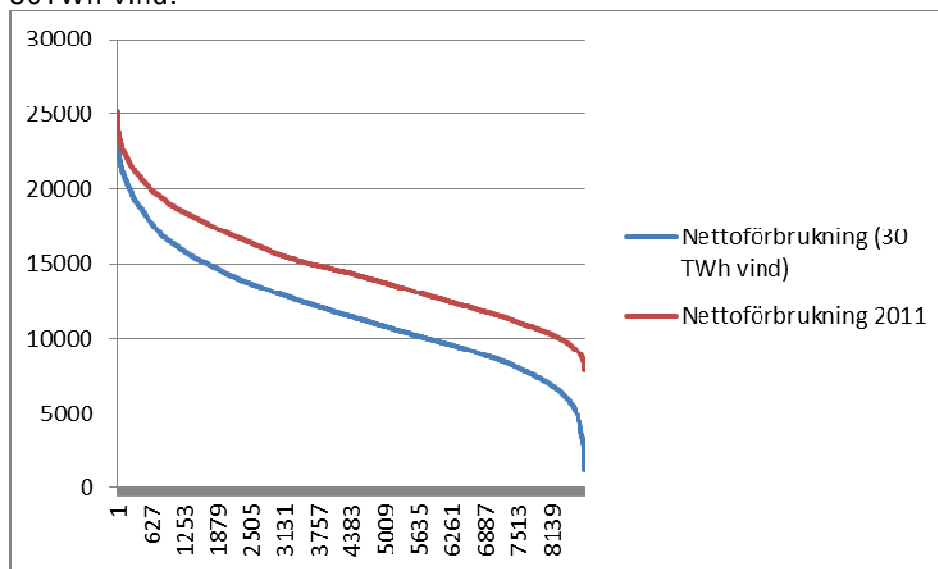
3.2.2 Förutsättningar att investera i topplastkapacitet

För att motivera producenter att variera sin produktion och bidra till regleringen av systemet måste elpriserna variera. Varierande priser är också helt avgörande för att producenter ska vara intresserade av att investera i kraftverk som inte används så ofta. Utan variationer i priserna skulle producenter välja att producera så jämnt som möjligt och produktionsapparaten skulle dimensioneras för denna jämna produktion.

Rent teoretiskt är det ganska enkelt att visa att det i genomsnitt krävs ett ganska stort antal timmar med ordentligt ansträngd kraftbalans och höga priser för att det ska vara lönsamt att investera i topplastanläggningar. Vi antar att årskostnaden för en gasturbin är 400 konor per kW och den rörliga kostnaden när den körs är 1 krona per kWh. För att den investeringen ska vara lönsam krävs priser på 5 kronor/kWh under 100 timmar.

Behovet av produktion som används sällan kan illustreras med ett s.k. varaktighetsdiagram.

Bild 6 Nettoförbrukningen i Sverige 2011 och nettoförbrukningen 2011 med 30TWh vind.



Källa: Data från SvK.se

I diagrammen visas efterfrågan minus verklig vindkraftsproduktion i Sverige år 2011 (röd kurva) samt efterfrågan 2011 minus verklig vindkraftsproduktion uppräknad till en årsproduktion på 30 TWh (blå kurva). Timmarna är sorterade så att det högsta värdet kommer längst till vänster i bilden o.s.v. Ju spetsigare kurvan är ju svårare är det att få ekonomi i de investeringar i produktion och nät som krävs för att upprätthålla leveranssäkerheten. 2011 var det 2000 MW som användes kortare tid än 55 timmar. För att få lönsamhet i investeringar som används så sällan krävs mycket höga priser de timmar kraftverken faktiskt används. Mycket skulle således vara vunnet om exempelvis de sista 2000 MW skulle kunna kapas genom efterfrågefleksibilitet. Det är viktigt att notera att problemet mildras av att vi har möjlighet att

importera kraft när behoven i Sverige är som störst. Om vi tar hänsyn till import var det bara 850 MW som användes kortare tid än 55 timmar 2011.

Ett räkneexempel kan illustrera framtida behov av höglastkapacitet:

Det svenska elsystemet är i dag i princip dimensionerat för att klara en inhemsk elefterfrågan på mellan 26 000 – 28 000 MW. 26 000 MW klarar vi sannolikt med egna inhemska resurser. Om efterfrågan stiger över 26 000 MW måste vi sannolikt förlita oss på import. I dag har vi ca 1 700 MW i en upphandlad effektreserv vilken ska vara avvecklad år 2020, denna behöver således ersättas. Vidare är det sannolikt att vi kommer att få in ytterligare vindkraft. Om vi antar att vi får in ytterligare 20 TWh vindkraft och att denna vindkraft tränger undan motsvarande produktion i värmekraft så kommer vi att tappa i storleksordningen 2 000 MW topplasteffekt. Beräkningen baseras på antagandet att vindkraften ger ett effekttillskott på sex procent av installerad effekt (knappt tjugo procent av medeleffekten), och att övrig värmekraft har effekttillskott på nittio procent av "normal" topplasteffekt.

Tillkommande vindkraft: 20 TWh/3000 timmar = $6700 \text{ MW} \cdot 0,06 = 402 \text{ MW}$

Avgående värmekraft: 20 TWh/7000 timmar = $2800 \text{ MW} \cdot 0,9 = 2520 \text{ MW}$

En grov bedömning ger således att vi kommer att behöva ytterligare ca 3,700 MW för att möta avvecklingen av effektreserven i kombination med ytterligare 20 TWh vind, givet att vi inte ska bli mer importberoende än i dag under kalla vinterdagar.

Förutom höga priser finns det ytterligare ett problem med en spetsig efterfrågekurva. Eftersom det till slut bara kommer att finnas en producent som har kraft att sälja kommer denna producent kunna sätta i princip vilka priser som helst. En diskussion om missbruk av marknadsmakt är ofrånkomlig. Data från 11 dygn under vintern 2010/2011 visade att måttliga kvantiteter efterfrågefleksibilitet skulle ha minskat priserna på elspot från i genomsnitt 1980 SEK/MWh till 1595 SEK/MWh³.

Som framgår av bilden ovan accentueras problemen med större andel vindkraft i systemet.

3.3 Utvecklingen fram till 2030

Det finns en stark politisk ambition att öka andelen förnybar elproduktion i det europeiska elsystemet. De förnybara produktionsslag som växer är framför allt vindkraft och biobränsleeldade kraftverk men även solkraft introduceras snabbt i det tyska och danska elsystemet. Utvecklingen drivs framåt av olika typer av styrmedel, både subventioner till förnybar kraft och skatter och avgifter på icke förnybar produktion. I Tyskland har man vidare beslutat att avveckla kärnkraften. Till saken hör också att många kraftverk i norra Europa är gamla och kommer att läggas ner inom inte allt för många år.

Parallellt med denna utveckling sker en snabb utveckling av elmarknaderna mot mer internationell handel och en marknad där spotpris på el får allt större genomslag. Långsiktiga bilaterala kontrakt mellan producenter och konsument ersätts med spotpriskopplade kontrakt i kombination med finansiella prissäkringar. Den ökande internationella handeln driver fram nya

investeringar i nät, såväl mellan länder som inom länder.

