

north  
european  
power  
perspectives



Beskrivning av de konkreta utmaningar som det svenska elnätet står inför med anledning av den pågående omställningen av energisystemet

Slutrapport



NEPP report

December 2013

Rapport till Samordningsrådet för smarta elnät

**Beskrivning av de konkreta utmaningar som det svenska elnätet står inför med anledning av den pågående omställningen av energisystemet**

Slutrapport, december 2013

Johan Linnarsson, Sweco

Peter Fritz, Sweco

Per Erik Springfeldt, Sweco

# Utmaningar som det svenska elnätet står inför

---

*Det pågår en, stundtals intensiv, diskussion i Sverige och i många andra länder om möjligheter och konsekvenser av att basera elförsörjningen på en stor andel förnybar el. Framför allt gäller det betydande inslag av vindkraft och solel. Eftersom varken sol- eller vindkraft kan styras och dessutom varierar kraftigt, uppstår frågan hur elsystemet ska balanseras. I Norden har vi en stor fördel jämfört med övriga Europa eftersom vi har relativt stora volymer reglerbar vattenkraft.*

*En genomgående frågeställning i diskussionerna är hur långt reglerförmågan i den nordiska vattenkraften räcker - först och främst är ju vattenkraften utbyggd för att möta variationer i förbrukning. Även transmissionsnäten är dimensionerade med denna utgångspunkt. Vattenkraftens reglerförmåga är också delvis hotad med nya restriktioner som en konsekvens av det nya vattendirektivet från EU.*

*Hur långt vattenkraften (och transmissionsnätet) räcker för att reglera ut variationer i efterfrågan och i annan produktion är oerhört viktig eftersom det får en stor påverkan på priset och därmed alla andra investeringar på elmarknaden, både i Norden och hos våra handelspartners.*

*Grovt förenklat kan man säga att de timmar reglerförmågan i vattenkraften räcker kommer prisvariationerna bli små. Lönsamheten att investera i flexibilitet på efterfrågesidan och i annan produktion blir liten, medan lönsamheten i nät och utlandsförbindelser blir god. De timmar reglerförmågan i vattenkraft inte räcker blir i stället prisvolatiliteten hög och det kommer att krävas att andra, dyrare resurser, hjälper till att reglera systemet. Under dessa timmar kan inte våra grannländer räkna med att kunna importera från Norden.*

## 1. Bakgrund

Under hösten 2012 kontaktade Samordningsrådet för smarta elnät NEPP, med en förfrågan om samverkan kring ett delprojekt om smarta nät. Rådet angav fyra uppgifter som man önskar att NEPP tar ansvar för och genomför. Denna PM omfattar det delprojekt som innefattar uppgift nr 2:

*”Beskriva de konkreta utmaningar som det svenska elnätet står inför med anledning av den pågående omställningen av energisystemet samt beskriva hur ny teknologi som smarta elnät på ett kostnadseffektivt sätt kan bidra till denna omställning”.*

## 2. Inledning

För att ett elsystem över huvud taget ska fungera krävs att det är en kontinuerlig balans mellan utbud och efterfrågan. För att elapparater ska fungera tillfredsställande krävs utöver kravet på kontinuerlig balans att spänningen i nätet hålls inom rimliga gränser. Med dessa krav som utgångspunkt har det elsystem som vi har i dag har byggts upp under mer än 60 år. Förutsättningarna har hela tiden varit att skapa ett så ekonomiskt effektivt system som möjligt utifrån de tekniska och legala förutsättningar som har gällt.

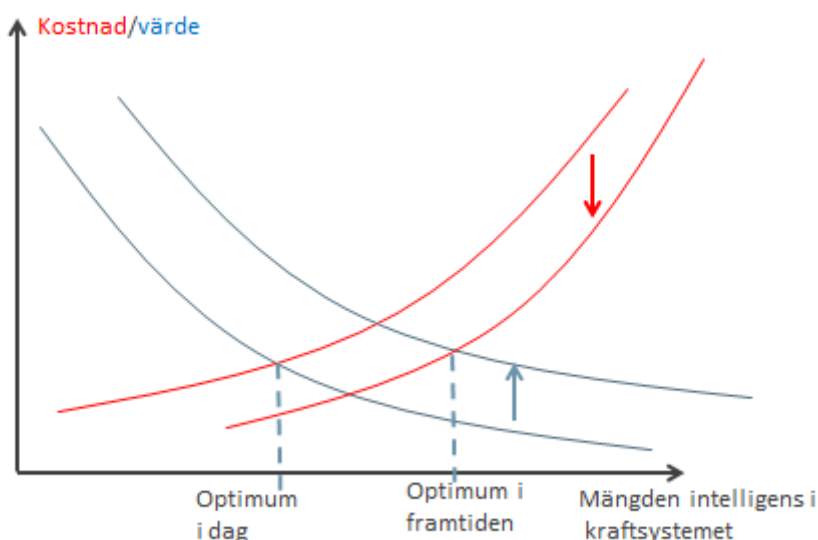
Balanseringen av systemet och spänningshållning kan ske på många olika sätt och systemlösningar inkluderar:

- Flexibla kraftverk (kraftverk som har förmåga att följa efterfrågevariationer och (icke önskvärda) variationer i andra kraftverk)
- Kraftverk som producerar mest när efterfrågan är hög, såsom vattenkraft med stora dammar och kraftvärmeverk (KVV)
- Transmission till andra områden, vilket utjämnar totala behovet av reglering och ökar antalet kraftverk som kan delta
- Flexibel elförbrukning
- Ett starkt distributionsnät (låga impedanser, hög spänning, grövre areor på ledningar)
- Spänningsreglering i reglerbara transformatorer
- Spänningsreglering i solceller och vindkraftverk
- Extra utrustning (SVC, Static Var Compensation) som installeras och styr spänningen.

I kraftsystemet kan man kontinuerligt mäta flera storheter, t ex spänningar, överföring, produktion och konsumtion. Denna information kan sedan användas för olika typer av beslut. Besluten syftar till att på ett så effektivt (smart) sätt som möjligt styra produktion, konsumtion och överföring så att driften av elsystemet uppfyller de krav man ställt gällande ekonomisk effektivitet och tillförlitlighet. Styrning innebär tillslag/frånslag av brytare, reglering i olika komponenter etc. Det viktiga är att det inte är styråtgärden i sig som är "smart" utan konsekvensen av styråtgärden.

"Smarta nät" (vår tolkning) är att använda mer IT i kraftsystemet så att infrastrukturen kan användas närmare sin tekniska förmåga.

## Smarta nät är ingen revolution utan en evolution



Tekniskt sett kan man överallt i systemet mäta allting på sekundbasis och styra varenda hushållsapparat, men det blir dyrt vilket illustreras av att kostnaden ökar. Det är också tveksamt hur stort värde det ger med en extrem mängd mätning och styrbarhet, vilket illustreras av att värdet

minskar ju mer man har. Men allt tyder på att det kommer bli fler intelligenta lösningar i framtiden eftersom:

- Kostnaden minskar: Detta gäller kostnad för att mäta, styra, överföra information samt för att processa informationen
- Värdet ökar: I framtiden kommer man få mer variabel elproduktion, såsom vindkraft och solkraft vilket kräver mer styrning. Med den avreglerade marknaden finns en ökad kostnadspress. Dessutom ökar samhällets beroende av ett fungerande elsystem, vilket i sin tur gör att man vill minska risken för fel, minska konsekvenserna av de fel som ändå inträffar samt snabbt åtgärda felen.

Utvecklingen mot ett "smartare nät" sker således kontinuerligt och drivs i första hand av den tekniska utvecklingen på elektronikområdet. Till detta kommer ökade krav på samhället av en säker och kostnadseffektiv elförsörjning. Ökade inslag av intermitterent produktion innebär ökade påfrestningar på distributionssystemet och ställer nya krav på reglering vilket ger ytterligare incitament för att hitta de mest kostnadseffektiva lösningarna.

### 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 oreglerbara produktionen 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.

I diskussionen kring vilka utmaningar integration av förnybar kraft innebär används ofta begrepp som Reglerkraft, Balanskraft och Reserver utan att alltid definiera vad som avses. Eftersom dessa begrepp kan betyda helt olika saker leder det ofta till missförstånd.

Exempelvis refereras i kapitel 3.1 i NEPPs kunskapssammanställning om vindkraft till ett IEA-arbete där behovet av ökad reglerkraftskapacitet samt ökade kostnader för balanskraft till följd av vindkraftsintroduktion diskuteras. I IEA-arbetet är "reglerkraft" definierat och avser den kraft som behövs för att kompensera för att produktionen blir en annan än den man prognostiserat. Eftersom vindkraft är svår att prognostisera i perspektivet 12-36 timmar, d.v.s. när buden till elmarknadens "dagen före-marknad" (i Norden Elspot) läggs, ökar behovet av denna typ av reglerkraft. Ibland kallas också denna typ av reglerkraft för "reserver", eftersom risken för prognosmissar antas innebära ett behov för den systemansvarige att reservera kraft.

Omplanering av systemet efter att buden till Elspot läggs är emellertid bara en liten del av det *reglerarbete* som utförs på elmarknaden. Reglerkraft i den snäva definition får alltså inte förväxlas med all den flexibla produktion som krävs för att balansera elsystemet. Reserver i den snäva definitionen får inte heller förväxlas med behovet av kraftverk som behövs för leveranssäkerheten i systemet men som används bara ett fåtal timmar.

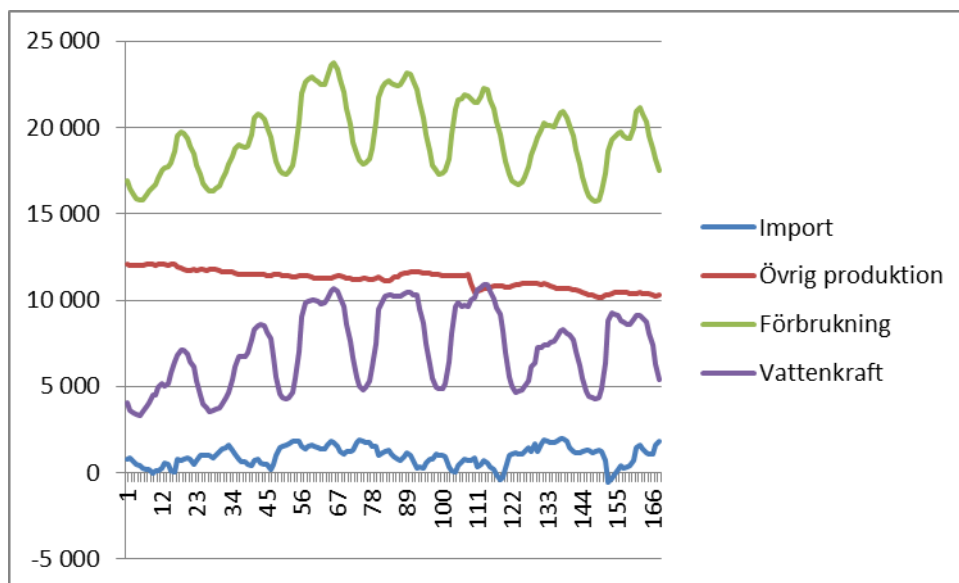
De mesta av kostnaderna till följd av integration av vindkraft handlar om att dimensionera systemet så att det klarar de flesta tänkbara situationer och att faktiskt ändra produktionen i kraftverken (start- och stoppkostnader, verkningsgradsförluster, m.m.) för att möta variationer i efterfrågan och oreglerbar produktion. Utmaningarna (kostnaden) ligger således i första hand i att skapa tillräcklig

flexibilitet i systemet genom att investera i nät och genom att investera i, eller behålla, reglerbara kraftverk som behövs när det inte blåser eller solen inte skiner, men som i övrigt inte används - inte i att hantera prognososäkerhet.

