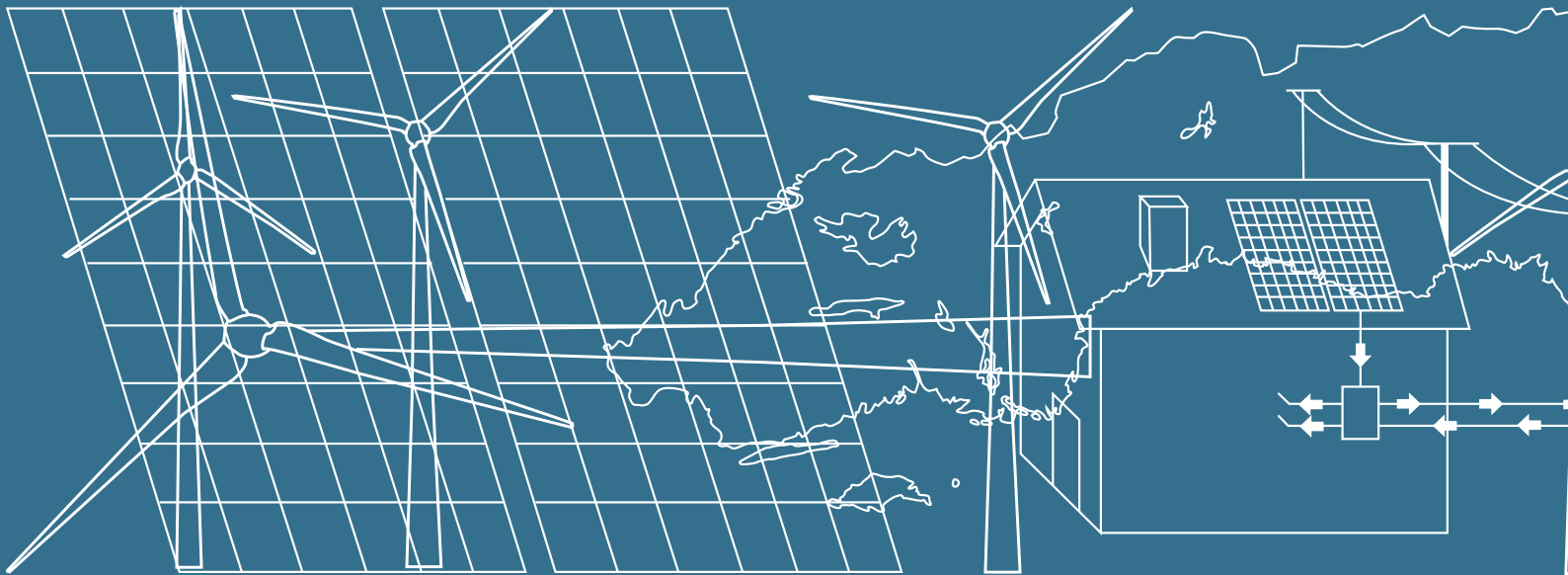


# Reglering av kraftsystemet

med ett stort inslag av variabel produktion



NEPP är ett sammanhållet multidisciplinärt forskningsprojekt om utvecklingen av elsystemen och elmarknaden i Sverige, Norden och Europa i tidsperspektiven 2020, 2030 och 2050. Verksamheten genomförs av ett tiotal välmeriterade forskare och analytiker. NEPP pågår i nuvarande etapp till mars 2016.

NEPP har som mål att fördjupa insikten om hur de nordiska länderna och aktörerna på de svenska och nordiska energimarknaderna kan agera för att på ett kostnadseffektivt sätt, och med tillväxtperspektivet i fokus, kunna möta de krav som ställs av energi- och klimatpolitiken i EU och medlemsländerna och den påverkan som övrig omvärldsutveckling ger.

Forskningens uppgift är att visa hur en balanserad och *effektiv utveckling* av Nordens och EU:s energisystem kan åstadkommas, och hur de politiska målen kan realiseras till gagn för samhälle och aktörer. Forskningen skall sträva efter att ange *framgångsfaktorer* som ger denna balanserade utveckling. Det kan gälla vägvalen vid utvecklingen och driften av el- och energisystemen, nya marknadsregler, valet och utformningen av politiska styrmedel, etc. Ökad förståelse skall också skapas för *vilka krav som ställs* på energiaktörer, politiker och samhället i stort för att realisera olika mål och utvecklingsvägar.

NEPP finansieras av elföretagen, Svenska kraftnät, Energimyndigheten och Svenskt Näringsliv. Nordisk Energiforskning,

Samordningsrådet för Smarta elnät och IVA har bidragit till finansieringen av vissa delprojekt. Verksamheten leds av en styrgrupp med Energimyndighetens generaldirektör som ordförande. Energiforsk är projektvärd för NEPP. Forsknings- och syntesarbetet i NEPP genomförs av fem forskargrupper vid Chalmers, KTH, Profu, Sweco och IVL. Profu är projektledare för NEPP och Sweco är biträdande projektledare. I analysarbetet och kapitelutformningen för denna skrift har forskargruppen därutöver förstärkts med experter från NEPP:s finansörer.

Denna skrift presenterar resultat och slutsatser från NEPP:s delprojekt om kraftsystemets reglerförmåga, vilka huvudsakligen genomförts av Johan Bruce, Saara Holmer och Andrea Badano på Sweco, Lennart Söder på KTH, Sture Larsson, f.d. Svenska kraftnät, Niklas Dahlbäck, Johan Bladh och Joakim Lönnberg på Vattenfall, Lisa Göransson på Chalmers, Bo Rydén, Håkan Sköldberg och Thomas Unger på Profu samt Stefan Montin på Energiforsk. Följande representanter från NEPP:s styrgrupp har följt delprojektet på nära håll: Per Wikström och Ulf Moberg, Svenska kraftnät, Maria Westin, Energimyndigheten, Jan Strömbergsson, Skellefteå Kraft, Lars Joelsson, Vattenfall och Gunnar Fredriksson, Svensk Energi.

För frågor om skriftens innehåll, kontakta gärna de ansvariga NEPP-forskarna på Sweco, KTH och Profu.

Mer information om NEPP-projektet finns på [www.nepp.se](http://www.nepp.se).