³Systemeffekter av timvis mätning, en rapport för Näringsdepartementet, Sweco 2011-12-30

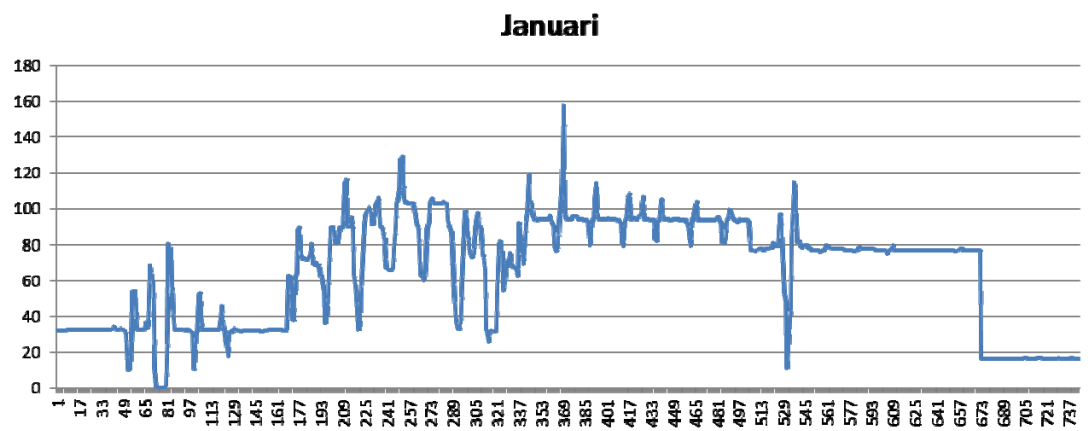
Det finns många scenarier över hur elsystemet i norra Europa kommer att förändras på 10-20 års sikt. Det som skiljer dessa scenarier åt är normalt hur hög ambitionen är på klimatområdet, samthur man ser på kärnkraft. Nedan har vi utgått från ett scenario som har utarbetas inom ramen för forskningsprogrammet NEPP⁴. Det viktigaste resultatet från modellkörningarna är att elpriserna kommer att bli betydligt mer volatila i framtiden jämfört med i dag. Detta beror på:

- a) Ökade handelsförbindelser med Europa som redan i dag har mer varierande priser (speciellt över dygnet)
- b) Mer vindkraft och solkraft i systemet gör att andra kraftverk kommer att stå stilla oftare än i dag. Till viss del kompenseras den kortare produktionstiden av att priserna blir högre än vad de är i dag när kraftverken körs (och lägre än i dag när de inte körs). Med andra ord så måste kraftverk som i dag körs relativt jämt, behöva hjälpa till med att reglera variationer i den intermittenta produktionen. För detta kommer det att krävas incitament i form av prisvariationer.
- c) Det kommer inte vara ekonomiskt försvarbart att hålla i gång kraftverk som används riktigt sällan (eller att reglera maximalt med de som blir kvar). I stället kommer elanvändarna att utnyttja den flexibilitet som finns inbyggd i många förbrukningsanläggningar och därmed bidra till att reglera systemet genom att använda mer el när det är billigt och mindre när det är dyrt - men för att det ska bli ekonomiskt intressant krävs prisvariationer.

Bilden nedan illustrerar hur priserna kan se ut i prisområde 3 i Sverige januari 2030. I det scenario som bilden är hämtad från antas en fortsatt stor utbyggnad av vind- och solkraft i norra Europa. Det antas också ske en betydande utbyggnad av överföringskapacitet. Jämfört med i dag är prisvariationerna ganska stora.

⁴ North European Power Perspectives (NEPP) är ett forskningsprojekt som drivs av Elforsk

Bild 7 Simulerade priser för prisområde 3 i Sverige år 2030



Källa Swecos Elmarknadsmodell för Europa

4 Olika kundgruppers förutsättningar att förändra förbrukningsprofil

På goda grunder kan vi anta potentialer på i storleksordningen 2000 MW styrbar effekt i hushållen och minst lika mycket inom industrin och hos större fastighetsägare.

4.1 Industrier och stora fastigheter (1000-tals MW)

Många industrianläggningar har möjlighet att under kortare perioder dra ner på produktionen utan att verksamheten påverkas i alltför stor omfattning. Hur mycket och när produktionsneddragning kan ske är ofta beroende på kapacitetsutnyttjandet i anläggningen och varierar således över tiden. Att störa produktionen innebär emellertid alltid en risk och vanligen vill företagen ha en hög, eller mycket hög, ersättning för att göra dessa ingrepp. Vid längre perioder med höga priser kan planerade produktionsneddragning ske i de mest elintensiva processerna. Detta bygger då på att leveranser till kunder kan ske från uppbyggda lager eller från anläggningar i andra delar av världen. Slutsatsen är att efterfrågefleksibilitet från industrianläggningar i första hand kan komma att utnyttjas i samband med extrema pristopp eller i samband med långvariga försörjningsproblem exempelvis i samband med upprepade torrår⁵.

För stora fastigheter är det framför allt "tröga laster" som uppvärmning och kyla som kan vara aktuellt. Även ventilation och belysning kan vara aktuellt att styra. Vissa fastigheter har också reservkraftverk. Erfarenheterna så här långt är att svenska fastighetsägare har visat väldigt litet intresse att arbetamed dessa frågor. Internationella erfarenheter⁶ visar att detta segment är intressant om möjligheter finns att ersätta företagen i förväg s.k. "kapacitetsersättning".

4.2 Elvärme i småhus (1000-tals MW)

I Sverige finns det ca 1,2 miljoner småhus med elvärme. Den vanligaste uppvärmningsformen i dag är värmepump. Flera fältförsök har visat att det med moderna styrsystem går att flytta ca 2 kW per hus från timmar med höga priser till timmar med låga priser utan att den upplevda komforten i huset påverkas. Totalt räknar man med en flyttbar energivolym på 10-15 kWh/dygn. Tester som har utförts har framför allt fokuserat på att styra bort effekt under 3-4 högstpristimmar under morgonen och under sen eftermiddag⁷.

⁵ Industribud – Delutredning till Svenska Kraftnäts Effektbalansutredningen, september 2002

⁶ Effektkapacitet hos kunderna. En sammanfattning av IEA-projektet "Demand Response Resources, task 13". Elforsk rapport 07:08

⁷ Elforsk 12:48 Pilotstudie Vallentuna

Det som är intressant med dessa system är att det kommersiella värdet inte främst ligger möjligheten att flytta laster, utan dels i möjligheten att spara el, och dels i den trygghet det innebär för elkonsumenter att deras energisystem övervakas och eventuella fel snabbt kan upptäckas. Förbättrad reglering av uppvärmningen sänker energiförbrukningen på flera olika sätt. Framförallt möjliggör en jämnare temperaturreglering att man som boendekan välja en generellt sett lägre inomhustemperatur utan att man upplever komfortproblem. Styrsystemen låter de boende ställa in en önskad inomhustemperatur som systemen sedan försöker upprätthålla. I flera av testhushållen valdes en önskad inomhustemperatur som var lägre än den temperatur man hade innan systemet installerades. Andra fördelar för kunden var minskad aktivering av värmepumpens elpatron, möjlighet att enkelt sänka temperaturen när ingen är hemma och ökad energimedvetenhet. Sammantaget uppskattades energieffektiviseringen till 10-15 %.

Genom att styrningen med dessa system är automatiserad kan de optimera även gentemot små prisskillnader. De kommer således hela tiden bidra till att balansera elsystemet inte bara när det är riktigt stora prisskillnader. De kan också programmeras så att de styr hårdare (med komfortpåverkan) när prisskillnaderna är större. Testerna visar att besparingspotentialen för optimering mot elspot skiljer sig kraftigt åt mellan olika år. Med maximalt 15 kWh värmeförflyttning och en enklare varmvattenstyrning låg besparingspotentialen under 2010 i spannet 1100-1500 kr men endast på 150-320 kr under 2011.

Testerna visar också att enklare tidsberoende nättariffer som Vattenfalls tidstaxa (lågpris vardagar 22-06 samt helger) väsentligt stärker den ekonomiska nyttan med laststyrning. Tillsammans med en sådan tariffstruktur ligger besparingspotentialen för laststyrning på 1720-2350 kr för 2010 och 590-1090 kr för 2011.