### 3.1 Flexibilitet

I Norden har vi fördelen av att ha stora lätt reglerbara vattenkraftresurser. I Sverige har vi en maximal produktionskapacitet på ca 14 000 MW vattenkraft och inom en timme kan produktionen variera med upp emot 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.

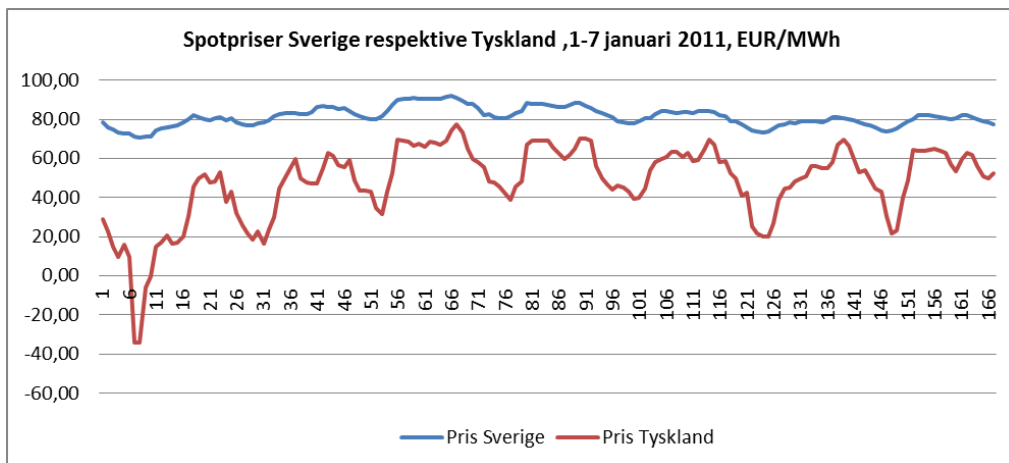
Hur den svenska vattenkraften används för att möta variationer i förbrukningen syns tydligt Figur 1. Exemplet är hämtat från den första veckan i januari 2011.



Figur 1: Vattenkraft används för att reglera ut förbrukningsvariationer. 1-7 januari 2011, MWh/h

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 speglas prisvariationer 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 Figur 2 är det betydligt dyrare att reglera i Tyskland än i Sverige. Noterbart är att trots höga kostnaderna för reglering i Tyskland så låg de Tyska priserna lägre än de svenska den första veckan i januari 2011.

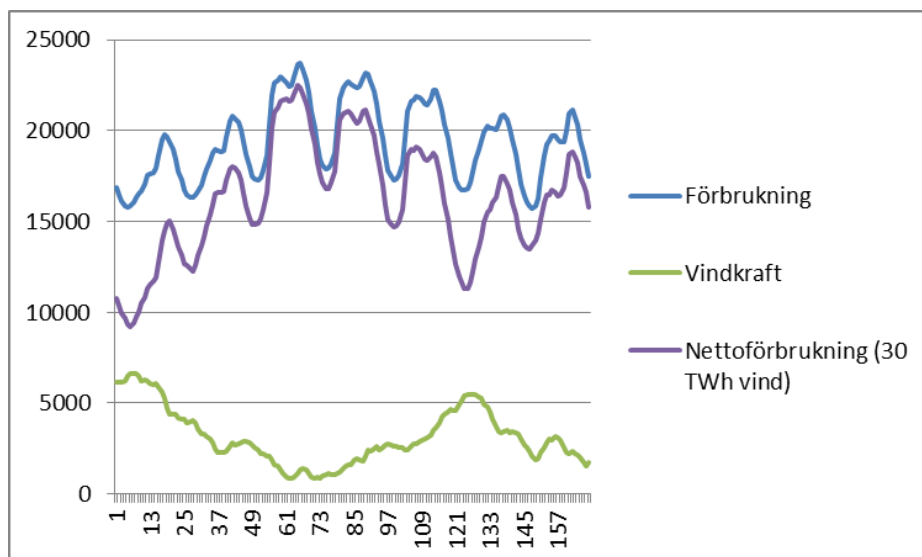


**Figur 2: Spotpriser i Tyskland och Sverige 1- 7 januari 2011, EUR/MWh**

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, oviktat 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. Motsvarande siffror för Tyskland var 11,6 EUR/MWh 2009, 6,7 EUR/MWh för 2010 och 4,7 EUR/MWh för 2011

Det är ganska klart att de relativt små prisskillnader inom dygnet som vi har i dag, inte kommer att driva några betydande investeringar i flexibilitet vare sig på efterfrågesidan eller i produktionsanläggningar. En viktig fråga är således i vilken utsträckning denna situation kommer att bestå eller om vi kan förvänta oss större variationer inom dygnet. Om man inledningsvis bortser från vad som händer med den existerande produktionsapparaten och eventuella efterfrågeanpassningar så är det i princip 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 transmission innebär att vi kan dra nytta av prisvolatiliteten i exempelvis Tyskland genom att sälja mer kraft när priserna är höga och köpa mer när priserna är låga, 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 Figur 3 nedan illustrerar hur nettoförbrukningen skulle ha sett ut första veckan i januari 2011 om vindkraften varit utbyggd motsvarande en årsproduktion på ca 30 TWh (år 2011 var vindkraftens årsproduktion 6 TWh). Med begreppet nettoförbrukning avses den elförbrukning som återstår när vindkraftelproduktionen subtraherats från verklig elförbrukning.



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

De ökade reglerbehovet som vindkraften medför kan i princip hanteras på 4 olika sätt:

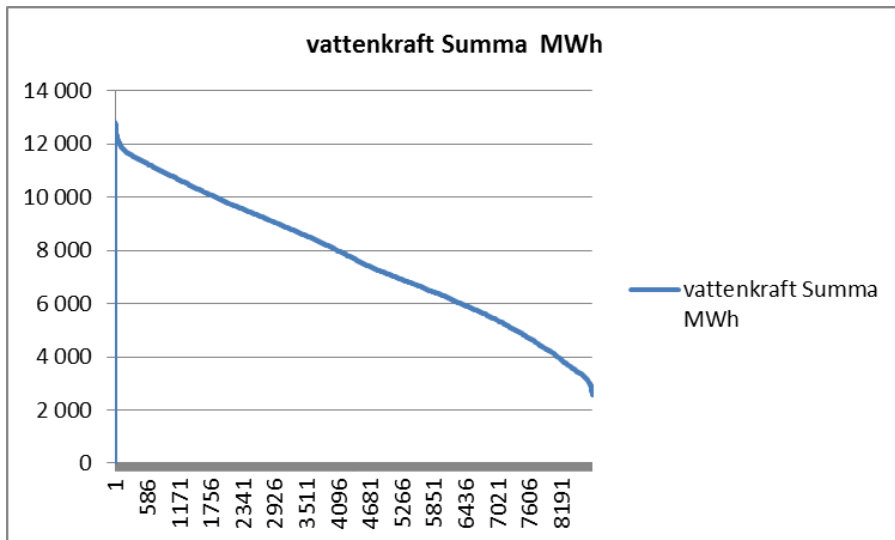
1. Vattenkraften regleras annorlunda (mera)
2. Värmekraften används för reglering,
3. Utrikeshandeln förändras, och
4. Efterfrågan bidrar till reglering

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

#### **Möjligheten att öka regleringen i vattenkraften.**

Om vi börjar med vattenkraftens reglerförmåga så vet vi att den är stor. Figur 4 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 inträffade i december och den lägsta i juli. Reglerkapaciteten är således maximalt ca 10 000 MW. Det som också påverkar hur mycket vattenkraft 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 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. Produktionsförändringar 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, kommer sannolikt att innebära begränsningar.





**Figur 4: Vattenkraftproduktion under 2011, MWh/h**

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 vindkraft 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 att kunna reglera systemet under perioder med hög vindkraft 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. Det är inte sannolikt att det går att klara en sådan situation med export eftersom våra handelspartners sannolikt också har överskott på el. I verkligheten uppstår dessutom stabilitetsproblem när andra kraftverk behöver reglera ner kraftigt. Det hjälper således kanske inte med låga eller t.o.m. negativa elpriser utan vindkraftverk måste helt enkelt kopplas bort från nätet.

### **Reglering med värmekraft**

Jämfört med 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 då kärnkraften har används för dygnsreglering.

### **Import och export**

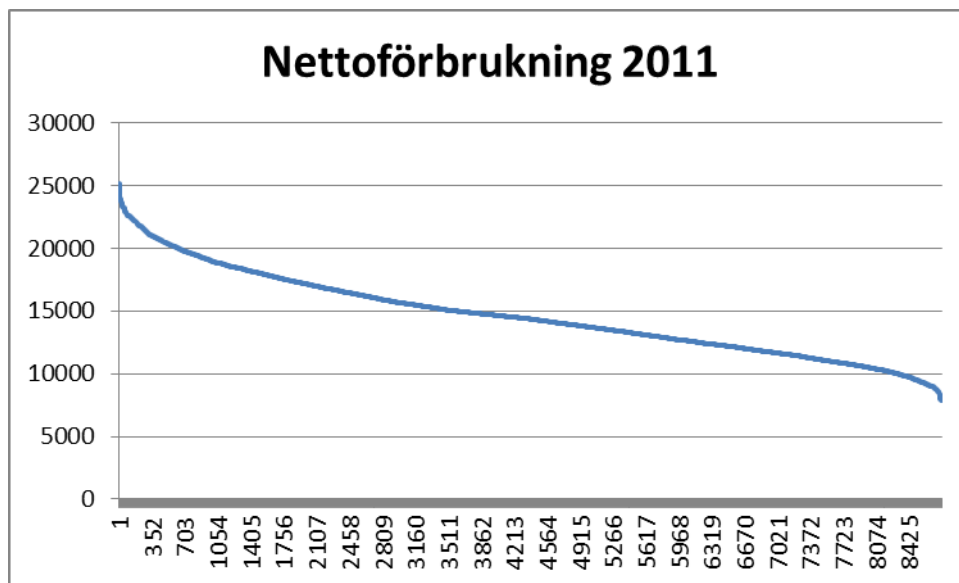
Sverige har en betydande elhandelskapacitet med våra grannländer. År 2011 var den maximala nettoimporten 1 timme över 5 000 MW och den maximala nettoexporten över 3 000 MW. År 2012 var motsvarande siffror en maximal export på 5 800 MW och en maximal import på 4 700 MW. Den fysiska handelskapaciteten 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 våra grannländer utnyttjas i praktiken aldrig den fulla kapaciteten för import eller för export samtidigt.