# Reglering av kraftsystemet

med ett stort inslag av variabel produktion

Mars, 2016

Denna skrift kan beställas från:  
[www.nepp.se](http://www.nepp.se)

Där finner du också information om projektet  
NEPP - North European Power Perspectives

**Reglering av kraftsystemet**  
Layout: Profu  
Tryckeri: PR-Offset, Mölndal, 2016

## Inledning

En ny ”spelplan” för eleffekten ritas nu upp, som en följd av alltmer variabel kraft. Utmaningarna med vintertoppen och våt/torrårsvariationerna får sällskap av nya utmaningar med variabla och svårprognostiserade svängningar under hela året. Det är förändringarna i produktionen som skapar dessa nya utmaningar för elsystemet, inte användningen. Snabba förändringar av vind- och solkraftproduktionen skapar stora utmaningar för kraftsystemstabiliteten.

I Sverige och i många andra länder sker nu en kraftig utbyggnad av förnybar el. Med betydande inslag av vindkraft och solel uppstår särskilda utmaningar. Eftersom varken sol- eller vindkraft kan styras och dessutom varierar kraftigt, uppstår frågan om hur elsystemet ska balanseras. I Norden har vi en stor fördel jämfört med övriga Europa eftersom vi har relativt stora volymer reglerbar vattenkraft. Hur långt vattenkraften (och transmissionsnätet) räcker för att balansera variationer i efterfrågan och i annan produktion är oerhört viktig eftersom det får en stor påverkan på elpriset 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 i att investera i flexibilitet på efterfrågesidan och i annan produktion blir liten, medan lönsam-

heten 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.

**Balanseringen av produktion och förbrukning blir en större utmaning än i dag.** Variationerna i den framtida nettoförbrukningen (förbrukning minus variabel 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. Prognososäkerheten i vindkraften gör dessutom att planeringshorisonten blir kortare.

**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 planerbara kraftverken och innebär dessutom att det tar längre tid innan de förnybara teknikerna kan finansieras utan statligt stöd. För stam-

nätsoperatörerna 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 ett marknadssystem som leder till att den planerbara 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 bland annat om att låta kunderna bidra positivt till balanseringen av elsystemet och således minska behoven av reglerbar produktion och nätutbyggnad.

### I korthet: Balanshållningen i kraftsystemet

Kraftsystem har en grundläggande egenskap att konsumtionen i varje ögonblick måste mötas av en exakt lika stor produktion. Det finns ingen egentlig lagring i själva elsystemet. Detta innebär att i exakt samma ögonblick som man tänder en lampa eller startar en industri, så måste exakt samma effekt tillföras från någon generator.

Även det omvända gäller, dvs. om man någonstans producerar el och skickar in den på elnätet, så gäller att exakt i samma ögonblick måste denna el konsumeras någonstans. Det kan nämnas att när elsystemet överför elkraft så uppstår värmeförluster, men i detta sammanhang räknas dessa förluster som en del i konsumtionen. Utmaningen är formellt inte att "upprätthålla balansen" eftersom det är en fysikalisk grundlag att den alltid upprätthålls! Den faktiska utmaningen är att upprätthålla balansen på så sätt att:

1. Konsumenter inte behöver kopplas bort om de inte väljer det själva
2. Man håller tillräckliga marginaler så att plötsliga fel inte gör att konsumenter behöver kopplas bort
3. Man upprätthåller balansen på ett så ekonomiskt effektivt och miljömässigt acceptabelt sätt som möjligt

En reell fråga är vad som är lämplig nivå på tillförlitligheten. Den kan aldrig vara exakt 100,0 procent! Anledningen är att det alltid finns en mycket låg sannolikhet för oönskade händelser.

Den tekniska process som används för att upprätthålla balansen enligt kraven 1-3 ovan indelas i flera steg som kommer efter varandra tidsmässigt. Eftersom reaktionen på ändringar i produktion och konsumtion är momentan måste man i det riktigt korta tidsperspektivet (sekunder/minuter och kortare) ha automatiska system. I detta perspektiv är teknik och säkerhet det viktigaste.

## Tjugo resultat och slutsatser

- 1 Vind- och solkraft har några egenskaper som ger påfrestningar för kraftsystemet:** 1) begränsad styrbarhet, 2) osäkra prognoser, och 3) använder inte synkronmaskiner. Av de framtida förändringar som kan förutses för det svenska kraftsystemet är det just en ökad andel av vind- och solkraft, med bland annat dessa egenskaper, som skapar de största utmaningarna för det svenska kraftsystemet i framtiden.
- 2 Åtta utmaningar har identifierats för kraftsystemet.** De uppstår vid främst två driftsituationer: Mycket variabel produktion och låg konsumtion samt lite variabel produktion och hög konsumtion.
- 3 Det finns ett stort antal potentiella lösningar för att hantera de åtta utmaningarna** och det går utmärkt att få ett kraftsystem med stora inslag av variabel elproduktion att fungera väl. Det krävs dock en god insikt om utmaningarna och en förmåga att få lösningarna på plats.
- 4 Det måste till ett val mellan olika marknadssystem för att hantera effektfrågan i framtiden,** både i Sverige och i resten av Europa. Exempel på möjliga principer kan vara "energy only", kapacitetsmarknad, nodprissättning och utökad reglering (eller kombinationer av dessa).
- 5 Dagens kraftsystem baseras på ett distribuerat ansvar mellan elmarknadens aktörer. Det saknas dock ett lagreglerat ansvar för enskilda aktörer och myndigheter att upprätthålla tillräcklig kapacitet för att klara de samlade behoven av elleveranser på lång sikt.**
- 6 Nordisk vattenkraft är som gjord för att balansera ett elsystem med stor andel vindkraft.** Elproduktionen från vindkraft varierar kraftigt och därtill kommer prognososäkerheten. För att balansera dessa krävs planerbar produktion med tillräcklig effekt, tillräckligt stora energilagrar och tillräcklig flexibilitet. De reglerade älvsystemen i framförallt Sverige och Norge erbjuder precis detta.
- 7 Vattenkraften ger det överlägset största bidraget till kraftsystemets balansering på alla tidsskalor, från sekund till säsong.** För dygn och kortare perioder dominerar vattenkraften i balanseringen helt och på säsongsskalan står vattenkraften för hälften av balanseringen.

**8 Riktigt höga effekttoppar inträffar mycket sällan.** Endast under fyra år i perioden 1996-2013 var effektbehovet över 26000 MW i Sverige: 2001, 2004, 2010 och 2013. Den totala tiden var 20 timmar som effektbehovet överskred 26000 MW, dvs. i genomsnitt drygt en timme per år. Som högst var effektbehovet 26663 MW. Den effekt som behövs för att klara dessa effekttoppar kommer därför att ha ett mycket lågt utnyttjande och det kan ibland gå år mellan de tillfällena då den verkliga behövs.