4.3 Övriga kunder

Även övriga kunder kommer att kunna delta i regleringen av elsystemet

- Elpannor i fjärrvärmesystem kan eventuellt bidra till att öka efterfrågan på el när priserna är låga.
- Elbilar kan i framtiden kanske bidra till att jämna ut elanvändningen genom att undvika att laddning sker under de typiska högladdstimmarna. Det är möjligt men kanske mindre sannolikt att laddningen kommer att styras mer dynamiskt efter faktiska prisvariationer
- Vitvaror som styrs mot frekvens och eventuellt styrning av tvätt och disk bort från högladdstimmor

Elforsk 09:70 Att följa elpriset bättre, prismodeller och styrteknik i fältförsök
Elforsk 06:83 Effektstyrning på användarsidan vid effektbristsituationer
Elforsk 06:38 Effektkapacitet hos kunderna
Elforsk 06:16 Affärsmodeller för ökad efterfrågerespons på elmarknaden

Spot och finansiella marknadsplatser

Nordpool spot har till syfte att effektivisera det kortsiktiga kraftutbytet på den Nordiska elmarknaden. Förutom den dagliga kraftauktionen som sker vid lunchtid och avser nästa dygn drive också Nordpool spot intradagmarknaden elbas.

Det allra mesta av handeln över Nordpool Spot sker på frivillig basis. Det finns således inget krav på att vare sig producenter eller balansansvariga elhandlare skall utnyttja elspots tjänster. Ett undantag gäller handel mellan länder eller mellan prisområden i ett land. Allt sådant utbyte måste hanteras via Nordpool spot. Nordpool Spot ägs av de systemansvariga.

För att underlätta för aktörerna att prissäkra sin produktion, försäljning och konsumtion har det vuxit fram en finansiell marknad med såväl mäklare som en organiserad handelsplats med clearing

5 Hinder

Vi har identifierat tre centrala hinder; koordinering av olika delmarknader, svårigheten att få efterfrågebuden representerade på elspot, samt risken att samhället inte accepterar nödvändig prisvolatilitet.

5.1 Koordinering

Det första hindret handlar om koordinering. Dagens elmarknad är fragmentarisk i den bemärkelsen att ingen aktör har det samlade ansvaret att optimera systemet vare sig på lång sikt (investeringar) eller i den dagliga driften av systemet.

5.1.1 Producenter

Producenter äger och driver produktionsanläggningar. Produktion sker förutsatt att producenterna får täckning för de rörliga produktionskostnaderna. Den mesta produktionen säljs till Nordpool spot. Spotpriserna måste således vid varje tillfälle minst ge täckning för de rörliga produktionskostnaderna för det dyraste kraftverket i drift. Mindre volymer säljs bilateralt, säljs genom elbas, eller säljs till Svenska Kraftnätets olika kapacitetsmarknader som reserver. Reserver och kraft som inte har blivit såld disponeras av systemoperatören för att reglera systemet i realtid och ersätts enbart när resursen faktiskt aktiveras.

Producenterna investerar i ny produktion när de bedömer att de framtida intäkterna med tillräcklig säkerhet överstiger de totala framtida kostnaderna för anläggningen.

Utifrån producenternas perspektiv är efterfrågefleksibilitet i princip ett alternativ till att reglera med produktion, d.v.s. en potentiell konkurrent på vissa segment av marknaden. Samtidigt står dessa segment för en liten del av producenternas intäkter. Det finns dessutom en regel i Sverige som i princip stipulerar att resurser för reglering ska bjudas in till verklig kostnad.

5.1.2 Balansansvarig elleverantör

Ett grundläggande krav på ett elsystem är att produktionen alltid motsvarar konsumtionen. För att säkerställa detta finns en systemansvarig. I Sverige har det statliga affärsverket Svenska Kraftnät (SvK) den rollen. För att underlätta SvK:s arbete finns en struktur med krav och incitamentsstrukturer som leder till att aktörerna på marknaden gör sitt bästa för att planera sig i balans, d.v.s. att planera produktion skall motsvara förväntad konsumtion. I Sverige finns det drygt 30 s.k. Balansansvariga aktörer som utför detta planeringsarbete.

Balansansvariga elleverantörer köper in den el som man bedömer att deras kunder kommer att förbruka. Bedömningen görs dygnsvis i förskott i och resulterar i köpbud till Nordpool Spot. Om prognoserna skulle förändras kraftigt fram till leveranstimmen finns möjlighet att kompletteringshandla på Nordpool elbas. De obalanser mellan köpt och använd el som, trots de balansansvarigas ansträngningar, ofrånkomligt uppstår resulterar i s.k. balanskraft. Priset på balanskraft bestäms på ett sådant sätt att elleverantörerna kostnader ökar ju större obalanserna är⁸.

Balansansvariga står för således för obalanskostnaderna. För dessa kan ökad kundflexibilitet innebära ökade kostnader. I princip är det en fördel för de balansansvariga om lastvariationer går att prognostisera i förväg, helst innan buden till elspot ska vara inne.

Det finns det två sätt de balansansvariga kan hanterad ökad kundflexibilitet på dagens elmarknad: Den ena är att kräva att elkonsumenterna i förväg talar om hur de kommer att agera, d.v.s. meddela vid vilka prisnivåer de avser vidta åtgärder som leder till lägre elanvändning. Denna strategi används ibland gentemot stora elförbrukare. Till sådana krav finns i allmänhet ett ekonomiskt incitament kopplat, d.v.s. att förbrukarna får bära sina egna obalanskostnader. Den andra strategin bygger på att den balansansvarige försöker gissa hur kunderna kommer att agera och tar hänsyn till det i budgivningen till elspot. Vi kommer att närmare diskutera förutsättningarna för att lyckas med denna strategi i avsnitt 5.2.

5.1.3 Elleverantör (kan vara den samma som balansansvarig elleverantör)

Elleverantören har direktkontakt med kunden och utformar avtalen. Dessa avtal styr vilka incitament kunderna har att reagera på elpriserna. Elleverantörerna lever på sin handelsmarginal och eftersom priskonkurrensen är tuff är elleverantören normalt intresserad av att få så stor volym som möjligt till en så liten arbetsinsats som möjligt. Enkelhet är ett viktigt ledord i kommunikationen mellan elleverantör och kund.

⁸ Sedan några år tillbaka tillämpas en prisavräkning i Norden av "konsumtionsbalanser". Det innebär att det under enstaka timmar kan vara lönsamt för elleverantörer att vara i obalans men över tiden innebär ökad obalans alltid en ökad risk och sannolikt också ökade kostnader.

Riskerna som elleverantören möter är förutom administrativa risker, den volymrisk som de vanligaste kontraktsformerna till privatkunder innebär. Elleverantören säljer el till fasta priser på, exempelvis treårskontrakt, men vet inte exakt hur mycket deras kunder faktiskt kommer att konsumera vid varje tidpunkt. Den återförsäkring som elleverantörerna gör på den finansiella elmarknaden sker alltid till fasta volymer, d.v.s. elleverantören måste i förväg bestämma hur många MW man vill prissäkra vid under kontraktperioden. På den finansiella marknaden handlas standardkontrakt vilket betyder att det inte går att exakt spegla kunders förväntade uttagsprofil i en prissäkringsportfölj. För att undvika denna risk väljer många elleverantörer att agera som återförsäljare till någon av de större elleverantörerna snarare än att ta eget balansansvar och bygga upp en egen finansiell portfölj med finansiella prissäkringskontrakt.