### 3.2 Tillräcklig kapacitet i systemet

Med några få undantag får elproducenter bara betalt när man faktiskt producerar<sup>1</sup>. För att motivera producenter att variera produktionen för att möta efterfrågevariationer 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 jämt som möjligt och produktionsapparaten skulle dimensioneras för denna jämna produktion.

Behovet av produktion som används sällan kan illustreras med ett s.k. varaktighetsdiagram, se Figur 5.

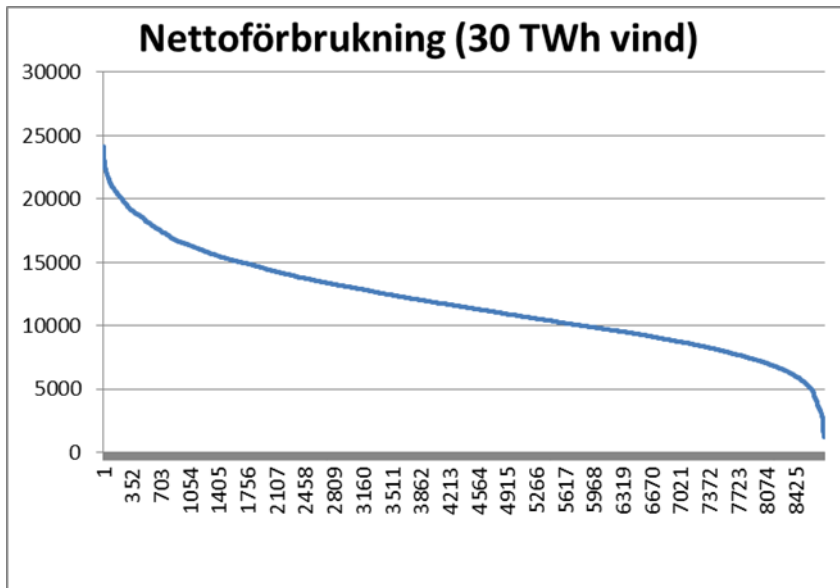


Figur 5: Nettoförbrukning 2011 d.v.s. förbrukning 2011 minus vindkraftsproduktion 2011, MWh/h

I diagrammen visas efterfrågan minus vindkraftproduktion i Sverige år 2011 (timmarna är sorterade så att det högsta värdet kommer längst till vänster i bilden, o.s.v.) Ju spetsigare kurvan är desto 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 efterfrågeflexibilitet. 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.

Om vi i stället studerar nettoförbrukningen 2011 med 30 TWh vind ser vi att kurva blir ännu spetsigare. I detta exempel användes 2000 MW kortare än 35 timmar, se Figur 6.

<sup>1</sup> De systemansvariga betalar producenter för de reserver som krävs för att upprätthålla leveranssäkerheten vid plötsliga fel (störningsreserver). I Sverige finns också en upphandlad "Effektreserv" på maximalt 2000 MW. Detta är dock en temporär lösning som ska vara avvecklad till år 2020. En liknande effektreserv finns också i Finland.



Figur 6: Nettoförbrukning 30 TWh vind, d.v.s. förbrukning 2011 minus vindkraftsproduktion 2011 uppräknat till en årsproduktion på 30 TWh, GWh/h.

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 marknadsstyrka 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/MWh<sup>2</sup>.

#### 4. Det framtida svenska elsystemet

I detta avsnitt presenteras några framtidsbilder för det svenska elsystemet 2030. Bilderna baseras på modellkörningar med Swecos timbaserade elmarknadsmodell som täcker hela Europa. Indata är kalibrerad mot NEPPs andra modeller och scenarier, vilka har redovisats tidigare. Detta arbete kommer att fortsätta så detta är bara en första redovisning av resultat.

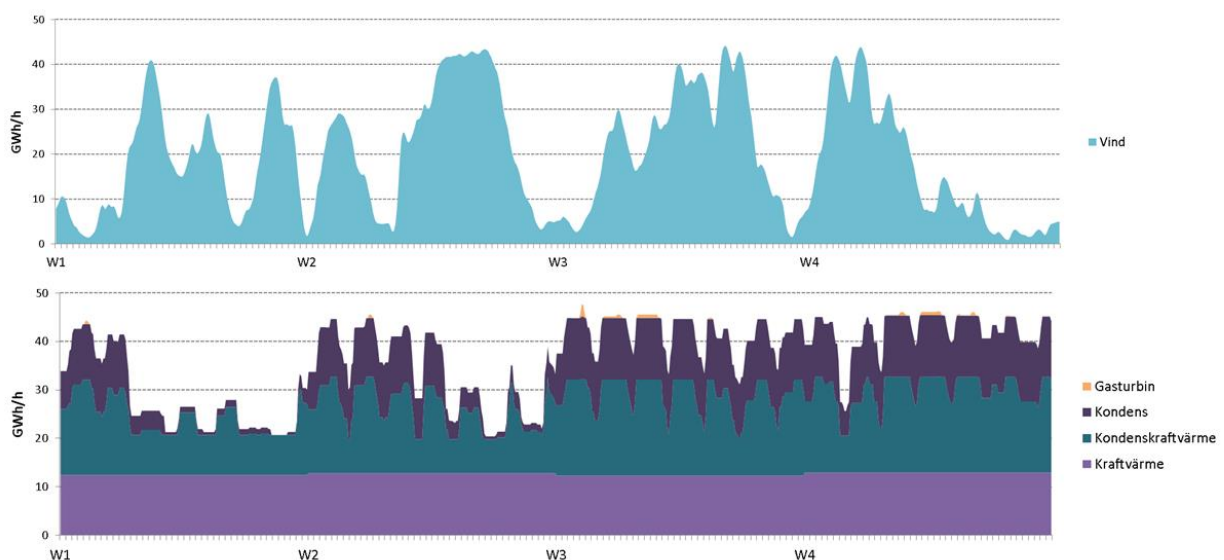
Som framgår av föregående avsnitt måste man ta hänsyn till en rad olika faktorer för att kunna bedöma vilka utmaningar det framtida svenska elsystemet står inför. Särskilt viktigt är att det svenska elsystemet är en del av en nordeuropeisk elmarknad. Utvecklingen i våra grannländer och handelspartners är lika viktig som utvecklingen inom landet. För att på ett någorlunda realistiskt sätt kunna beskriva de framtida utmaningarna krävs elmarknadsmodeller som, förutom Sverige, också beskriver våra grannländer och som klarar av att ner på timnivå beskriva elsystemet.

Ett av de scenarier vi har arbetat med kallas det "gröna scenariot" och innefattar stora volymer vindkraft i såväl Sverige som i övriga Norden och i Tyskland. Som beskrivs tidigare antas också omfattande utbyggnad av stamnätet och utlandsförbindelser söderut för att klara den omfattande export av kraft som utbyggnad av förnybar kraft i Norden för med sig.

<sup>2</sup> Källa: Rapport till Näringsdepartementet, Sweco

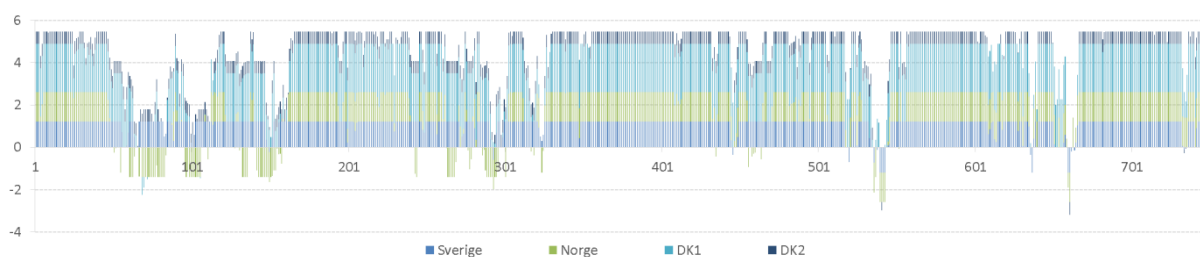
En viktig förutsättning i modelleringsarbetet är att alla kraftverk som finns i marknaden skall bära sina egna kostnader, d.v.s. vara lönsamma för dess ägare. För äldre avskrivna betyder det att intäkterna minst ska klara att täcka de årliga driftkostnaderna, men krävs nyinvesteringar måste intäkterna även täcka kapitalkostnaderna (ränta, avskrivningar). Det betyder att ju färre timmar som kraftverken är i drift desto högre måste priserna vara just dessa timmar. Priserna måste också vara sådana att det blir ekonomiskt försvarbart för kraftverksägarna att reglera kraftverken upp och ner trots att det kostar pengar att starta och stoppa kraftverken. Båda dessa faktorer leder till att priserna med nödvändighet måste variera mer än idag och att de från tid till annan måste tillåtas bli riktigt höga.

Om vi börjar med att se till situationen i Tyskland i detta gröna scenario ser vi en ganska besvärlig situation (Figur 1).