**9 De 13700 MW som brukar anges som maximal tillgänglig kapacitet i vattenkraften kan inte utnyttjas under längre perioder utan att acceptera stora mängder spill.** Exempel på sådant som begränsar är tillgänglighet, driftssituation vid ej högsta fallhöjd, vattenhushållningsbestämmelser, transmissionsbegränsningar, stationsinterna driftbegränsningar och isförhållanden.

**10 Vattenhushållningsbestämmelserna kommer allt oftare att begränsa vattenkraftens balanseringsförmåga.** De utgör många gånger hårdare begränsningar för vattenkraftens balanseringsförmåga än naturliga och tekniska begränsningar. Vid implementeringen av ramdirektivet för vatten är det viktigt att väga in miljökonsekvenserna av potentiellt försämrade balanseringsförmåga.

**11 Energiproduktion kan minska vattenkraftens balanseringsförmåga.** En anledning till att vattenkraften idag har god balanseringsförmåga året runt är att kärnkraften har tagit över en stor del av "basproduktionen" och därmed frigjort vattenkraftskapacitet. Kärnkraftsavvecklingen kan innebära att vattenkraftens balanseringsförmåga kommer att öka sommartid och minska vintertid.

**12 Svensk vattenkraft kan byggas ut för mer effekt om legala, miljömässiga och ekonomiska hinder kan övervinnas.** Det finns liten potential att utvinna mer energi ur svenska älvar utan att ta de fyra orörda älvarna i anspråk. Bygga ut för effekt kan man dock göra genom att öka kapaciteten i befintliga stationer och då leverera mer effekt under kortare tid.

**13 Fjärrvärmerna har en begränsad potential att ta hand om "överskottsel".** Många fjärrvärmesystem försörjs tidvis av mycket billig värmeproduktion, t.ex. industriell spillvärme eller avfallsförbränning vilket leder till lågt värde på värmen från elpannor och värmepumpar. Elskatten fördyrar samtidigt den elbaserade värmeproduktionen, även om elpriset är mycket lågt.

**14 Fjärrvärmeproduktionen är på marginalen sannolikt mycket dyr vid toplastsituationer.** Värmebehovet är stort och elpriset högt vid bristsituationer i kraftsystemet. Det medför att fjärrvärmesystemens kraftvärmeverk "spontant" utnyttjas fullt. Det finns därmed ingen ytterligare eleffekt att utnyttja för kraftsystembalansering när elbalansen blir ansträngd.

**15 Potentialen för kraftvärme att bidra med frekvensreglering är begränsad.** Sannolikt blir bidraget från kraftvärme vid det driftläge då detta framför allt blir aktuellt, mycket vind- och solkraft och låg elkonsument, litet då kraftvärmeverken i stor utsträckning kan antas stå stilla. Vid andra tidpunkter är förutsättningarna större för att kraftvärmerna ska kunna bidra till frekvensregleringen.



- 16** **Efterfrågeflexibiliteten blir viktigare och får nya funktioner.** Efterfrågeanpassningar drivs fram av höga priser, såväl idag som i framtiden, men efterfrågeflexibilitetens funktion blir i framtiden delvis annorlunda eftersom de höga priserna kan förutses uppträda vid fler tidpunkter under året och ha fler orsaker än idag. Det ger efterfrågeflexibiliteten nya funktioner.
- 17** **Potentialen för efterfrågeflexibilitet är minst 4000 MW i Sverige.** Hälften hänförs till industriföretag och hälften till hushållskunder med eluppvärmning. En tredje typ av efterfrågeflexibilitet kan bli förflyttning av last genom att exempelvis anpassa tiden för elbilsladdning eller för användningen av hushållsapparater utifrån prisskillnader mellan olika tidpunkter.
- 18** **Prisvolatiliteten är den starkaste drivkraften för efterfrågeflexibilitet.** För lönsamhet krävs prisskillnader som gör det lönsamt att flytta last från höglastperioder till låglastperioder. Efterfrågeflexibilitet har samtidigt en utjämnande effekt på elpriset vilket – paradoxalt nog – samtidigt minskar incitamenten för efterfrågeflexibiliteten. Det kan alltså finnas en jämvikt som begränsar hur mycket efterfrågeflexibilitet som är lönsam.
- 19** **Tidsdifferentierade nättariffer kan vara en effektiv styrsignal för efterfrågeflexibilitet hos hushåll.** Dagens elpriser varierar inte tillräckligt mycket för att ge tillräckliga incitament till efterfrågeflexibilitet för ett eluppvärmt småhus. Med tidsdifferentierade nättariffer kan man dock idag spara över 500 kr/år. Denna besparing är dessutom förutsägbar, vilket underlättar investeringsbeslut.
- 20** **Hela potentialen för efterfrågeflexibilitet utnyttjas inte självklart vid effekttoppen.** Efterfrågeflexibiliteten reagerar på prissignaler och elanvändningens topp sammanfaller inte nödvändigtvis med det högsta elpriset. I ett system med stora mängder vindkraft är det nettoförbrukningen som är dimensionerande snarare än topplasten.

## Läs vidare!

Denna skrift om regleringen av det framtida kraftsystemet är en sammanfattning av de viktigaste resultaten och slutsatserna i två omfattande NEPP-rapporter:

1. Reglering av ett framtida svenskt kraftsystem
2. Fortsättning - Reglering av ett framtida svenskt kraftsystem

Den första av dessa rapporter beskriver de åtta utmaningar för det framtida kraftsystemet som NEPP identifierat och anger en lång rad potentiella lösningar. I denna rapport ges också utförliga förklaringar till många av de termer och begrepp som används. Flera av dessa förklaringar ges också i denna skrift.

I den andra rapporten redovisas de första stegen i arbetet med att kvantifiera utmaningarna och redovisa lösningarna utförligare.

Båda dessa rapporter har genomförts i nära samverkan mellan NEPP:s forskargrupp och experter från kraftföretagen. Representanter från NEPP:s styrgrupp har också följt arbetet på nära håll.