För elleverantörer är det utifrån risksynpunkt rationellt att gå över till en kontraktsform där kunden bär volymrisken. För förbrukning upp till en viss avtalad volym betalar kunden ett avtalat pris, men för all konsumtion utöver denna volym betalar man spotpriset plus ett (lågt) administrativt påslag. Om kunden minskar sin förbrukning under den avtalade volymen när spotpriset är högt får kunden en rabatt motsvarande skillnaden mellan spotpris och det avtalade priset för volymminskningen. Kontraktsformen harkallats för "fatspris med returrätt"⁹. Denna kontraktsform tillämpas redan idag ofta gentemot större kunder, men då talar man ofta i termer av "fysisk krafttill spotpris" och "portfölj med finansiella prissäkringar". Vinsten för kunden att överta volymrisken är ett lägre elpris. Denna kontraktsform skulle också stimulera till prislestabilitet eftersom kunden då alltid möter spotpriset på marginalen. Den främsta utmaningen ligger i att vara pionjär med denna typ av avtal eftersom det är svårare att kommunicera jämfört med ett traditionellt avtal¹⁰. Enkelhet säljer på dagens slutkundsmarknad!

5.1.4 Nätbolag

I Sverige finns tre typer av nät; lokalnät, regionnät och stamnät. Rollen för lokalnät är att distribuera kraft från anslutningspunkter till regionnäten till landets 5 miljoner elanvändare. Enstaka vindkraftsverk eller mindre vindkraftsparker ansluts också till lokalnäten. Förutom lokalnäten är produktionsanläggningar och större industrikunder normalt anslutna till regionnäten. Regionnäten överför således dels kraft "uppåt" till stamnätet och dels "nedåt" till lokalnäten. Stamnätets roll är att överföra stora volymer kraft längre sträckor. Till stamnätet är också de flesta utlandsförbindelser anslutna och knyter oss därmed samman med andra länders elsystem.

Elnäten drivs med stöd av nätkoncession och verksamheten är underkastad en relativt strikt reglering vad avser såväl vad man är skyldiga att göra, vad man får ta betalt och vad man inte får göra. Ägare av elnät har inte rätt att vare sig bedriva elhandel eller producera el. I Sverige finns över hundra ägare av lokalnät, ca 10 ägare av regionnät samtett stamnätsföretag. För att föra

⁹Elforsk 06:16 Affärsmodeller för ökad efterfrågerespons på elmarknaden

¹⁰ I rapporten Att följa elpriset bättre-prismodeller och styrteknik i fältförsök, Elforsk 09:70 prövas denna kontraktstyp gentemot ett antal kunder och erfarenheter fångas upp genom intervjuer.

över pengar mellan olika nätbolag tillämpas nättariffer i gränspunkter mellan olika nät.

Näten måste i varje del dimensioneras för att klara överföringen de tillfällen överföringen är som störst. Genom en jämn belastning kan investerat kapital utnyttjas optimalt, rörliga nätförluster minimeras och kostnaderna för att vara ansluten till angränsande nät hållas nere. Nätbolagens främsta instrument för att påverka elkonsumenternas uttagsmönster är genom nättariffens utformning.

Eftersom nätbolagen verkar under en ekonomisk reglering kompliceras emellertid bilden. Kostnader för kapital ersätts för verkliga investeringar enligt en schablonprislista, förluster ersätts till verkliga förluster och kostnaderna för att vara ansluten till angränsande nät ersätts också till verklig kostnad. Nätbolagen har således begränsat intresse av att påverka sina kostnader, vilket såklart också påverkar intresset för att försöka påverka elkonsumenterna att förändra sin uttagsmönster.

I takt med att det kommer in mer vindkraft och solkraft i lokalnäten ändras delvis förutsättningarna för att driva näten. Exempelvis kan lokalnätsbolaget bli tvunget att teckna inmatningsabonnemang på regionnätet för att hantera vissa enstaka timmar med överskottsproduktion. Investeringar kan också behöva ske i det lokala nätet för att hantera ovanliga kombinationer av produktion och last. Dessa investeringar skulle kunna undvikas med utbyggd kundflexibilitet.

Ett hinder här är att Nätägare (med undantag från svenska Kraftnät) inte tillåts att utforma uttagstariffer på ett kostnadsriktigt sätt eftersom tariffen inte får differentieras med avseende på var i nätet en kund är belägen.

Ytterligare en komplicerande faktor är att det finns tre nätnivåer, stamnät, regionnät och lokalnät. Det är den samlade nättariffen som användarens som är viktig. Det som normalt händer i dag är att styrsignaler försvinner på vägen från stamnätet till elanvändarna.

5.1.5 Systemansvarig myndighet

Systemansvaret innebär en skyldighet att säkerställa balansen mellan uttag och inmatning i systemet d.v.s. frekvenshållningen. I ett synkront sammankopplat system som det nordiska delas detta ansvar av systemansvariga aktörer i de fyra nordiska länderna. I systemansvaret ligger att säkerställa att man förfogar över tillräcklig fysiska resurser för att driva systemet på ett säkert sätt. För detta ändamål har man organiserat en "kortsiktig" marknadsplats för reglerresurser "reglermarknaden". Man tecknar också avtal och betalar aktörer för att hålla störningsreserver och att hålla automatisk frekvensreglering. I första hand används i dag produktionsresurser för att balansera systemet, men det finns en ambition att få tillgång till efterfrågefleksibilitet på reglermarknaden. Detta gäller särskilt i södra Sverige (prisområde 4) där det är ont om reglerbar produktion och konkurrensen är svag.

Som nämns tidigare finns också en särskild lag som ger Svenska Kraftnät rätt att fram till år 2020 kontraktera upp till 2 000 MW i särskild effektreserv. Andelen efterfrågebud i effektreserven ska succesivt öka.

Systemansvarig myndighet har också ett ansvar att sköta avräkningen av de balansansvariga leverantörerna. De obalanser som ofrånkomligt uppstår debiteras respektive krediteras till gällande balanskraftspris. Regelverket är utformat så att de balansansvariga aktörerna ska ha rimligt starka incitament att planera sig i balans. Är incitamenten för svaga kommer det att leda till att systemansvarig myndighet tvingas hantera allt större obalanser i realtid, vilket strider mot en grundläggande principen på dagens elmarknad, d.v.s. att aktörerna själva skall planera sig i balans (decentraliserad planering). Är incitament väldigt starka till att hålla sin balans är det inte heller bra eftersom det strider mot en annan viktig princip på dagens elmarknad, d.v.s. att möjliggöra för konkurrens inom elhandel. Om incitamenten blir för starka kommer det till slut bara finnas någon eller några få balansansvariga elleverantörer kvar, med tillräckligt stor volym för att dra nytta av sammanlagringseffekter.

Systemansvarig myndighet har anledning att underlätta för efterfrågefleksibilitet att delta på reglermarknaden. Det finns flera fördelar med efterfrågebud på dessa marknader.

- Att lämna bud till reglermarknaden hindrar inte att resurserna först bjuds in på elspot och elbas. Med rimliga antaganden kan efterfrågefleksibilitet hos elvärmekunder hantera merparten av "tertiärregleringen" till låga kostnader¹¹¹.
- Ofta handlar det om att utnyttja resurserna under enstaka timmar (eller delar av timmar) vilket passar efterfrågeresurser bra.
- Efterfrågebud är i hög grad lokaliserad till södra Sverige där det är ont om lättreglerad vattenkraft och sämre konkurrens på reglermarknaden.
- Svenska Kraftnät jobbar aktivt med att få in efterfrågebud i effektreserven. Enligt dagens regler får dessa resurser utan restriktioner bjudas in till elspot, (vilket i och för sig är tveksamt ur principiell synvinkel eftersom dessa resurser får en fast ersättning och inte bör tillåtas konkurrera ut resurser som inte får sådan ersättning).
- På lite längre sikt kan det också bli aktuellt att låta efterfrågesidan delta i den automatiska frekvensregleringen. Om exempelvis samtliga landets kylar och frysar skulle förses med frekvensreglering skulle det på sikt innebära en reglerkapacitet på ca 300 MW, vilket är mer än dagens "Frekvensstyrd Normaldrift Reserv" (FNR).