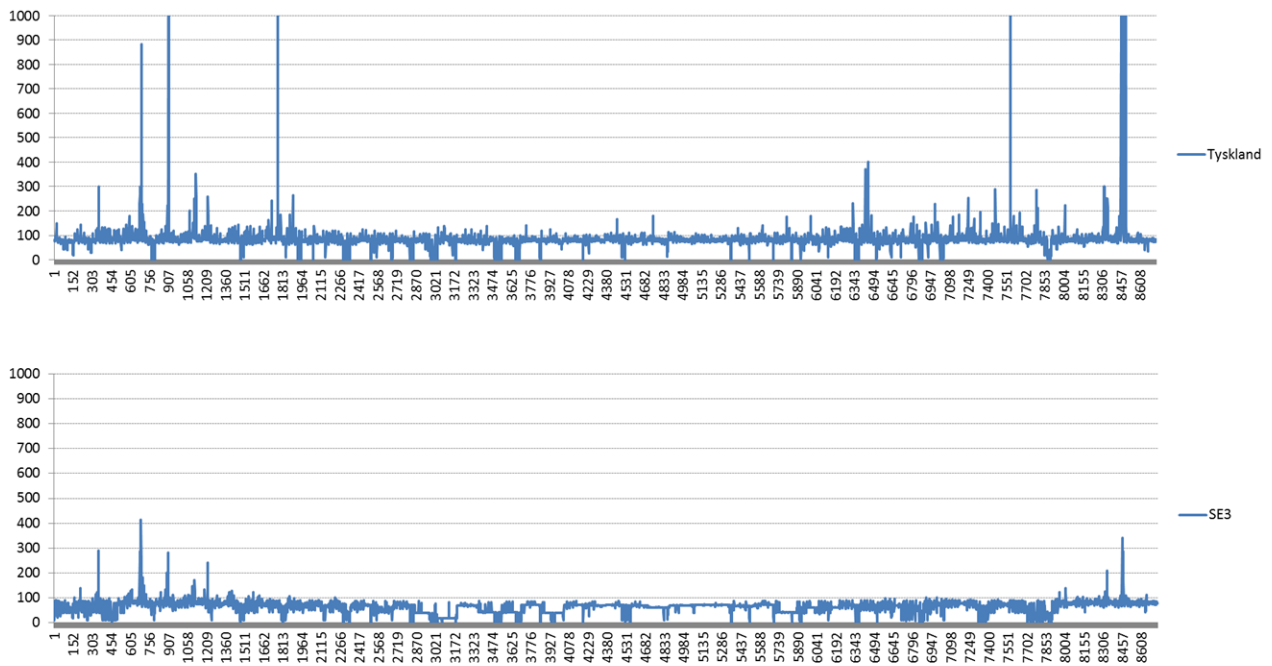
**Figur 7: Produktion i Tyskland (exklusive sol), januari 2030, NEPP's gröna scenario, GWh/timme**

Den övre bilden (Figur 7) visar vindkraftsproduktion under en januarimånad och den nedre (Figur 8) hur reglerbar produktion behöver köras. Hänsyn har tagits till Tysklands handel med sina grannländer. Från Norden sker som tidigare diskuterats en betydande export vilket i praktiken betyder att Norden kan exportera även under lågladdtid och när det blåser mycket i Tyskland. Norden bidrar således inte speciellt mycket till regleringen i Tyskland vilket bilden nedan indikerar.



**Figur 8: Nettoutbytet mellan Norden och Tyskland januari 2030, NEPP's gröna scenario, GWh/timme. Positiva värden innebär export från Norden till Tyskland**

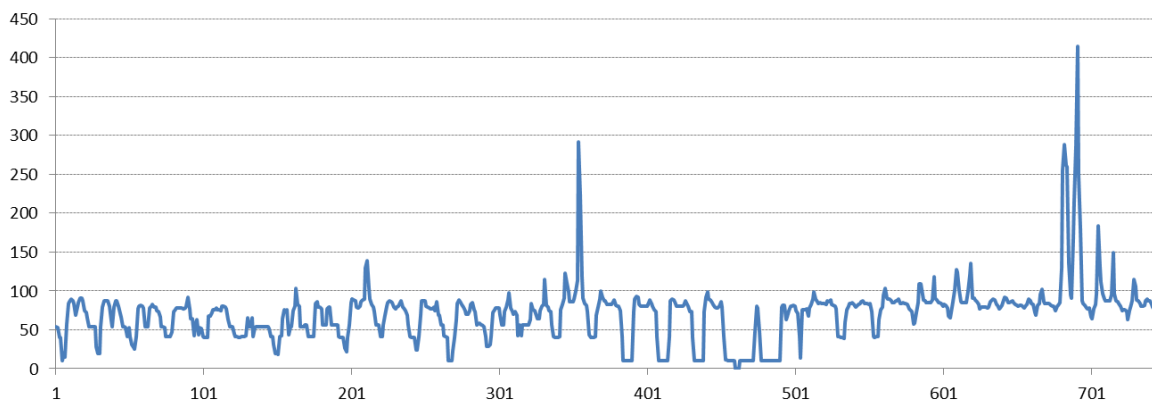
Figur 9 visar en priskurva för Tyskland respektive för prisområde 3 i Sverige (SE3) för ett helt år. Eftersom upplösningen på priserna är timmar blir bilden lite ”grötig”, men man ser ändå att det är en stor skillnad i prisvariationer (volatilitet) mellan de två marknaderna.



**Figur 9: Spotpriser i Tyskland (övre bilden) respektive SE3 (undre bilden) 2030, NEPP’s gröna scenario, EUR/MWh, trunkerad vid 1000 EUR/MWh**

Det är värt att notera att skalan på Y-axeln är EUR/MWh och att 1000 EUR/MWh nästan motsvara 10 kronor/kWh d.v.s. 20 gånger så högt pris som vi normalt har. Dessa ”prisspikar” är nödvändiga för att få lönsamhet i kraftverk med få utnyttjningstimmar. Notera också att vi i dessa modellkörningar inte har inkluderat efterfrågefleksibilitet. Till nästa rapportering kommer vi kunna redovisa hur olika typer och olika kvantiteter efterfrågefleksibilitet påverkar bilden.

Trots att priskurvan för SE3 framstår som relativt stabil jämfört med Tyskland är prisbilden betydligt mer volatil än vad vi är vana vid. Detta syns tydligare om vi bara tittar på en månad. I Figur 10 redovisas priserna för SE3 under januari.



**Figur 10: Spotpriser SE 3, januari 2030, NEPP’s gröna scenario EUR/MWh**

Vi har ännu inte i detalj analyserat var och hur dessa prisvariationer uppstår men hypotesen är att kostnaderna ofta uppstår någonstans i systemet, oftast utanför Sveriges gränser, och fortplantar sig till andra delar genom handeln.

Resultatet pekar på att kostnaderna för att hålla elsystemet i balans kommer att öka väsentligt i detta gröna scenario. I våra modeller återspeglar det sig i kraftigt varierande priser. Detta gäller särskilt i Tyskland, men även i Norden kommer vi att behöva använda annat än vattenkraft för att reglera systemet. Genom att vi bygger ut överföringsförbindelserna med kontinenten kommer vi också att "smittas" av den prisvolatilitet som finns på kontinenten.

Det är samtidigt viktigt att hålla i minnet att detta är ett ganska extremt scenario med exempelvis över 100 TWh vindkraft i Norden. Det är också värt att påpeka att detta scenario bygger på antagandet att den nuvarande elmarknadsmodellen bibehålls. Skulle det exempelvis införas en kapacitetsmarknadsmodell i Tyskland som stimulerar investeringar i "peak"-anläggningar kan prisbild och handelsmönster förändras radikalt. Norden är i detta scenario en stor exportör av kraft 2030 bl.a. till följd av investeringar i förnybart men också p.g.a. att kärnkraften i Sverige är intakt och att kärnkraften i Finland har byggts ut.

## **5. Preiseffekter av efterfrågefleksibilitet hos hushållskunder.**

Det finns en stor potential för laststyrning hos hushållskunder, främst småhus med eluppvärmning. Genom att utnyttja husets värmetröghet kan lasten flyttas några timmar utan att det påverkar komforten. Tidigare studier har visat att ett det finns en teknisk potential all styra upp till 2000 MW i Sverige, 2 KW i 1 000 000 småhus.

Den maximala efterfrågefleksibiliteten är högst temperaturkänslig. Man kan inte minska förbrukningen om det inte finns något värmebehov och på samma sätt kan man inte öka förbrukningen om man redan använder full effekt. Det leder till att potentialen för efterfrågefleksibilitet är störst på vintern, då den också behövs som bäst. Det ska också nämnas att vid längre perioder med mycket kallt väder så minskas möjligheten att flytta sin last utan att komforten påverkas då systemet då troligtvis går för fullt.

I en studie åt Elforsk<sup>3</sup> har man kunnat visa att redan vid 100 000 småhus som styr sin användning efter priset kommer det att få effekter på prisbildningen. Vidare visar studien att effekterna på marknaden inte är oproblematiske om 700 000 småhus styr sin användning efter priset.

Simuleringarna gjordes med riktiga budkurvor från NordPool Spot. Dock begränsades studien till att endast använda budkurvor för Sverige och att ignorera effekter av gränshandel. Detta innebär med största sannolikhet att prispåverkan överdrivs i dessa simuleringar.

Om fler hushåll styr sin efterfrågan efter priset kommer det också att leda till att prisskillnaderna mellan hög- och låglast minskar. Det innebär i sin tur att förtjänsten att styra sin last för det enskilda hushållet också minskar när fler användare styr sin last. Studien visar också att årsmedelpriset går

---

<sup>3</sup> Elforsk rapport 40220, Efterfrågefleksibilitet på en Energy only-marknad

ned när många användare styr lasten. Det innebär att även de som inte styr sin last tjänar på att andra gör det.

Drivkraften för att styra lasten kan komma både från elmarknaden och från differentierade nättariffer. På dagens nordiska marknad kan det variera över tiden vilken drivkraft som är starkast. På höst och vår ger dynamiska nättariffer i dagsläget en större prisskillnad än själva elpriset (Vattenfall har t.ex. en skillnad på 36,5 öre/kWh vardagar november till mars kl. 06-22). Under de kallaste månaderna är det dock inte ovanligt att skillnaderna i spotpris överstiger de dynamiska nättarifferna. Spotpriser och nättariffer kommer att samvariera i hög utsträckning, men det kan uppstå situationer då de ger motstridiga signaler.

## 5.1 Hur ska hushållen agera på marknaden?

Det har i ett flertal studier visats att det finns en ansevärd potential för hushållskunder att anpassa sin last och att denna kan få inverkan på prisbildningen. För det enskilda hushållet är det enklaste sättet att helt enkelt reagera på spotpriserna som publiceras kl. 13 dagen innan och sedan anpassa sin förbrukning därefter. Denna typ av styrning kan automatiseras med enkel och relativt billig teknik. Detta kan man kalla för *reaktiv efterfrågefleksibilitet* eller *Demand Respons (DR)*.

Det andra alternativet är att hushållens efterfrågefleksibilitet bjuds in redan på spotmarknaden dagen innan. Detta förfarande är mer komplicerat och kräver troligtvis att en aggregator, t.ex. en elhandlare, tillåts styra lasten åt kunderna. Detta kan man kalla *explicit efterfrågefleksibilitet* eller *Demand Side Management (DSM)*.

## 5.2 Effekter på marknaden vid reaktiv efterfrågefleksibilitet

Om endast ett fåtal hushåll anpassar sin last baserat på elpriset får det en liten effekt på systemet i sin helhet, eftersom denna variation blir liten i jämförelse med övriga osäkerheter i efterfrågeprognosen. Om det däremot är många som reagerar på priset kommer det få en påverkan på prisbildningen i marknaden. Om elhandlaren kan förutse hur hushållen kommer att justera sin efterfrågan på förhand kommer detta reflekteras redan i buden till spotmarknaden dagen innan och efterfrågefleksibiliteten kommer även att påverka prisbildningen på spotmarknaden. Om elhandlaren däremot inte kan förutse hur kunderna ändrar sin förbrukning kommer istället elhandlaren behöva handla sig i balans på intradagsmarknaden med ökade balanskostnader som följd. Dessa ökade kostnader kommer förr eller senare att betalas av kundkollektivet.