## Åtta utmaningar för kraftsystemet vid stor andel vind- och solkraft

Strukturellt sett kan förutsättningarna för att ett elsystem ska kunna fungera beskrivas i följande huvudpunkter:

- **Tillräcklig produktionskapacitet** för att el ska kunna levereras i den omfattning och med den tillförlitlighet som samhället och elanvändarna behöver.
- **Tillräcklig balansregleringsförmåga** för att hantera de variationer i elförbrukning och produktion som löpande uppstår. Balanseringen måste klaras under förutsättningar som varierar i ett stort tidsspänn från krav på sekundsnabba insatser till årsvisa cykler.
- **Tillräcklig överföringsförmåga** över stora avstånd för att medge användning av de produktions- och reglerresurser som vid varje tillfälle är mest lämpade. Överföringsförmågan är i sin tur beroende av vilka produktionsanläggningar som är i drift.
- **Tillräcklig störningstålighet** för att inte skador ska uppstå vid fel och så att begränsade störningar inte utvecklas till omfattande elavbrott.

Dessa är de *grundläggande förutsättningarna*. De är dessutom inbördes beroende av varandra.

Av de framtida förändringar som kan förutses för det svenska kraftsystemet är det en ökad andel av

vind- och solkraft som skapar de största utmaningarna för det svenska kraftsystemet. Förutom de utmaningar som vind- och solkraften skapar, finns flera andra åtgärder i omställningen som skapar utmaningar. Tillsammans kommer dessa utmaningar att påverka samtliga av de grundläggande förutsättningar som anges ovan.

Vind- och solkraft har ett antal egenskaper som skapar utmaningar för elsystemet:

- De har begränsad styrbarhet, och är beroende av att solen skiner eller vinden blåser. Det har betydelse både kortsiktigt och årstidsmässigt.
- Vindprognoser är osäkra och när en hög noggrannhet först några timmar innan drifttimmen. Solens rörelse på himlen är förvisso förutsägbar, men molntäckets tjocklek kan ha en stor inverkan på produktionen varför den kan variera kraftigt från en dag till en annan och har visat sig svår att prognostisera.
- Vind- och solkraft använder inte synkronmaskiner som är direktkopplade till elsystemet och bidrar därför inte utan speciella lösningar med mekanisk svängmassa och spänningsreglering till systemet.

En omfattande uppbyggnad av vind- och solkraft innebär därför att det, vid sidan av de befintliga,

tillkommer nya egenskaper och varierande produktionsmönster som ställer krav på resurser för att klara elsystemets grundläggande förutsättningar. Dessa nya variationer uppträder inte i samma cykler som elförbrukningen hittills uppvisat. En anpassning av elsystemet för att hantera en sådan genomgripande förändring ställer inte bara krav på fysiska förstärkningar. Det kommer också att krävas en utveckling av planeringsprocesserna, marknads-mekanismerna samt de formella grunderna för en effektiv ansvarsfördelning mellan elsystemets aktörer.

NEPP identifierar ökade utmaningar för kraftsystemet vid främst två driftsituationer:

- Mycket variabel produktion och låg konsumtion.
- Lite variabel produktion och hög konsumtion.

En ökad andel variabel produktion leder också till generella utmaningar i alla driftsituationer att upprätthålla balansen och driftsäkerheten i systemet.

Nedan har åtta utmaningar (ej angivna i prioriteringsordning) för det framtida kraftsystemet med stora mängder variabel produktion listats:

## ■ Åtta utmaningar för framtida kraftsystemstabilitet

### Utmaningar vid mycket vind- och solkraft och låg konsumtion

#### 1. Mekanisk svängmassa

Under perioder då konventionell produktion ersätts av stora mängder solkraft eller klassisk vindkraft kommer mängden mekanisk svängmassa i systemet att minska eftersom sol och vindkraftverk vanligtvis inte använder synkronmaskiner direktkopplade till elsystemet. Mekanisk svängmassa behövs för att parera störningar som uppkommer i elsystemet.

#### 2. Balansreglering

Med en större mängd vind- och solkraft ökar variationerna i det korta tidsperspektivet (sekunder-timmar) vilket ökar behovet av reglerförmåga. Med en större mängd vind- och solkraft händer det också oftare att färre konventionella kraftverk är aktiva i systemet, vilket kan innebära att färre kraftverk måste dela på balansregleringen och hålla tillräckliga marginaler för detta.

#### 3. Överskottssituationer

Soliga och blåsiga dagar med liten förbrukning kan en överskottssituation uppstå som måste hanteras, särskilt om de närliggande marknaderna har samma situation och inte kan ta emot överskottet.

#### 4. Överföringsförmåga

Om stora mängder vindkraft ska överföras från norra Sverige samt vidare söderut och på utlandsförbindelserna samtidigt som övrig synkron produktion står i det närmaste still måste det finnas tillräcklig med annan reaktiv kompensering för att upprätthålla spänningen och därmed överföringsförmågan på stamnätet.

## Utmaning vid lite vind- och solkraft och hög konsumtion

### 5. Tillgång till topplastkapacitet

Med en stor mängd vind- och solkraftkapacitet kommer det att finnas situationer med hög elförbrukning och låg vind- och solkraftsproduktion. Även vid dessa situationer måste det finnas tillräckligt med kapacitet.

## Generella utmaningar för att upprätthålla balans

### 6. Större behov av flexibilitet i styrbar produktion och förbrukning

- Vindkraftsproduktionen kan förväntas ha lika stora variationer som efterfrågan har idag. Efterfrågan varierar regelbundet och på ett förutsägbart sätt medan vindkraften varierar med ett stokastiskt mönster. Detta innebär en utmaning i planeringen av vattenkraftproduktion med ett mönster och volym som avviker från vad dagens älvsträckor har designats för.
- Fysisk reglerförmåga och regelverk för vattenkraften har utformats för att hantera dagens regelbundna förbrukningsvariationer.
- Hydrologiska samband och vattnekologiska hänsyn i älvsträckorna begränsar möjligheterna till snabb omplanering av vattenregleringen.
- En ökad mängd svårprognostiserad vind- och solkraft försvårar planeringen av vattenkraft längs en älvsträcka och av användningen av transmissionsnätet. Den ökade osäkerheten kan leda till att både produktion och transmission måste planeras mer konservativt och med större marginaler.