¹¹¹Systemeffekter av timvis mätning, en rapport för Näringsdepartementet, Sweco 2011-12-30

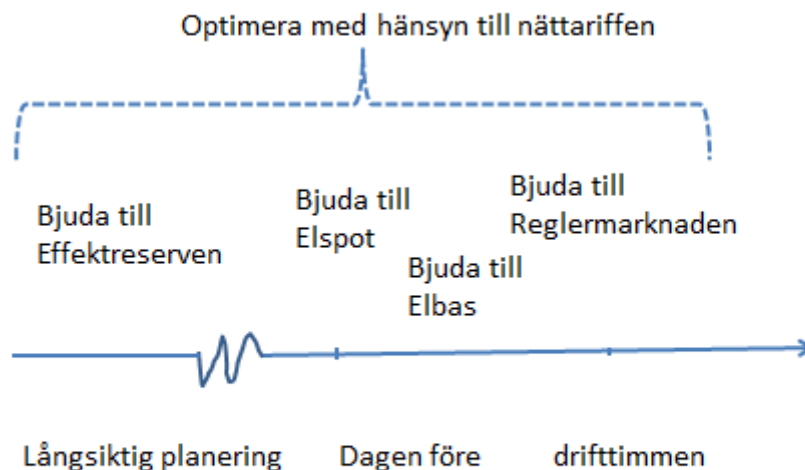
Att använda efterfrågefleksibilitet som störningsreserv är mindre lyckat eftersom det skulle innebära att resurser undandras marknaden då störningsreserver inte får bjudas in till elspot eller elbas.

Samtidigt som det sannolikt finns ekonomiska fördelar med att få in mer kundfleksibilitet på de olika marknaderna Svk förfogar över, är det begripligt att det också finns ett visst motstånd mot en sådan utveckling. Det är både enklare och tryggare att förlita sig på stora reglerobjekt ägda och kontrollerade av ett fåtal befintliga samarbetspartners jämfört med administrativt krävande och hittills oprövade lösningar.

5.1.6 Sammanfattning

Sammanfattningsvis finns det många länkar i kedjan som måste fungera för att den flexibilitet som finns, eller kan komma att finnas, hos elanvändarna ska utnyttjas på ett effektivt sätt. Marknadens uppgift är att koordinera olika aktörers intressen (kostnader och nyttor) på ett sådant sätt att totallösningen blir rimligt effektiv. Kundfleksibilitet har förutsättningar att göra nytta för flera av aktörerna och på flera av marknaderna men en stor utmaning är att trimma regelverken på ett sådant sätt att efterfrågefleksibilitet blir en del av lösningen och inte ett nytt problem.

Bilden nedan illustrerar vilka olika "marknader" efterfrågefleksibilitet har möjlighet att göra nytta på och hur planeringshorisonten ser ut. Det är endast effektreserven som ger en fast ersättning (kapacitetsersättning) medan agerande på övriga marknader bara lönar sig om priserna är sådana att intäkterna överstiger kostnaderna för att förändra elanvändningen.



Om styrsignaler från de olika aktörerna är koordinerade och pekar i samma riktning kommer de olika prissignalerna förstärka varandra och underlätta för elkunderna. Man kan exempelvis tänka sig nättariffer som premierar mindre elanvändning under topplast timmar dagtid i kombination med höga spotpriser samma timmar.

Om det däremot uppstår situationer då nätbolagen vill premiera ökad elanvändning för att möta lokala produktionsvariationer medan spotpriserna styr i motsatt riktning kommer styrsignalerna motverka varandra. Detta behöver i och för sig inte vara ett problem förutsatt att styrsignalerna är "korrekta".

5.2 Efterfrågefleksibilitet och elspot

Med den elmarknadsdesign vi har i Norden ("Energy Only" marknad) är den naturliga affärsmodellen att elanvändningen i första hand optimeras gentemot spotpriserna. Dessa publiceras dagligen i förväg och kan matas in i de olika styrsystemen tillsammans med väderprognoser, m.m. Eftersom styrningen åtminstone delvis kommer att vara automatiserad kommer styrning att ske även om prisskillnader mellan olika timmar är små. Detta är en enkel lösning som fungerar bra för den enskilda kunden. Problemet är att det riskerar att skapa ökade kostnader i andra delar av systemet.

Vid ett flertal tillfällen i samband med att priserna på elspot varit höga, har det visat sig att Svenska Kraftnät har behövt nedreglera systemet, d.v.s. de balansansvariga leverantörerna har prognostiserat en högre efterfrågan än det i verkligheten har blivit. En förklaring till detta är sannolikt att många kunder har reagerat på de höga priserna genom att sänka sin elanvändning just de timmar priserna varit som högst.

Ur systemsynpunkt hade det varit mycket bättre om denna flexibilitet hade gett sig tillkänna redan i buden till spotmarknaden. Dels hade priset på el kanske inte behövt bli lika högt, dels hade de balansansvariga leverantörerna inte behövt sälja tillbaka kraft till SvK till en förhållandevis låg ersättning. Det är således önskvärt att efterfrågefleksibilitet verkligen syns i buden till elspot.

Problemet är att spotmarknaden i grunden är designad för att optimera driften av systemets produktionsanläggningar. Marknaden är inte anpassad för aktörer som vill lägga bud baserade på pumpkraftverk, energilager eller efterfrågefleksibilitet. För dessa är det skillnader i elpriser som gör att en åtgärd är lönsam, inte den absoluta prisnivån.

Efterfrågefleksibilitet handlar ofta om att flytta laster i tiden. Det gäller i allra högsta grad framtidens "smarta hem". För att kunna veta när och hur mycket man vill öka respektive minska sitt uttag måste man veta prisdifferensen mellan dygnets olika timmar. Svårigheten ligger i att relativskalan som styr den flexibla lasten finns tillgänglig först när spotpriset är klart. Utmaningar för de balansansvariga elleverantörerna är dels att kunna bedöma hur kunderna reagerar på olika priskombinationer och dels att prognostisera priserna. Speciellt i situationer när systemet börjar närma sig kapacitetstaket och där små volymer gör stor skillnad för priserna är detta sannolikt en omöjlig

uppgift att i förväg gissa priserna. Simuleringar baserat på data från den ansträngda vintern 2010, visar att det ibland räcker med att flytta mindre än 500 MW konsumtion från höglasttimmar till låglasttimmar för att nya pristoppar ska uppstå. I en framtida situation med flera tusen MW styrbar last blir detta ett reellt problem.

I en rapport till Näringsdepartementet (januari 2012) har Sweco skissat på en modell som innebär att elanvändarna (via aggregatorer) i förväg deklarerar vilken prisskillnad man kräver och vilken kapacitet man kan flytta. Nordpool har då förutsättningar att beräkna jämviktspriset med hänsyn både till den flexibilitet som finns på utbudssidan och på efterfrågesidan i en process. Resultatet av optimeringen meddelas de balansansvariga och leder till styrning i enlighet med resultatet.