Om allt för stora volymer hanteras på intradagsmarknaden kommer spotmarknaden inte längre reflektera den verkliga balansen på marknaden. Det kan leda till att spotmarknaden tappar trovärdighet. Trovärdigheten i systempriset är central på den Nordiska marknaden, då denna ligger till grund för all finansiell handel. Det är därför vitalt att hushållens efterfrågefleksibilitet inte har en negativ inverkan på trovärdigheten för systempriset och spotmarknaden genom att addera ökade volymer på intradagsmarknaden. Det är således önskvärt att efterfrågefleksibiliteten bjuds in redan på spotmarknaden. Vidare är likviditeten på intradagsmarknaden idag långt ifrån tillräcklig för att hantera de mängder efterfrågefleksibilitet som diskuterades i studien.

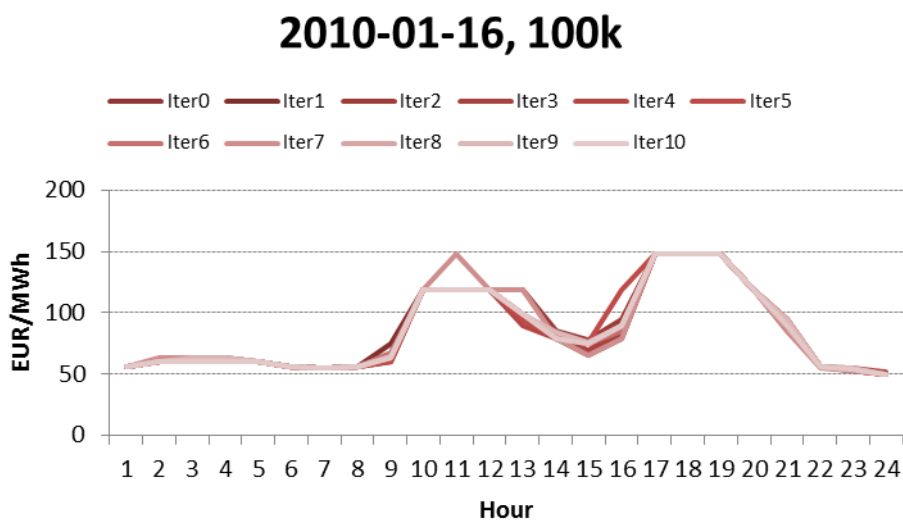
Om justeringarna i efterfrågan istället bjuds in till spotmarknaden är det till nytta för samtliga aktörer, då prisförändringarna kommer samtliga aktörer tillgodo. Intradagsmarknaden är till skillnad mot spotmarknaden bilateral varför nyttan bara tillkommer de parter som var involverade i just den transaktionen.

En annan utmaning är att konsumenterna idag inte har några incitament att balansera efter en eventuell förbrukningsprognos. Under en övergångsperiod kan det bli utmanande för de balansansvariga att förutspå förbrukningsmönstret om det skiljer sig markant från standardförbrukningsmönstret. Det kan leda till stora obalanser med efterföljande obalanskostnader. Det är inte uppenbart hur snabbt elmarknadens parter kan lära sig detta.

Simuleringar med reaktiv efterfrågefleksibilitet genomfördes med 10 000, 100 000 respektive 700 000 hushåll i Sverige.

1. Först simulerades spotpriset baserat på historiska utbuds- och efterfrågebud.
2. Baserat på resultatet från spotmarknadssimuleringen simulerades efterfrågefleksibiliteten med hänsyn till temperatur, komfortkriterier och nättariffer mm.
3. Den resulterade efterfrågefleksibiliteten importerades sedan tillbaka till spotprissimuleringen och en ny priscurva räknades fram. Det nya resultatet användes sedan åter igen för att beräkna efterfrågefleksibiliteten osv. Antalet iterationer per scenario var cirka 10 stycken.

Vid 10 000 hushåll sågs en väldigt liten effekt på elpriset och det kan med god grund påstås att det krävs fler än 10 000 aktiva hushåll för att påverka prisbildningen. Vid 100 000 hushåll kunde det däremot ses att prisbildningen påverkades markant och att nya (högre) prisspikar uppstod, se Figur 11 nedan.

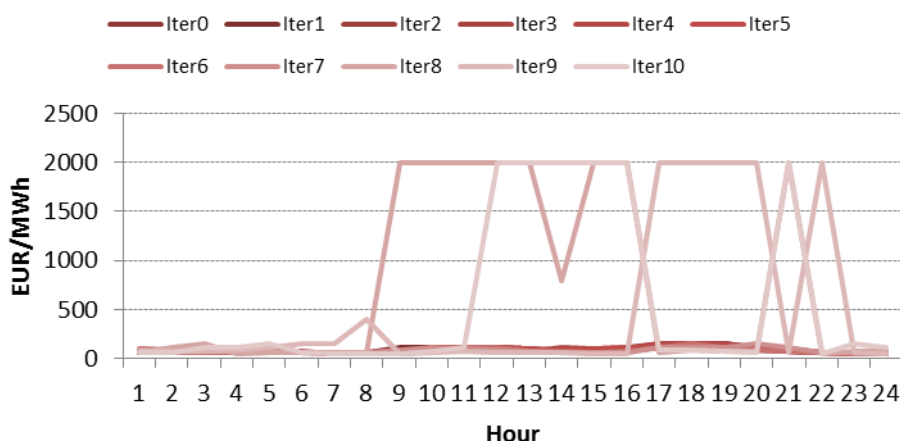


Figur 11: Prisbildning med 11 iterationer.

I scenariot med 700 000 hushåll uppnår man en dramatisk inverkan på prisbildningen. En förändring av förbrukningen en timme medför förändringar på flera andra timmar och priset blir mer volatilt än utan efterfrågefleksibilitet. Prisbildningen oscillerar och verkar inte konvergera mot en jämvikt. Detta illustreras i Figur 12 nedan från iterationer för 2010-01-16.



## 2010-01-16, 700k



Figur 12: Prisbildning efter 10 iterationer. Inverkan på prisbildningen från efterfrågefleksibilitet är betydlig. Ändringen i förbrukning orsakar extrema prisspikar med brist som följd (leder till maxpris)

Simuleringarna visar att stora mängder *reaktiv efterfrågefleksibilitet* kan vara svår att hantera och att det är mycket osäkert om elhandlare kommer att kunna förutspå hur kundkollektivet kommer att reagera på prisskillnader.

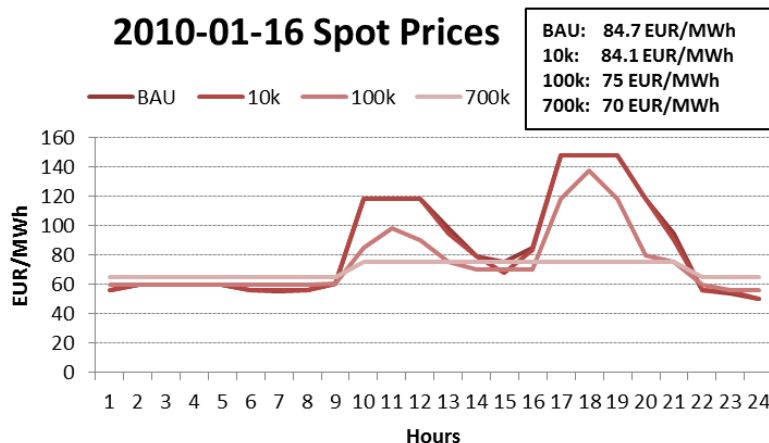
Slutsatsen blir att om endast ett fåtal hushåll agerar reaktivt på elpriserna får det ingen större inverkan på prisbildningen. Om det däremot är ett stort antal hushållskunder som agerar reaktivt kan det få oförutsägbara effekter och kan bidra till att öka osäkerhet och volatilitet på elmarknaden.

### 5.3 Pris effekter vid explicit efterfrågefleksibilitet

Det skulle vara önskvärt att efterfrågefleksibiliteten bjöds in redan på spotmarknaden där den gör nytta för hela kraftsystemet. Det saknas dock idag produkter på NordPool Spot som möjliggör att villkora elanvändning till prisskillnader<sup>4</sup>.

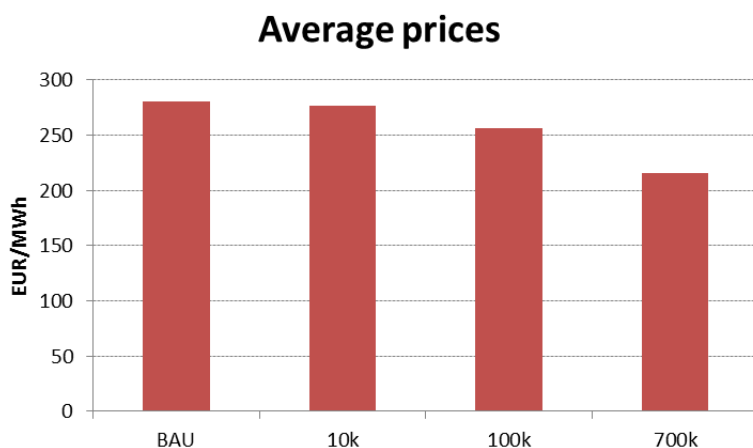
I denna simulering togs hänsyn till efterfrågefleksibiliteten redan i prisbildningen på spotmarknaden och optimerades efter maximerad välfärd, dvs. för störst nytta för hela systemet men inte nödvändigtvis för den enskilde kunden. I detta alternativ så stötte man inte på problemet med nya prisspikar som uppstod när man simulerade reaktiv efterfrågefleksibilitet. I Figur 13 nedan visas resultaten för 2010-01-06.

<sup>4</sup> Det pågår för tillfället en studie inom ramen för Elforskprogrammet Market Design som bland annat undersöker förutsättningarna för en sådan produkt.



Figur 13: Simulerad prisbildning för fyra olika scenarier. Prisvolatiliteten minskar avsevärt med ökad efterfrågeflexibilitet.