### 7. Anpassning av ansvarsfördelning och marknadsmekanismer

Ansvars- och arbetsfördelningen mellan elsystemets aktörer med syfte att upprätthålla den fysiska balansen samt de marknadsmekanismer som står till buds för detta är utformade för att klara de hittillsvarande behoven. De ökade och förändrade reglerbehoven kan innebära att den nuvarande samverkans- och marknadsmodellen inte kommer att vara ändamålsenlig utan snarare utgöra en ineffektiv reglerprocess. Om ansvaret för att hantera de ökade prognososäkerheterna ska axlas av marknadsaktörerna kan det krävas en utveckling så att en stor del av elhandeln kan ske närmare drifttimmen. Alternativet är att en större del av balansregleringen sköts genom den systemansvarige och att upphandlingen av reglertjänster utvidgas.

### 8. Årsreglering

Om solenergi blir en betydande del av kraftsystemet kommer den att skapa ytterligare behov av säsongslagring, eftersom större delen av produktionen sker vid lågsäsong för konsumtion.

**Det är dessutom en extra utmaning** att vi måste hantera många av dessa utmaningar samtidigt. Hur stora de åtta utmaningarna kommer att bli, avgör också den samlade utmaningens storlek.

## **Vi kommer att kunna hantera alla åtta utmaningarna, men det är en utmaning i sig att få lösningarna på plats**

Det finns ett stort antal potentiella lösningar för att hantera de åtta utmaningarna och det går utmärkt att få ett kraftsystem med stora inslag av variabel elproduktion att fungera väl. Det krävs dock en god insikt om utmaningarna och en förmåga att få lösningarna på plats. Exempel på potentiella lösningar är:

- För de generella utmaningarna med att upprätthålla balansen är det nödvändigt att kunna bibehålla reglerförmågan i vattenkraften. Det kan dessutom bli nödvändigt att utveckla nya reglerresurser i förbrukningsledet, annan flexibilitet i produktionsledet samt i nya energilagringsformer.
- Ökad transmissionskapacitet både inom Norden och till kringliggande områden kan underlätta hanteringen av situationer både med mycket variabel produktion i kombination med låg konsumtion och med lite variabel produktion i kombination med hög konsumtion.

- Vindkraftverk kan utrustas med kraftelektronik som möjliggör att de bidrar med både svängmassa och spänningsreglering. Då kommer flera av utmaningarna vid mycket variabel produktion och låg konsumtion att kunna hanteras något lättare. Denna teknik finns tillgänglig men det saknas idag incitament för vindkraftsproducenter att installera den.

I tabellen på nästa sida listar vi ett tiotal exempel på lösningar som krävs, bl.a. de ovan angivna. Flera av lösningarna kan utnyttjas för att hantera fler än en utmaning. Samtidigt är vissa av lösningarna ömsesidigt beroende av varandra. På sikt kommer säkerligen de allra flesta lösningar att behövas, men det avgörs av omfattningen och takten i omställningen av elsystemet.

Exempel på lösningar och vilka utmaningar de berör.

Utmaningar / Potentiella lösningar	1	2	3	4	5	6	7	8
	Mekanisk svängmassa	Balansreglering	Överskotts-situationer	Överföringsförmåga	Topplastkapacitet	Större behov av flexibilitet	Ansvarsfördelning	Årsreglering
Kraftelektronik hos vindkraft samt snabb reglering av HVDC-förbindelser	■	■		■				
Utökad reglering med kärnkraft och annan termisk produktion samt reglering av användning		■			■			
Spilla vind- och sol-el då efterfrågan saknas	■	■	■	■				
Förstärka transmissionsnätet internt och till omkringliggande elsystem			■	■	■			■
Utveckla efterfrågeflexibilitet och energilager samt ge incitament för fjärrvärmens värmepumpar och elpannor			■		■	■	■	■
Investera i ökad shunt- eller seriekompensering samt teknik för att kunna driva stamnätet med mindre marginaler				■				
Ge incitament för styrbar elproduktion, t.ex. kraftvärme, samt investera i ny reservkapacitet, t.ex. gasturbiner					■			
Förbättrade prognoser samt anpassning av reglerförmåga, regelverk och miljöåtgärder för hela älvsträckor						■		
Översyn av ansvarsfördelningen mellan de systemansvariga, balansansvariga samt övriga aktörer							■	
Upprätthålla eller öka årsregleringsförmågan i vattenkraften samt utveckling av nya former av säsongslager								■
Minskad mängd elbaserad uppvärmning (om istället fjärrvärme fås samtidigt ökat underlag för kraftvärme)								■

På följande sidor fördjupar vi analysen om regleringen av kraftsystemet i fem huvudavsnitt:

- Mekanisk svängmassa och mängden synkron produktion
- Ansvarsfördelning och val av marknadssystem
- Vattenkraftens roll
- Fjärrvärmens bidrag till kraftsystemstabilitet
- Efterfrågeflexibilitet

## I korthet: Effektbrist

Effektbrist kan uppstå vid hög förbrukning, och ibland i kombination med låg tillgänglighet i exempelvis kärnkraften. Nedan visas Svenska kraftnäts prognos för vintern 2013/2014. Där framgår det att Sverige är beroende av att kunna importera ca 400 MW vid maximal förbrukning under en så kallad 10-års vinter. Det kan dock tilläggas att denna typ av beräkningar är behäftade med stora osäkerheter, åt båda håll, eftersom såväl tillgänglig produktion som överföringskapacitet är osäkra.

Svenska kraftnät handlar varje år upp en effektreserv bestående av både produktion och förbrukningsreduktion för att undvika att effektbrist uppstår. Den är för närvarande på maximalt 1500 MW.

För att hantera kritiska situationer vid störningar i elsystemet har Svenska kraftnät en störningsreserv på ca

1300 MW som består av gasturbiner som kan startas på några minuter. Dessa är avsedda att användas vid plötsliga fel för att upprätthålla driftsäkerheten. I en akut effektbristsituation kan en del av störningsreserven användas för att undvika tvingande fränkoppling av förbrukning. Det innebär en sänkt leveranssäkerhet genom att fränkoppling då ska genomföras omedelbart om det inträffar en sådan störning som normalt skulle kunna hanteras med störningsreserven utan något avbrott i elleveranserna.

Vid kritisk effektbrist kopplas förbrukning bort enligt Svenska kraftnäts föreskrift för manuell fränkoppling (MFK). Med stöd i en ändring av ellagen har en ordning, Styrel, införts som innebär att samhällsviktig verksamhet kan ges en högre prioritet vid urvalet av vilka elanvändare som ska fränkopplas vid en akut effektbrist.