Detta skulle möjligen kunna fungera, men leder också till ett antal följdfrågor. Om vi antar att det i framtiden finns möjlighet att lämna efterfrågebud enligt skissen ovan uppkommer frågorna:

1. Är det säkert att kunderna välja att låta de balansansvariga styra deras anläggningar? Det kanske finns mera pengar att spara om man optimerar på ett annat sätt. Nuvarande avtalskonstruktioner ger kunderna stor frihet att välja nät man vill ta ut el.
2. Även om de balansansvariga får styra kundens anläggningar kan enskilda kunder tjäna mer på att styra hårdare än vad optimering från Elspot ger. Det är svårt att ge en prissignal och sedan förhindra att kunderna fullt ut agerar på priset.

Problemet accentueras om kunderna styrs av oberoende "aggregator", exempelvis företag som erbjuder installation av styrteknik, löpande övervakning och optimering av villaägares uppvärmningssystem. Balansansvarig elleverantör kanske inte ens känner till att kunderna har denna teknik installerad än mindre inflytande över hur den används.

5.3 Blir det verkligen volatila priser?

Ett av de allvarligaste hindren mot en väl utbyggd efterfrågefleksibilitet är att aktörerna inte räknar med att priserna blir så volatila att en investering i efterfrågefleksibilitet betalar sig.

Det finns ett antal faktorer som förstärker aktörernas tveksamhet:

- Erfarenheterna så här långt är att priserna i Norden trots allt varierar ganska lite över dygnet. Vattenkraften är en utmärkt reglerresurs som håller nere prisvariationerna i Norden. I Tyskland har vi sett att prisvariationerna mellan dag och natt har minskat i takt med att mer solkraft introduceras.
- Vid de tillfällen som priserna varit riktigt höga enstaka timmar har mycket kritik riktats mot systemet och krav har rests på att ansvariga myndigheter måste vidta åtgärder, bl.a. för att stärka kraftbalansen.
- Om många elkonsumenter investerar i system som automatiskt reglerar effektuttaget efter priset – kommer inte prisvariationerna dämpas så mycket så att det inte blir någon vinst?

Det är ju också så att de riktigt utmanande situationerna uppstår relativt sällan. Senast var det en kombination av stora problem i den svenska kärnkraften i kombination med kallt väder som drev upp priserna. Det kanske dröjer 10 år eller längre innan vi upplever en lika ansträngd situation igen.

6 Framtida modeller

I denna analys har vi identifierat tre möjliga modeller för att få kunderna att delta i regleringen av elsystemet på ett effektivt sätt; Elleverantörsmodellen, Nätbolagsmodellen och Kapacitetsmarknadsmodellen.

6.1 Affärsmodell 1 Elleverantörsmodellen

Denna modell bygger på nuvarande elmarknadsmodell.

Nuvarande modell kan karaktäriseras som en "Energy Only" marknad med "RetailCompetition". Med "Energy Only" avses att producenter i huvudsak får betalt enbart när man producerar. I viss begränsad omfattning betalar systemoperatören även för "reserver", d.v.s. kraft (eller efterfrågefleksibilitet) som står till systemoperatörens förfogande och som kan aktiveras på kort varsel. Med "RetailCompetition" avses en marknad där även mindre elkonsumenter agerar på marknaden och kan byta leverantör.

En central frågeställning är hur stark roll man vill ge elleverantören. Vi kommer tillbaka till denna fråga.

Elleverantören ges en utökad roll

De nordiska regleringsmyndigheterna genom NorReg har föreslagit att elleverantörerna skall ges utökad roll på den nordiska elmarknaden. Tanken är att elleverantören ska vara huvudsaklig kontaktpunkt och bl.a. svara för fakturering till kunden. Det blir således elleverantörens ansvar att presentera en samlad tariff för kunden och förklara hur man som elanvändare kan agera för att minimera sina totala elkostnader.

Hur modellen exakt ska se ut är inte bestämt. En av de mera centrala frågeställningarna är hur nättarifferna skall speglas på fakturan till slutkunder.

- En variant är att elleverantören blir skyldig att spegla nättariffens olika komponenter på fakturan. För att inte den administrativa bördan för elleverantörerna ska bli orimligt betungande måste sannolikt nättarifferna standardiseras. Exempelvis genom att enbart tillåta ett fåtal tydligt definierade avgiftskomponenter så som fast (kr/år) rörlig (kr/MWh) och effektbaserad (kr/kW). Speciellt den effektbaserade avgiften kan utformas på många olika sätt varför en standardisering torde vara nödvändig.
- En annan variant är att elleverantören köper nättjänsten av nätbolaget. Elleverantören har då full frihet att utforma avgiften till slutkund.

Utifrån ett flexibilitetsperspektiv har båda varianterna fördelar och nackdelar. I första fallet vet nätbolaget att nättariffen slår igenom till slutkund. I andra fallet kan elleverantören välja att exempelvis omforma nättariffen till en fast avgift. Å andra sidan kan variant två innebära att elleverantören får egna incitament att styra kundens förbrukning. Här är det således ett vägval som

måste göras – tror man på en marknadsutveckling där kunden sitter i förarsätet och reagerar på prissignaler eller skall incitamenten att agera ligga hos elleverantören? I båda fallen är det en svaghet att nätbolagen varken har incitament eller legala möjligheter att utforma nättarifferna på ett sätt som uppmuntrar ett optimalt utnyttjande av nätet. I det fortsatta har vi utgått från att modell två väljs.

Nordpool

I modellen antas att Nordpool utvecklas så att efterfrågefleksibilitet bli en integrerad del av prisoptimeringen. Nordpool utarbetar system som möjliggör för (balansansvariga) elleverantörerna att bjuda hur mycket kundfleksibilitet man kan erbjuda marknaden vid olika prisstrukturer enligt en standardiserad modell och får i retur en "körorder".

Med denna modell kommer inte elleverantören passivt överlämna till kunden hur styrning skall ske utan kommer att genomföra den styrning som blir resultatet av Nordpools optimering – vilket förhoppningsvis är det som också är mest lönsamt för kundkollektivet givet de priser som faktiskt blir (däremot inte alltid mest lönsam för den enskilde kunden).

En konsekvens av denna förändring av Nordpool är att den balansansvariga elleverantören måste skaffa sig kontroll över vilken efterfrågefleksibilitet som faktiskt aktiveras. Detta antar vi regleras via avtal. Det är således inte upp till den enskilde elanvändaren att bestämma hur den egna anläggningen ska köras. För den enskilde elanvändaren kan man tänka sig att det exempelvis är lönsamt att flytta två kW från hög- till låglast, men för den balansansvarige och för systemet i stort är det bättre att bara en kW flyttas.

Elhandelsavtal

Även här finns det två alternativ. I det första alternativet utformas avtalet så att kunden har incitament att agera på prisvariationer. Typiska kontrakt är timavräknade spotpriskontrakt med eller utan prissäkringar. Ett sätt att kombinera timavräknade spotkontrakt med prissäkring är att erbjuda kunden att prissäkra fasta volymer. Detta är en kontraktsform som är vanlig gentemot större elförbrukare och som också existerar gentemot privatkunder¹² (än så länge med månadsavräknade spotkontrakt).

I det andra alternativet erbjuds kunden ett traditionellt fastprisavtal, ett s.k. "take and pay" kontrakt. Med denna typ av avtal har kunden inga incitament att själv styra sin last. Däremot kan elleverantören erbjuda en rabatt om denne tillåts styra kundens elanvändning. Elleverantören kan i detta senare alternativ tjäna pengar på att optimera kundens förbrukning gentemot nättariff, mot elspot, elbas och mot reglermarknaden.

Mätning och avräkning

Vi antar att mätare förses med en utgång med ett standardiserat gränssnitt som gör det enkelt att lokalt hämta ut realtidsdata från mätaren. Detta

¹² Storuman Energi har en kontakt som man kallar "Elmixen" www.storumanenergi.se

förenklar mätvärdeshanteringen och underlättar för kunden att anlita "specialister" på energioptimering.