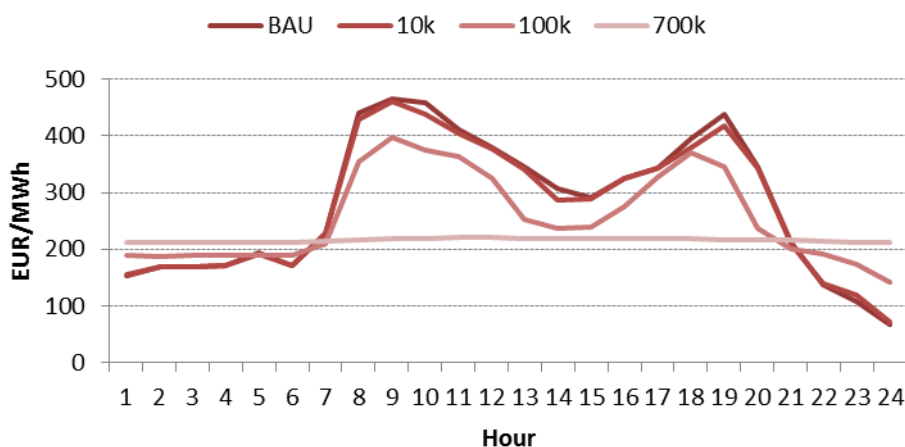
Man kan också konstatera att medelpriset sjunker med ökad efterfrågeflexibilitet på spotmarknaden, vilket också visas i Figur 14 nedan. Det lägre priset uppnås främst genom att prisspikar vid höglast undviks i högre grad än vad priset höjs vid låglast. Tillgångskurvan är oftast brantare vid höglast än vid låglast varför en ändring i efterfrågan får en större prispåverkan vid höglast än vid låglast.



Figur 14: Medelpriser för alla simulerade veckor.

Med ökad efterfrågeflexibilitet minskas också volatiliteten på elmarknaden, vilket tydligt kan ses i Figur 15 nedan. En ökad efterfrågeflexibilitet kommer alltså att minska prisskillnaden och således minska drivkraften för ytterligare efterfrågeflexibilitet. Det minskade medelpriset gynnar även dem som inte anpassar sin last. Fallet med en i princip platt prisprofil får ses som ytterst teoretisk då incitamenten för att investera i styrsystemet skulle ha försvunnit långt tidigare. Det är viktigt att komma ihåg att denna studie gjordes med Sverige som en isolerad marknad, vilket medför att varför effekterna på prisbildningen troligtvis är överdrivna.

## Average prices for all the simulated weeks



Figur 15: Medelpris för alla simulerade veckor.

## 6. Simuleringar av efterfrågefleksibilitet med ett Europeiskt perspektiv

I det tidigare kapitlet var huvudsyftet att se på skillnaden på reaktiv och explicit efterfrågefleksibilitet, där simuleringarna var begränsade till Sverige. I detta kapitel undersöks hur efterfrågefleksibilitet i Norden påverkar elmarknaden där, hänsyn tas till att Sverige är en integrerad del av ett Europeiskt system.

Det finns ett flertal olika typer av efterfrågefleksibilitet och som kan simuleras på olika sätt:

### Flytta från höglast till låglast:

- Exempelvis laddning av elbilar och hushållsapparater som styrs med timers
- Incitament kan exempelvis vara en tidstariff
- Agerar alltid på samma sätt oberoende av spotpriset
- Modelltekniskt påverkas profilen på efterfrågekurvan

### Prisstyrd förbrukningsfleksibilitet

- Exempelvis elvärme eller elkyla. Trögheter i husen utnyttjas som lager
- Incitamenten är skillnader i priser över dygnet
- Ett krav kan vara att balansen återställs inom 6 timmar
- Modelltekniskt modelleras som ett energilager

### Förbrukningsreduktion vid prisspikar

- Exempelvis industrier som tillfälligt lägger om produktion
- Incitamentet är att dra ned efterfrågan vid prisspikar
- Modelltekniskt modelleras det som produktion med hög rörlig kostnad

Nedan har prisstyrd efterfrågefleksibilitet samt förbrukningsreduktion vid prisspikar simulerats. Dels var för sig och sedan sammanlagrat. Flytt från höglast till låglast har inte simulerats vid detta tillfälle.

Simuleringarna baseras på Swecos DST scenario 2030. Detta scenario är mycket likt NEPPs Green Policy scenario (GP) och baseras på en hög penetration av förnybar produktion.

TWh	DST Norden	GP Norden	DST Norden+DE+PL	GP Norden+DE+PL
Vattenkraft	216	213	236	246
Kärnkraft	91	106	106	118
kol	14	4	145	286
Olja	1	0	5	0
Gas	19	2	148	140
Bio, avfall och torv	45	75	82	106
Vind	92	106	298	260
Sol	8	19	92	42
<b>Totalt</b>	<b>485</b>	<b>526</b>	<b>1111</b>	<b>1199</b>
Efterfrågan	399	422	1126	1122
<b>Nettoexport</b>	<b>86</b>	<b>104</b>	<b>-15</b>	<b>77</b>

I detta scenario är transmissionsförbindelserna mellan Norden och kontinenten kraftigt utbyggda för att möjliggöra den kraftiga utbyggnaden av förnybar produktion i Norden. Detta gör att de nordiska priserna är starkt influerade av priserna på kontinenten.

MW	Export	Import
<b>2012</b>	4 625	5 884
<b>2030</b>	13 475	15 234

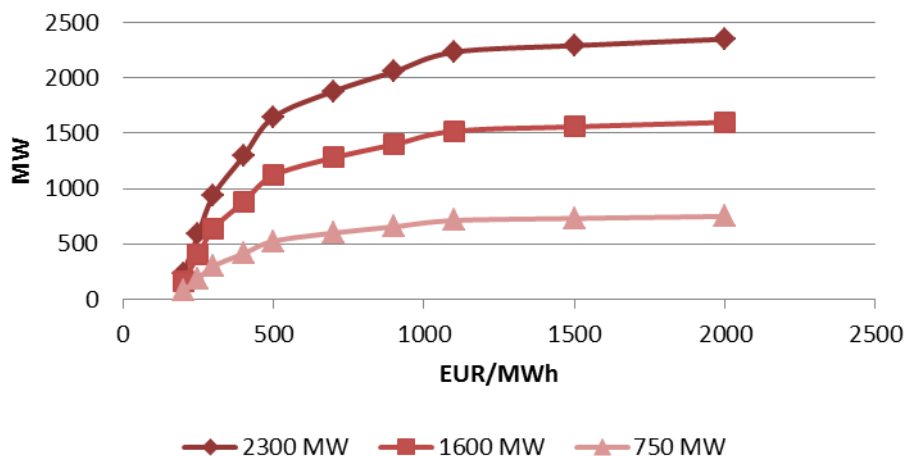
## 6.1 Förbrukningsreduktion vid prisspikar

För industrier är det främst aktuellt att kortvarigt minska sin förbrukning vid pristoppar. I dessa simuleringar har det antagits att efterfrågefleksibiliteten är likadan i hela Norden. Dock har inte efterfrågefleksibiliteten på kontinenten varierats, eftersom det skulle göra det svårt att se efterfrågefleksibilitetens inverkan på priset i Norden.

Tidigare studier har kommit fram till att det finns en teknisk potential i industrin på ca 2300 MW. Följande fall har använts: 0, 750, 1600 samt 2300 MW. För övriga nordiska länder har efterfrågefleksibiliteten satts i proportion till dess industriella efterfrågan. Förbrukningsreduktionen antas vara priskänslig enligt Figur 16 nedan.

	SE	NO	DK	FI
<b>Låg</b>	750	770	113	547
<b>Medel</b>	1600	1477	314	1102
<b>Hög</b>	2300	2020	369	1519

## Förbrukningsreduktion Sverige

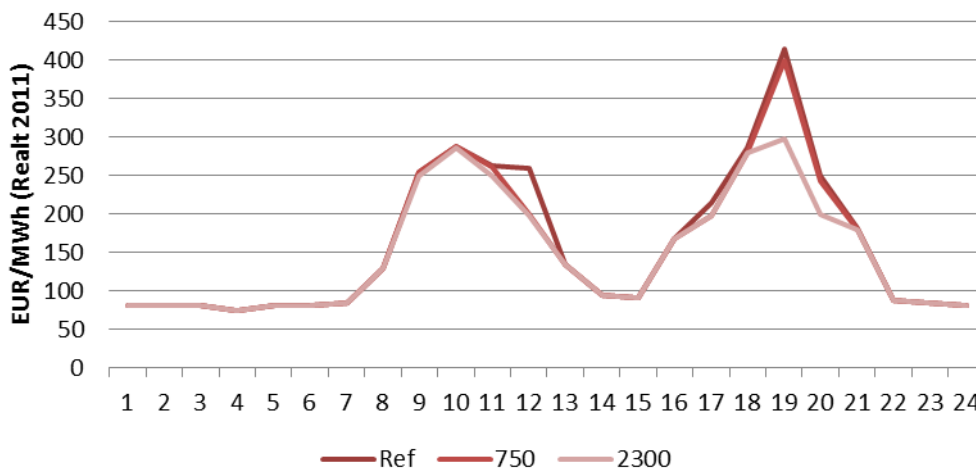


Figur 16: Antagen priskänslighet hos industrin i Sverige i olika scenarier.

## 6.2 Resultat

I figur 17 nedan visas det simulerade priset för en måndag i vecka 5 år 2030. Vid en efterfrågefleksibilitet hos industrin på 750 MW är det en lite skillnad jämfört med referensfallet. När efterfrågefleksibiliteten ökas till 2300 MW kapas eftermiddagstoppen markant.