Tabell: Effektbalans i Sverige 2013/2014. Källa Svenska kraftnät

	Tillgänglig produktion	Elförbrukning		Balans/behov av nettoimport	
		Normalårsvinter	Tioårs vinter	Normalårsvinter	Tioårs vinter
SE1	4 685	-1 600	-1 700	3 085	2 985
SE2	7 297	-3 000	-3 200	4 297	4 097
SE3	12 753	-16 800	-17 700	-4 097	-4 947
SE4	2 572	-4 800	-5 100	-2 228	-2 528
Summa	27 307	-26 200	-27 700	1 107	-393



## Mekanisk svängmassa och andelen synkron produktion i systemet

Mekanisk svängmassa behövs för systemets stabilitet. Den kommer primärt från den roterande massan i turbiner och generatorer i kraftverken. Vilken masströghet man får beror på rotationshastighet, diameter på det som roterar samt vikten på denna. Ett vattenkraftaggregat, t.ex., roterar relativt långsamt men har stor diameter på generatoren, medan generatoren i ett ångdrivet kraftverk, t.ex. ett kärnkraftblock, har mindre diameter men roterar snabbare. Sedan beror storleken på masströgheten också på vikten och utformningen av turbinen och axeln mellan turbin och generator.

Vindkraft bidrar inte med mekanisk svängmassa utan särskild utrustning. Kärnkraft bidrar mer till svängmassa per installerad effekt än andra kraftslag, varför en ersättning av kärnkraften innebär mins-

Antagna värden för tröghetskonstanten fördelat per produktionsslag

Kraftslag	H(S)
Vattenkraft	3
Vindkraft (befintliga)	0
Solkraft	0
Kärnkraft	6-7
Övrig värmekraft	4

Källa: Entso-E report, Future system inertia

kad svängmassa i systemet oavsett vad det ersätts med. Syntetisk svängmassa från vindkraft kan potentiellt vara en del av lösningen på denna utmaning.

Nivån på svängmassan i elsystemet är beroende av sammansättningen av elproduktionen. Exempelvis tillför kärnkraft mer svängmassa till systemet räknat per installerad MW än vattenkraft. I syfte att förfina bilden av hur svängmassan kan utveckla sig över tid har därför, i tabellen nedan, olika produktionsslag ansatts olika tröghetskonstanter, H, som reflekterar hur mycket svängmassa som kan tillföras systemet.

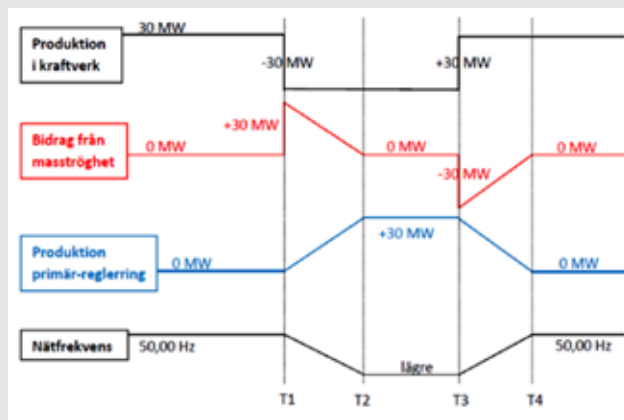
I NEPP-rapporten ”Reglering av ett framtida svenskt kraftsystem - fortsättning” ([www.nepp.se](http://www.nepp.se)) redovisas preliminära analyser och modellberäkningar i vilka den mekaniska svängmassan beräknats för ett system med alltmer vind- och solkraft och allt mindre kärnkraft. Slutsatsen är att nivån relativt snart – redan inom 5-10 år – kan komma att understiga dagens ”lägstnivå”. Om denna nivå är kritisk eller inte, måste dock analyseras vidare. En liten mängd svängmassa gör också kraftsystemet ”nervösare”, dvs. det behöver regleras mer för att stanna inom normalfrekvensbandet vid mer normala last- och produktionssituationer.

## I korthet: Mekanisk svängmassa, frekvensstabilitet

Med undantag för vindkraft och solkraft sker i det närmaste all elproduktion i roterande synkrongeneratorer. När sådana generatorer är sammankopplade i ett växelströmssystem har de den egenskapen att de av elektromekaniska krafter tvingas rotera med samma relativa hastighet. Denna gemensamma rotationshastighet avspeglas i det synkrona elsystemets frekvens.

De roterande maskinernas mekaniska massa utgör en upplagrad rörelseenergi. Genom att de är så starkt kopplade med varandra kan de tillsammans avbildas som om de utgör en stor ekvivalent synkronmaskin vars rörelseenergi utgör en tröghet mot förändringar i den mekaniska balansen mellan det drivande vridmomentet från den elektriska belastningen på generatorerna.

Den upplagrade rörelseenergin brukar ofta benämnas som mekanisk svängmassa eller masströghet. Den upplagrade rörelseenergin i synkronmaskinerna är inte stor i förhållande till det totala energiflödet genom alla generatorer. Teoretiskt sett skulle den bara räcka till att mata elförbrukningen under mindre än tio sekunder.



Tekniska funktionen i hur balans upprätthålls i ett elsystem.

Rörelseenergin är emellertid en synnerligen viktig förutsättning för en enkel och därmed tillförlitlig balansreglering av sammankopplade växelströmssystem som exempelvis det nordiska.

För att visa de mekaniska och elektriska sambanden i det korta perspektivet så visas kortfattat vad som händer vid förändringar i effektbalansen, illustreras i figuren på ett schematiskt sätt vad som händer när ett kraftverk på 30 MW stängs av vid tidpunkten T1. Vid tidpunkten T3 ökar elproduktionen igen momentant med 30 MW.

I verkligheten innehåller det som i figuren avbildas som linjära förlopp mellan de olika tidpunkterna transienta insvängningar mellan de olika elektromekaniska tillstånden i systemet. Speciellt gäller det för skedet mellan tidpunkterna T1 och T2.

- Den första reaktionen när man tappar 30 MW i produktion är att denna effekt momentant, vid tiden T1, ersätts av en del av den upplagrade rörelseenergin, masströgheten, i de övriga synkronmaskiner som är anslutna till elnätet. Masströghet finns i framförallt större generatorer som har en stor massa (generator och turbin) som roterar. Genom att elförbrukningen initialt är oförändrad så tas differensen omedelbart ut som en ökad uteffekt från generatorerna, dvs. de roterande aggregaten bromsas något.
- När man tar ut energi från något som roterar så minskar rotationshastigheten. När rotationshastigheten minskar så sjunker frekvensen i elsystemet eftersom den är direkt kopplad till hur fort generatorerna roterar.
- I ett kraftsystem finns det kraftverk som ökar sin produktion om frekvensen minskar. I detta fall minskar frekvensen eftersom det behövs ett effektuttag från masströgheten för att tillgodose elbehovet. Och ju mer frekvensen sjunker desto mer extra produktion kommer från de kraftverk som bidrar med primärreglering.