En fördel är att den mätning och rapportering som utförs av nätägaren kan begränsas till de krav som ställs på olika typer av debiteringsunderlag och inte de krav som andra energitjänster kräver. Detta kommer dock att ta tid. I dag är maximalt 30 procent av elmätarna försedda med pulsutgång och standardiserat gränssnitt.

Att kunden kan anlita specialister på energioptimering är en fördel för kunden, men innebär samtidigt utmaningar för elleverantörerna. Optimeringen av anläggningarna kan ju ske på ett sätt som skapar den största kundnyttan helt utan elleverantörens inblandning vilket som nämnts ovan inte är någon önskvärd utveckling. Detta ställer självklart stora krav på utformningen av elhandelsavtalet.

Nätbolagens roll

Reglering av nätbolag

Ett grundläggande krav är att den ekonomiska regleringen av nätbolagen utformas så att dessa får verkliga incitament att sänka sina kostnader och att upprätthålla en hög leveranssäkerhet. Vissa områden i nuvarande reglering finns det anledning att se över, exempelvis hur kostnader för överliggande nät och förluster påverkar intäktsramen och hur kvalitetskomponenten är utformad.

Ett legalt hinder i dag är att nätbolagen inte får ta hänsyn till var i ett nät elanvändaren befinner sig när man utformar sina nättariffer. Syftet med den lagparagrafen är att skapa en viss regional utjämning av tarifferna och går således direkt emot kravet på att skapa riktiga styrsignaler till elanvändaren. Detta begränsar nätbolagens möjligheter att hantera lokala nätproblem med hjälp av nättariffen. Ett annat hinder är att nätbolagen inte får handla med el annat än för att hantera nätförluster. Denna regel begränsar möjligheten att exempelvis äga lokala energilager.

Möjligen är det tillåtet för nätbolagen att i stället för att styra direkt med tariffen inför en ekonomisk morot riktad till elleverantörerna. Man kan tänka sig följande:

- Nätföretaget tar betalt för nättjänsterna via en uppsättning tariffier som är utformade i enlighet med nuvarande lagstiftning. Tariffierna kan utformas så att en viss generell styrverkan uppnås, exempelvis effektberoende tariffier eller tidsdifferentierade tariffier som premierar ett lågt effektuttag under perioder som belastningen på nätet normalt är hög.
- Nätbolagen skapar lokala marknadsplatser för flexibilitet (lokala kapacitetsmarknader). Motpart i affärerna är inte elanvändarnadirekt utan de elleverantörer som har kunder i området. Om problemet

exempelvis är att en nätstation behöver förstärkas erbjuds de elleverantörer som har kunder anslutna till den stationen att lämna bud på att styra undan effekt när anläggningen är som mest belastad. Regeln kan exempelvis vara att nätbolagen måste varsla minst 48 timmar i förväg att styrning skall ske. För att utgöra ett reellt alternativ till investeringar tecknas avtalen mellan nätägare och elleverantör för längre perioder, minst årsvis. Motsvarande avtal bör också kunna tecknas med lokal styrbar produktion och lokala energilager.

En viktig princip är att lokal kapacitets avropas med tillräcklig framförhållning. Avrop bör ske innan bud skall lämnas till elspot.

Utformning av nättariffer

Nätbolagen tillsammans med regleringsmyndigheterna har ett ansvar för att nättarifferna utformas på ett sätt som kombinerar krav på enkelhet och rimligt korrekt styrverkan.

Nätbolagen utvecklar tariffsystem som verkligen premierar ett effektivt utnyttjande av näten på kort och lång sikt. I detta ingår att införa rörliga avgifter som speglar marginalförlusterna och att införa tariffelement som ger elanvändarna incitament att använda mindre el när det är ont om kapacitet i näten. I princip finns två alternativa vägar. Det ena alternativet är att ta betalt för det högsta uttaget en elanvändare har under den tid näten är som hårdast belastade, exempelvis klockan 7-22 vardagar vintertid. Det andra alternativet är att utforma dynamiska tariffer som innebär att nätbolaget inför ett högt pris endast när det verkligen är behov av att elanvändarna anpassar sin förbrukning. Detta kallas Critical Peak pricing och har prövats med framgång i fältförsök¹³.

Slutsats

Modellen sätter elleverantören i centrum, men det finns samtidigt flera olika sätt att göra detta och flera av besluten är politiska beslut. I en renodlad form köper elanvändaren el till fasta priser (inklusive nät) av sin elleverantör och kunden får en rabatt om elleverantören får styra kundens anläggning. Elleverantören bjuder efterfrågefleksibilitet till spotmarknad, elbas reglermarknaden, samt till effektreserven. Hänsyn tas också till den nättariff som elleverantören betalar till nätbolagen.

6.2 Affärsmodell 2 "nätbolagen balansansvariga"

Parallellt som utvecklingen går mot att ge elhandelsbolagen en starkt roll gentemot kunderna genom den s.k. "suppliercentric" modellen finns en parallell diskussion om att stärka nätbolagens roll när det gäller att jobba med kundfleksibilitet. Logiken är att kundfleksibilitet kan komma bli en viktig del av framtidens "smarta nät" d.v.s. i arbetet med att optimera såväl driften av som

¹³Elforsk 06:83 Effektstyrning på användarsidan vid effektbristsituationer

investeringar i framtidens lokalnät. Man tror att man till dessa nät kommer att kunna koppla elkonsumenter med egen mikroproduktion, lite större vindkraft och solkraftanläggningar, samt elenergilager i form av batterier eller kanske trycksatta berggrum.

Modell syftar till att ge en stärkt roll till de lokala nätoperatorerna och innebär att nätägarna ges ett lokalt ansvar både för att näten fungerar och för att det råder balans mellan inmatning till nätet och förbrukning. Detta kan liknas vid Svenska Kraftnäts roll i dag, men lokalt.

1. Nätbolagen övertar rollen som balansansvarig elleverantör för alla elkonsumenter och för all intermittent produktion i området. Det betyder i de flesta fall att nätägarna köper in den kraft som levereras in i området och säljer den kraft som levereras ut från området. Nätbolagen utför detta uppdrag genom att agera på elspot och elbas.
2. Avräkningsmässigt är detta en enkel modell eftersom det mesta hanteras lokalt. Elanvändarna kommer att debiteras för sitt uttag gånger aktuellt spotpris och producenter krediteras för sin inmatning gånger aktuellt spotpris. Nätbolagen täcker sina kostnader för balanskraft, m.m. genom ett påslag/avdrag
3. Deelkunder som vill prissäkra sina leveranser gör detta med från nätbolagen fristående aktörer. Prissäkringarna avräknas finansiellt (Jämför hur försäkringsbolag verkar)
4. Nätbolaget har direktkontakt med kunderna och utvecklar efterfrågeflexibilitet. Denna kan användas lokalt för att optimera nätdriften, optimera utbytet till angränsande nät. bjudas in till elspot, elbas, eller till reglermarknaden. Lokala nätbolaget har således ett helhetsansvar för att lokala resurser används så effektivt som möjligt i marknaden.

En utmaning är att utforma regleringen av nätbolagen på ett sådant sätt att de verkligen har incitament att optimera systemet. Erfarenheterna från dagens reglering visar att det inte är lätt.