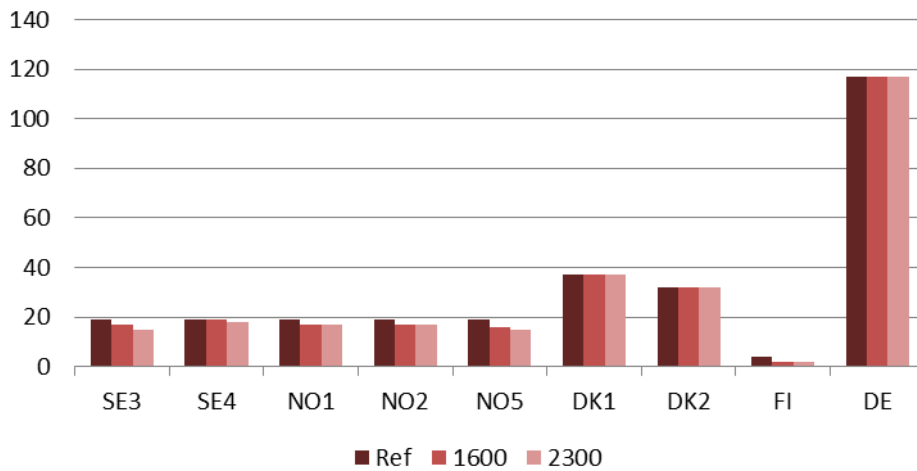
## Elpris måndag vecka 5 2030, SE3



Figur 17: Priskurva för en måndag i vecka 5 2030

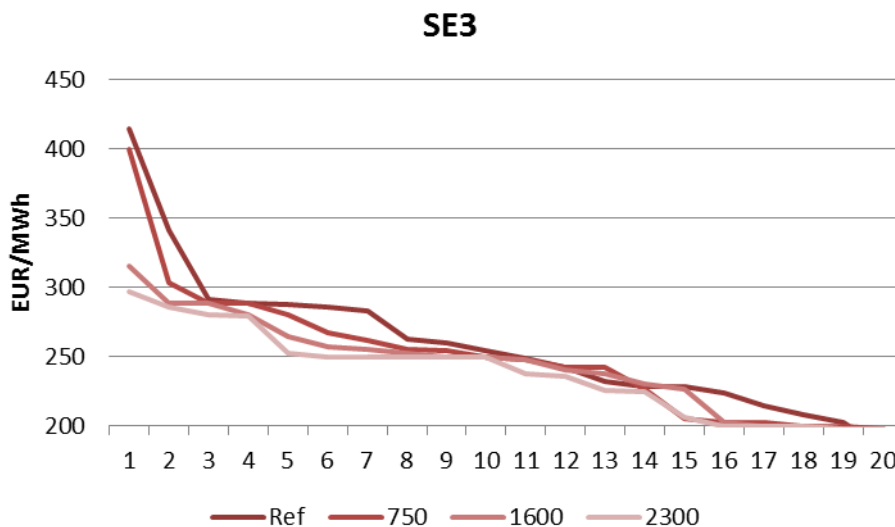
Vi analyserar inverkan av efterfrågefleksibilitet genom att studera hur många timmar som elpriset är över 200 €/MWh, vilket är den brytpunkt vi antagit att förbrukningsfleksibilitet ska vara aktuell, se figur 18. Vi kan se att vi ser en viss minskning i Sverige Norge och Finland, dock en inte allt för markant minskning av antalet timmar. I Danmark ser vi ingen skillnad alls vilket troligtvis beror på att de har en väldigt liten elintensiv industri samt att de är starkt sammankopplade med Tyskland. Den relativt lilla förändringen beror troligtvis på att sammankopplingen mellan Norden och kontinenten nästan tredubblats till 2030 jämfört med 2012.

## Timmar med pris över 200 EUR/MWh



Figur 18: Antal timmar med priser över 200 €/MWh

Om man istället ser på ett så kallat varaktighetsdiagram, figur 19, kan man se hur antalet timmar med de högsta priserna minskar med ökande efterfrågefleksibilitet.



Figur 19: Varaktighetsdiagram för SE3 för olika scenarier, notera att y-axeln inte startar på noll.

I det scenario vi studerat är pristopparna för få för att det ska få någon mätbar inverkan på årsmedelpriset i någon av simuleringarna. Vi kan konstatera att med de antaganden vi gjort med en kraftig ökning av transmissionskapacitet till kontinenten och med relativt få prisspikar så blir inverkan av efterfrågereduktion från industrin måttlig på prisbildningen i Norden. Det är dock rimligt att anta att vi får se en ökad efterfrågefleksibilitet även på kontinenten, vilket kommer att påverka priserna även i Norden.

### 6.3 Prisstyrd förbrukningsflexibilitet

Med prisstyrd förbrukningsflexibilitet menar man last som kan flyttas i tiden. I värmetröga system kan man ofta relativt enkelt flytta last mellan olika timmar utan att processen eller komforten påverkas. Det mest typiska exemplet är ett eluppvärmt hus, men det kan även vara värme eller kyla i kontor, hotell eller kyllager. I denna studie har utgått från eluppvärmda småhus, eftersom det är inom denna sektor som den största potentialen finns i Sverige.

### 6.4 Antaganden

Tidigare studier har visat att ett eluppvärmt småhus kan ändra sin last med ca 2 kW utan att komforten förändras. Det finns ca 1 200 000 eluppvärmda småhus i Sverige. Vi har simulerat fyra olika fall med en potential i Sverige på 300, 600, 1 200 och 2 400 MW (motsvarande 150 000, 300 000, 600 000 och 1 200 000 villor). Motsvarande efterfrågefleksibilitet per eluppvärmt hus har antagits i Finland och Norge, men inte på kontinenten eller Danmark.

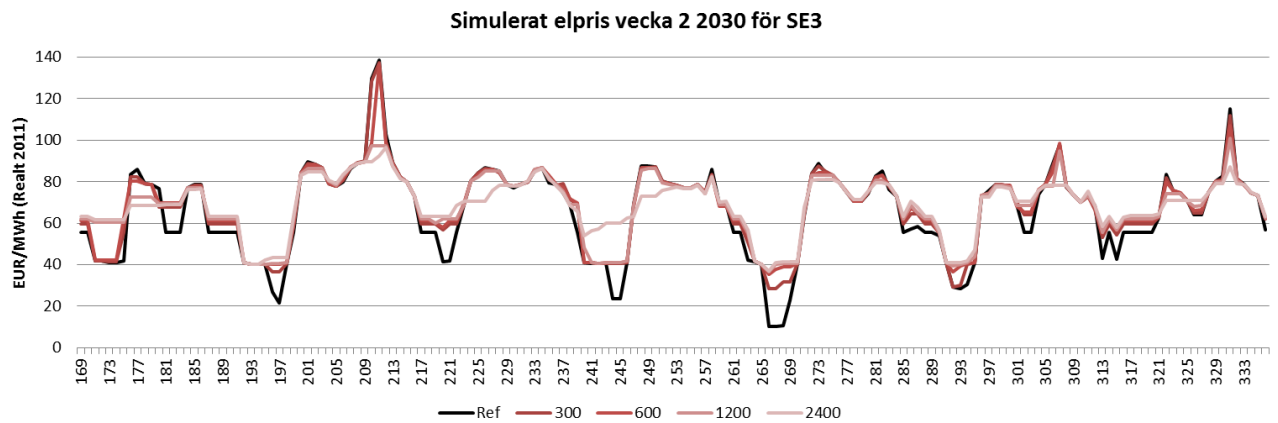
SE	NO	FI
300	200	100
600	400	200
1200	800	400
2400	1600	800

Efterfrågefleksibiliteten har simulerats genom att likställa efterfrågefleksibiliteten med ett energilagret. Av modelltekniska skäl har några förenklingar gjorts.

- Kapaciteten är den samma över hela året. Som beskrivits tidigare varierar potentialen med värmebehovet, varför dessa simuleringar kommer att ge en för hög efterfrågefleksibilitet under sommarhalvåret och en för liten kapacitet under de kallaste månaderna.
- Energilagret har antagits ha en verkningsgrad på 90 %. Detta för att det ska krävas en viss prisskillnad för att flexibiliteten ska användas. I verkligheten sker det ingen förlust då man flyttar last på detta sätt, tvärt om kan man t.o.m. sänka sin förbrukning något. Detta kan komma att generera högre priser då det innebär en viss energiförlust att ändra efterfrågan.

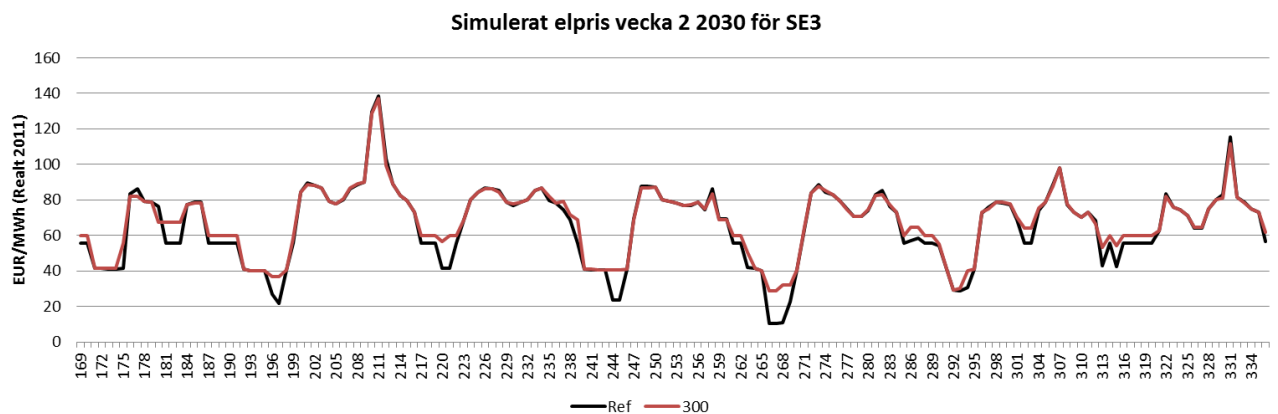
### 6.5 Resultat

När man bjuder in stora mängder efterfrågefleksibilitet kommer det att påverka elpriserna i Norden. Det förväntade resultatet är att priset blir mindre volatilt genom att främst pristopparna minskas. En intressant observation är att inte bara prisstopparna minskas, men även att de lägsta priserna höjs, se Figur 20 nedan.



**Figur 20: Elpriser en vecka i januari 2030. Referensfallet samt med 300, 600, 1200 respektive 2400 MW efterfrågeflexibilitet i Sverige**

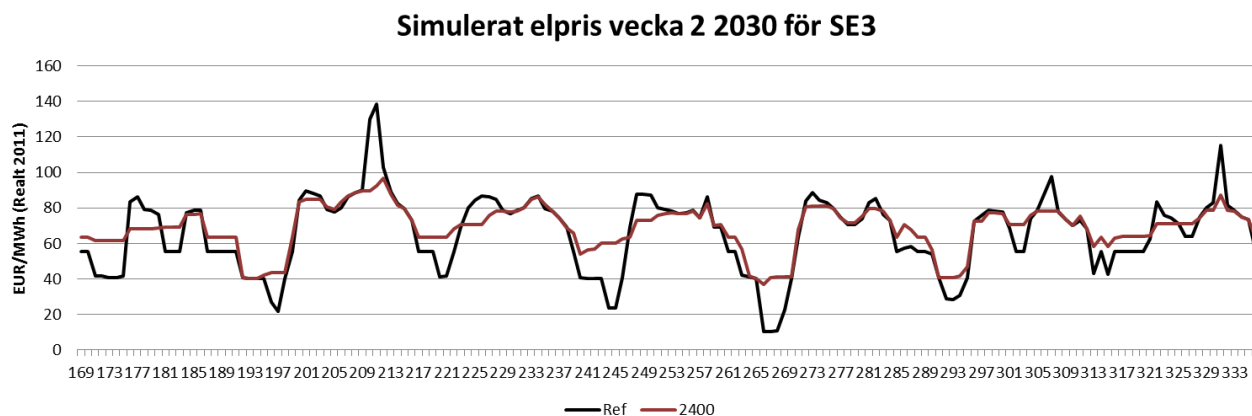
För att tydligare se hur priset påverkas visas i Figur 21 nedan endast fallet med 300 MW efterfrågeflexibilitet i Sverige för en januarivecka. Där ser man att efterfrågeflexibiliteten verkar höja de lägsta priserna i större utsträckning än det minskar pristopparna. Normalt sett är utbudskurvan brantare vid högre last och plattare vid låg last. Detta är ett oväntat resultat och kommer att diskuteras närmare längre ner.