- d) När de frekvensreglerande kraftverken har ökat sin produktion med 30 MW så behövs inte längre något ytterligare bidrag från masströgheten. Vi har nu kommit fram till tidpunkten T2. Tiden från T1 till T2 kan vara ca 20-30 sekunder. Detta innebär att frekvensen nu är konstant eftersom inte rotationshastigheten ändras längre.
- e) Efter att primärregleringen har verkat vid tidpunkten T2 är frekvensen lägre än i utgångsläget och man har nu utnyttjat de marginaler som fanns i de kraftverk som bidrog till primärregleringen.
- f) Den momentana ökningen av produktionen med 30 MW som sker vid tidpunkten T3 kan vara en åtgärd som vidtas om frekvensen är alltför låg. Förloppet blir då det omvända mot vad som skedde vid T1 genom att effektskillnaden matas in som en ökad rörelseenenergi i den mekaniska svängmassan. Genom att frekvensen då stiger minskar produktionen i de frekvensreglerande kraftverken.

En fråga ur elsystemets synvinkel kan också vara den geografiska lokaliseringen av massan. Om man, t.ex., förlorar ett kraftverk i ett område och detta ersätts momentant av masströghet i ett annat område så ändras flödena på kraftledningarna. Det gäller då att man har tillräckligt med marginaler i överföringsnätet så att inte stabilitetsproblem uppstår.

Om man har liten masströghet i elsystemet så innebär det att frekvensen sjunker väldigt snabbt. Figur 1 är något förenklad på så sätt att det ser ut som att primärregleringen sätter igång direkt vid tiden T1. Aktiveringen av masströgheten från roterande synkronmaskiner sker genom de mekaniska och elektriska grundlagarna och är momentan, men ska man t.ex. öka produktionen i ett vattenkraftverk så tar det ett par sekunder att ändra på vattenföringen så att produktionen ökar. Och då gäller det att inte frekvensen har sjunkit för fort till ohållbara nivåer och då måste masströgheten vara tillräckligt stor.

Nödvändig storlek beror därmed på

- Hur snabb primärregleringen är
- Hur stora effektändringar kan inträffa
- Vid vilka frekvensnivåer skyddsfunktioner aktiveras som kan utlösa skadliga kedjereaktioner

### Lösningar för att säkerställa tillräcklig synkron produktion

Det finns ett antal tekniska lösningar för att säkerställa tillräcklig synkron produktion i ett system med stora andelar vind- och solkraft. Nedan är ett antal alternativ, hämtat från rapporten "Reglering av ett framtida svenskt kraftsystem" ([www.nepp.se](http://www.nepp.se)):

- Vindkraftverk kan förses med kraftelektronik som gör att de kan leverera "syntetisk svängmassa". Studier har visat att syntetisk svängmassa inte

helt kan ersätta mekanisk svängmassa och att det alljämt finns ett behov av momentan frekvensreglering i form av mekanisk svängmassa. Tekniken för syntetisk svängmassa finns redan idag. Det som saknas är regelverk eller andra incitament att förse vindkraftverken med denna teknik.

- HVDC-förbindelser mellan det nordiska elsystemet och omvärlden kan styras snabbt. Detta gör att man genom snabba aktiveringar i rätt riktning kan kompensera för bristande masströghet och/eller primärreglering. Det måste dock i så fall,

hållas marginaler så att effektöverföringen kan ändras. Dessutom måste det finnas masströghet och/eller primärregleringskapacitet tillgänglig i andra änden av ledningen.

- Idag kan ett begränsat antal vattenkraftaggregat köras i synkron drift, dvs. generatoren är infasad på nätet och roterar, men kraftverket producerar ingen el. Detta ”kostar” i form av mekaniska och elektriska förluster i generatoren och turbinen i storleksordningen 5 % av märkeffekten. Detta körsätt gör dock att det tillförs såväl masströghet som möjlighet att hålla spänning samt en snabb effektreserv.
- Om pumpkraftverk används vid hög vind- och solproduktion kommer dessa att bidra med svängmassa.
- Ett sätt att få masströghet är speciella synkronkompensatorer. Det är synkrongeneratorer som är i drift (dvs. roterar) och är anslutna till elnätet. Det gör att de kan bidra till masströghet och spänningsreglering (men inte primärreglering). Sådana anläggningar finns idag på Gotland och nya installeras för närvarande i Danmark. Vid nybyggnad kan konstruktionen anpassas för att förses med en extra stor svängmassa. En tänkbar variant är att utgå från kommande stängda kärnkraftsanläggningars generatorer som synkrongeneratorer.

- Med stor mängd vind- och solkraft kan det vara rationellt att använda gasturbiner vid hög elförbrukning och låg sol- vind-produktion. Om man i detta system har gasturbiner med en möjlighet att koppla bort generatoren från turbinaxeln, så kan dessa generatorer fungera som synkronkompensatorer då mer masströghet och spänningsreglering behövs. Någon gasturbinkapacitet som är tillgänglig för sådana behov finns emellertid inte i dag. De gasturbiner som i dag ingår i störningsreserven är inte byggda för att kunna drivas enbart i synkron drift.

Det finns således gott om tekniska lösningar och troligtvis måste flera av dessa användas för att säkerställa ett stabilt system om kärnkraften helt eller delvis ersätts med vind- och solkraft. Att generera syntetisk svängmassa från vindkraft ser ut att vara en lovande lösning. Det behöver dock studeras vidare i vilken mån syntetisk svängmassa helt eller delvis kan ersätta den mekaniska svängmassan från dagens kärnkraftverk. En utmaning ligger i att ge incitament, antingen genom regelverk eller ekonomiska signaler, som möter efterfrågan på mekanisk svängmassa på ett rationellt sätt vid rätt tidpunkt. Idag finns inga sådana incitament.