Det finns många rationella motiv till varför denna modell innebär ett bättre sätt att organisera elmarknaden än den nuvarande ordningen (inklusive de förändringar som modellen innebär). Den lokala nätägaren har information om nätet och om slutkundernas agerande, och avancerad mättingskommunikations- och styrinfrastruktur blir billigare när data inte behöver skickas mellan aktörerna. En effektiv balanshållning (agerande på elspot, och elbas) möjliggörs eftersom nätägaren kan följa sin balans i realtid bara genom att mäta i några få punkter. För elanvändarna blir det enkelt genom att en aktör har hela ansvaret för hela den fysiska leveransen. Genom att kunderna blir debiterade spotpriset plus ett litet administrativt påslag har de i praktiken samma pris som de allra största elförbrukarna på marknaden. Har man behov

av prissäkring kommer det med största sannolikhet att finnas möjlighet till det via försäkringsbolag.

Faktaruta

Kapacitetsersättning i det svenska systemet

Effektreserv

Effektreserv (max 2000 MW) är tänkt att användas i samband med extremt hög förbrukning. Denna reserv upphandlas årsvis i förväg. Effektreserven är en tillfällig lösning som ska vara avvecklad 2020. Effektreserven får bjudas in till Elspot, men produktionsbud får bara användas om alternativet är avkortning av köpbud, d.v.s. ransonering.

Snabb störningsreserv

Snabb störningsreserv (ca 1300 MW) får inte bjudas in till Elspot utan ska kunna aktiveras på reglermarknaden inom 15 minuter. Upphandlas årsvis i förväg. Ska inte påverka prissättningen på reglerkraft om den aktiveras.

Frekvensregleringsreserver

Frekvensregleringsreserver (ca 600 MW för hela Norden) upphandlas 1-2 dygn i förväg. Påverkar inte prisbildningen på kraft

Det starkaste argumentet mot denna modell är att en reglerad part får ett så stort inflytande över utvecklingen. Det kan med fog ifrågasättas om det över huvud taget är möjligt att utforma en reglering som ger nätföretagen incitament att agera samhällsekonomiskt optimalt.

6.3 Affärsmodell 3 – kapacitetsmarknader

Nuvarande elmarknadsmodell bygger i grunden på att alla investeringar i produktion eller flexibel förbrukning kan motiveras utifrån de förväntade spotpriserna. Undantaget är störningsreserven, effektreserven och frekvensregleringsreserverna, där ersättning utgår oavsett om de utnyttjas eller inte. Grundtanken är att dessa reserver skall hållas så små som möjligt genom att aktörerna själva utnyttjar de marknadsplatser som finns för att planera sig i balans. Detta sätt att organisera elmarknaden brukar kallas Energy Only marknad.

Störningsreserver och effektreserver upphandlas i Sverige på längre avtal, men det finns andra systemoperatörer som väljer att upphandla dessa reserver på kortare avtal, så sker exempelvis i Norge och i Tyskland. Hur mycket reserver en systemoperatör kontrakterar och på vilket sätt beror i grunden på hur elsystemen ser ut. Reserver som upphandlas av de systemansvariga skall normalt finnas tillgängliga på reglermarknaderna och alltså inte aktiveras på exempelvis elspot. Detta är viktigt i en Energy Only marknad eftersom kollektivt finansierade resurser annars kommer att bidra till att jämna ut spotpriserna, vilket i sin tur förstör incitamenten att investera i flexibel förbrukning eller i produktion som används sällan. Med samma logik bör inte reserverna pressa ner priserna på reglermarknaden, eftersom det dels minskar incitamenten att planera sig i balans och dels incitamenten till att ställa produktion till reglermarknadens förfogande. Konsekvenserna kan bli en ond cirkel med ständigt större krav på de systemansvariga att utöka de kollektivt finansierade reserverna. Ett undantag från regeln att kollektivt finansierade resurser inte ska tillåtas påverka priset på

elspot är efterfrågebud i effektreserven som får bjudas in till elspot¹⁴ utan några särskilda restriktioner.

¹⁴ Detta undantag har kommit till för att ytterligare stimulera framväxten av efterfrågefleksibilitet i marknaden. Effektreserven är från början tänkt som en tillfällig

Ett annat sätt att organisera marknaden utgår från att tanken att all installerad kapacitet har ett värde oberoende av om den används eller inte. Lite hårdtaget kan man säga att när kapaciteten används får producenten betalt för de rörliga kostnaderna och när den inte används får producenten betalt för den del av kapitalkostnaderna som den rörliga ersättningen inte finansierar. För att elanvändarna inte ska tvingas betala för kapacitet som aldrig kommer att behövas måste det finnas ett tak för hur mycket installerad kapacitet som får ersättning, exempelvis 120 procent av förväntad max-förbrukning. Ersättningen för kapacitet bestäms normalt genom ett auktionsförfarande. Det betyder att även priset på kapacitet kommer att variera över tiden beroende på tillgång och efterfrågan. Genom att införa en särskild marknad för kapacitet är det inget problem om spotpriserna blir låga och prisvariationerna små, vilket är en av poängerna med att införa kapacitetsmarknader.

Erfarenheter från bl.a. USA¹⁵ visar att efterfrågefleksibilitet har goda förutsättningar att konkurrera med elproduktion på marginalen i dessa kapacitetsauktioner. Att som elanvändare erbjuda kapacitet innebär att man lovar att inte använda el när systemet är som mest ansträngt. Det betyder att systemet kan dimensioneras för att klara en läge maxförbrukning, vilket naturligtvis innebär en besparing.

Att efterfrågefleksibilitet har goda möjligheter att konkurrera med elproduktion som förväntas användas sällan gäller i princip alla former av kapacitetsmarknader. Anledningen är att det normalt krävs rätt små investeringar för att kunna styra elanvändarnas förbrukning, vilket gör att buden kan hållas rimligt låga. Om det däremot inte betalas ut någon kapacitetsersättning alls- som på Energy Only marknaden – blir det betydligt svårare att motivera en investering, även om den är låg. Det är betydligt lättare att kunnabeta en elanvändare i förväg för rätten att få styra dennes anläggning jämfört med att utlova en ersättning utifrån att priserna blir så höga att det faktiskt bli aktuellt att styra. Detta är bakgrunden till att företag som specialiserar sig på att jobba med att kontraktera elanvändare och att vidareföra efterfrågefleksibilitet (s.k. aggregatorer) kan utvecklas på elmarknader med utvecklade kapacitetsmarknader, men har hittills haft det svårare på Energy Only marknader.

Det en kapacitetsmarknad tillför är en "garanti" att det finns tillräcklig kapacitet i systemet. Några restriktioner för hur kapaciteten får användas behövs inte. Det enda krav som ställs är att kapaciteten skall finnas tillgänglig när systemet är som hårdast belastat. Grunden bör vara att kapaciteten först bjuds in på elspot, därefter på elbas och i sista hand till reglermarknaden. När väl buden finns på reglermarknaden kan systemoperatören också använda buden för att hantera interna flaskhalsar i stamnätet.

övergångslösning vars syfte är att förhindra fysisk effektbrist under kalla vinterdagar, inte förhindra höga elpriser.

¹⁵ PJM, Reliability Pricing Model, Demand Response and Energy Efficiency, <http://www.pjm.com/~media/markets-ops/rpm/20090406-dr-ee-in-rpm-collateral.ashx>

Däremot kvarstår problemet med att låta lokal och regionnåtsågarer disponera resurserna på ett effektivt sätt. Visserligen finns det inget principiellt hinder mot att resurserna aktiveras på initiativ av det nåtbolag elanvändaren är ansluten till så länge det sker innan buden till elbörsen ska vara inne.

ELFORSK

SVENSKA ELFÖRETAGENS FORSKNINGS- OCH UTVECKLINGS - ELFORSK - AB

**Elforsk AB, 101 53 Stockholm. Besöksadress: Olof Palmes Gata 31
Telefon: 08-677 25 30, Telefax: 08-677 25 35
www.elforsk.se**