**Figur 21: Elpriser en vecka i januari 2030. Referensfallet samt med 300 MW efterfrågeflexibilitet i Sverige**

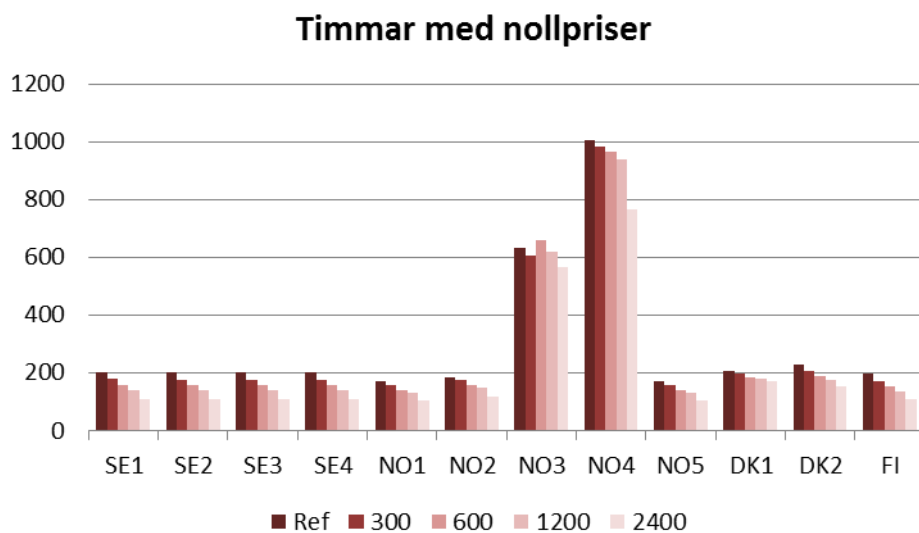
När man ökar andelen efterfrågeflexibilitet påverkas även pristopparna och priskurvan är betydligt plattare än i referensfallet, se Figur 22.





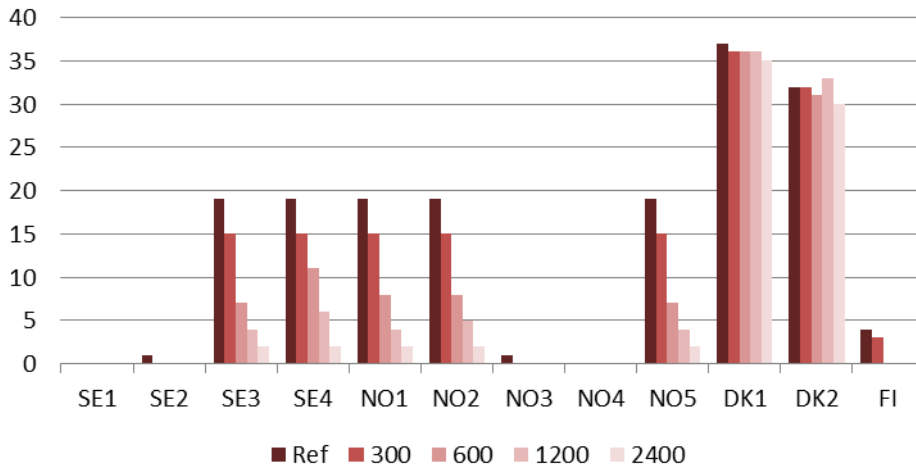
**Figur 22: Elpriser en vecka i januari 2030. Referensfallet samt med 2400 MW efterfrågeflexibilitet i Sverige**

I SE3 minskar antal timmar med priser över 200 EUR/MWh från 19 i referensfallet till endast 2 i fallet med 2400 MW efterfrågeflexibilitet, se Figur 24. Samtidigt minskar antalet timmar med nollpriser från 203 till 110, se Figur 23. En intressant observation är att priserna påverkas i Danmark trots att vi inte infört någon efterfrågeflexibilitet där.



**Figur 23: Antal timmar med nollpriser 2030 för olika scenarier**

## Timmar med pris över 200 EUR/MWh

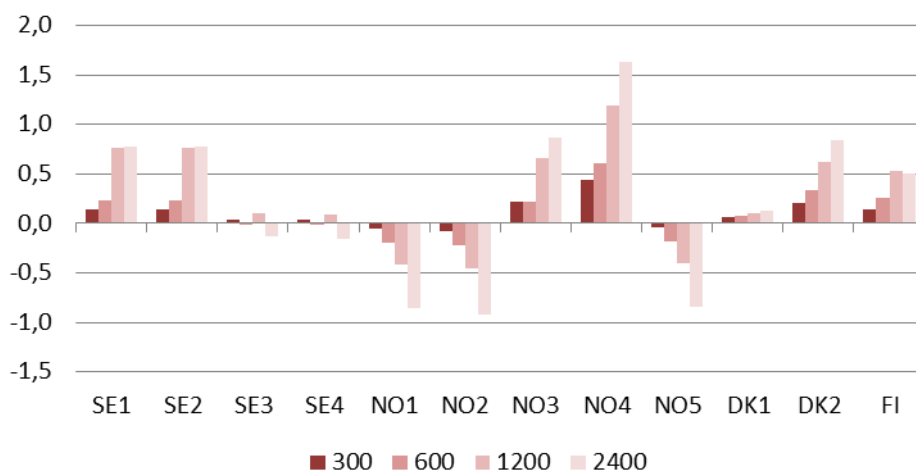


Figur 24: Antal timmar med priser över 200 EUR/MWh för olika scenarier

Något förvånande har efterfrågefleksibiliteten en väldigt liten påverkan på årsmedelpriset. Detta verkar bero på att de minskade priset vid höglast kompenseras av det ökade priset vid låglast. Ansatsen med 90 % verkningsgrad kan också spela in då efterfrågan faktiskt ökar när last flyttas, vilket inte är fallet i verkligheten. Denna ansats borde dock inte öka de totala systemkostnaderna. Modellen strävar efter att minimera systemkostnaden, så om systemkostnaden inte skulle minska när man flyttar last så skulle modellen inte heller flytta någon last. Däremot ska det poängteras att ökat elpris inte är det samma som en ökad systemkostnad.

Som kan ses i Figur 25 så har de prisområden med ett flertal prisspikar över 200 EUR/MWh också något minskade medelpriser. Däremot ökar medelpriset i de nordliga delarna i Sverige och Norge.

## Medelpris, differens mot referensfallet



Figur 25: Skillnad i årsmedelpris i olika scenarier.

Som nämnts tidigare så är det förväntade resultatet att en öka efterfrågefleksibilitet ska leda till lägre elpriser, vilket också konstaterades så simuleringar gjorden isolerat i Sverige. Normalt sett så är

utbudskurvan brantare vid höglast än vid låglast varför efterfrågeflexibilitet borde påverka priset mer vid höglast än vid låglast, alltså tvärt emot av vad vi sett i dessa simuleringar. Den troligaste förklaringen till de något oväntade resultaten är att priset vid höglasttimmarna sätts på kontinenten varför nordisk efterfrågeflexibilitet får en liten påverkan på priserna i höglast. De lägsta priserna uppkommer däremot när det är flaskhalsar i systemet och produktionen "stängs inne" i Norden. Med ökad efterfrågeflexibilitet kan dessa flaskhalsar minimeras och priserna stiger med ökad efterfrågeflexibilitet. I ett scenario med fler och högre prisspikar kommer troligtvis efterfrågeflexibiliteten få en större inverkan och sänka årsmedelpriserna.

## 7. Slutsatser

Vad betyder då dessa förändringar för aktörerna på elmarknaden och i vilken utsträckning kan smarta-nät-teknologi vara en del av lösningen?

Sammanfattningsvis kan man tala om tre huvudsakliga utmaningar som marknaden och aktörerna kommer att ställas inför:

Utmaning 1. Hantering av den kontinuerliga balanshållningen.

Utmaning 2. Dimensionera systemet så att det är leveranssäkert även de timmar som vindkraft och solkraft ger ett litet tillskott men efterfrågan är hög – "effektfrågan".

Utmaning 3. Dimensionera systemet så att timmar med hög vind/solkraftproduktion och låg elförbrukning inte leder till instängd produktion och priskollaps.

Sammanfattningsvis kan konstateras att balansering av produktion och förbrukning blir en större utmaning än i dag. Variationerna i den framtida nettoförbrukningen (förbrukning minus intermittent kraft) kommer att vara betydligt större än de förbrukningsvariationer som systemet är dimensionerat för i dag. Timmar med mycket gott om kraft kommer snabbt att förbytas till timmar med ont om kraft. Systemet måste således dimensioneras korrekt och ha en beredskap att snabbt ställa om. Prognososäkerhet i vindkraften gör dessutom att planeringshorisonten blir kortare.

Utmaningarna ligger både i att utnyttja befintliga resurser på ett optimalt sätt och att dimensionera systemet optimalt. Frågeställningar som måste besvaras är bland annat hur kapacitet som sällan används ska finansieras och hur kan ett överskott av kraft bäst utnyttjas.

Den största utmaningen står sannolikt producenterna inför. Introduktionen av förnybar kraft med särskilda stöd, som till stor del är intermittent till sin karaktär, tränger undan annan produktion och skapar åtminstone inledningsvis en prispress på marknaden. Detta undergräver ekonomin i de befintliga kraftverken och innebär dessutom att det tar längre tid innan de förnybara teknikerna kan finansieras utan statligt stöd.

För stamnätsoperatörerna ligger den största utmaningen i att hinna bygga ut näten i den takt som krävs. Det finns en betydande risk att förnybar kraft kommer att bli instängd i vissa regioner.

Utifrån ett regleringsperspektiv finns det tre övergripande utmaningar:

- Den första är att skapa ekonomiska förutsättningar för att den reglerbara produktion som faktiskt behövs får de ekonomiska förutsättningar som krävs.

- Den andra är att skapa incitament som leder till effektiva investeringar i näten.
- Den tredje är att skapa de incitament som krävs för att den potential till efterfrågeflexibilitet som finns ska kunna utnyttjas. Smarta nät handlar om att låta kunderna bidra positivt till balanseringen av elsystemet, och således minska behoven av reglerbar produktion och nätutbyggnad.

Det finns en stor potential för efterfrågeflexibilitet hos hushållskunder. Det dock viktigt att efterfrågeflexibiliteten kommer in på marknaden på ett kontrollerat sätt för att generera största möjliga samhällsnytta. Felaktigt implementerad kan efterfrågeflexibilitet snarare stjälpa än hjälpa systemet. En utmaning är att det inte alltid ligger i den enskilde kundens intresse att agera på ett sätt som bidrar till så hög samhällsnytta som möjligt.