# Ansvarsfördelning

## Ansvaret för kraftsystemet är distribuerat mellan marknadens aktörer

Dagens elmarknad baseras på ett distribuerat ansvar mellan elmarknadens aktörer. Sammanfattningsvis kan ansvarsfrågan mellan de olika aktörerna sammanfattas genom:

- Den **systemansvariga** myndigheten har det yttersta ansvaret för att kraftsystemet är välfungerande och ständigt i balans.
- Den systemansvariga myndigheten kan delegera uppgifter inom systemansvaret till andra parter såsom elanvändare, elnätsägare och producenter. Delegeringen kan regleras i avtal eller genom föreskrifter.
- Ett exempel på avtalsreglerad delegering är att de balansansvariga företagen genom balansansvarsavtalet är ålagda att sköta delar av balansregleringen genom att se till att de balanserar sin egen tillförsel och avsättning timme för timme. I balansansvarsavtalet regleras också de ekonomiska incitamenten för att inte avvika från att uppnå balans.
- Den resterande balansreglering som krävs under löpande drifttimme sköts av den systemansvariga myndigheten. De fysiska resurserna för detta upphandlas som systemtjänster från företag som har lämplig kapacitet tillgänglig. Upphandlingarna sker dels genom periodvisa avtal för automa-

tiska frekvensreglerings- och störningsreserver, dels genom att avropa anbud på regleringstjänster på reglerkraftmarknaden.

- Särskilda tjänster eller krav på anläggningars tekniska egenskaper som inte är lämpliga eller möjliga att sköta genom avtal kan regleras genom att den systemansvariga myndigheten utfärdar tvingande **föreskrifter**. Det ställs emellertid krav på att myndigheten i en konsekvensanalys kan visa att det är ändamålsenligt och nödvändigt att reglera den aktuella frågan i föreskriftform. Exempel på områden som reglerats genom föreskrifter är manuell fränkoppling av förbrukning och krav på systemteknisk utformning av produktionsanläggningar.
- **Regeringen** kan vid sidan av systemansvaret ge särskilda uppdrag till Svenska kraftnät. Ett exempel är uppgiften att upphandla en särskild effektreserv.
- **Energimyndigheten** har ett övergripande ansvar för Sveriges energiförsörjning. De har till exempel ett indirekt ansvar då de ansvarar för att göra prognoser samt främja forskning som i sin tur kan påverka hur det framtida systemet kan komma att se ut.
- **Energimarknadsinspektionen** bedriver tillsyn över energimarknaderna för el, naturgas och fjärrvärme. De lämnar också förslag på hur ener-

gimarknaderna kan utvecklas. Därigenom har de ett indirekt ansvar. De ger exempelvis förslag på hur lagstiftning ska utformas, t.ex. hur nätkoder implementeras i svensk lagstiftning och vilka effekter det får för svenska aktörer.

### Det saknas ett lagreglerat ansvar för att upprätthålla tillräcklig kapacitet på lång sikt

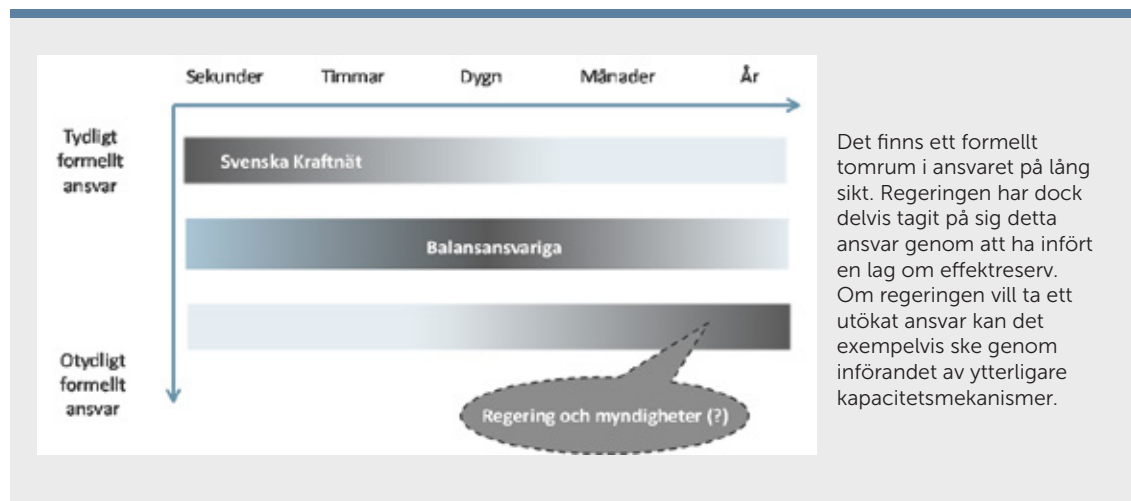
Svenska kraftnät är alltså systemansvarig med ansvar för att det kortsiktigt är balans mellan produktion och förbrukning. På lång sikt saknas dock ett tydligt ansvar. Idag delas det mellan producenter, beslutsfattare och myndigheter. Regeringen har dock delvis tagit på sig ett ansvar genom att införa en lag om effektreserv. Om regeringen vill ta ett utökat ansvar kan det exempelvis ske genom införandet av kapacitetsmarknader.

Nedan beskrivs ansvarsfördelningen något mer detaljerat för några av de utmaningar som identifierades inledningsvis i denna skrift.

### Ansvaret för balansregleringen

De balansansvariga företagen har genom avtal med den systemansvarige förbundet sig att se till att deras avsättning timme för timme balanseras av lika stor tillförsel genom produktion eller inköp. Det pågår dock en diskussion om att minska tiden till 15 minuter.

Företagen har ett ekonomiskt incitament att minimera sina balansavvikelser genom att de i efterhand avräknas med priser som avspeglar vad det har kostat för den systemansvarige att beordra utreglering av nettoavvikelserna. I praktiken sker planeringen genom handel på Nordpool Spot på timbasis dyg-



Det finns ett formellt tomrum i ansvaret på lång sikt. Regeringen har dock delvis tagit på sig detta ansvar genom att ha infört en lag om effektreserv. Om regeringen vill ta ett utökat ansvar kan det exempelvis ske genom införandet av ytterligare kapacitetsmekanismer.

net innan och sedan på Elbas fram till en timme innan. Den återstående obalansen hanteras av en systemansvarige i realtid. Detta sker till största del genom att handla upp primär-, sekundär- och tertiärreglering av de balansansvariga.

På kort sikt är ansvaret för balansregleringen tydligt. Systemoperatören säkerställer även att det finns tillgängliga resurser genom att handla upp kapacitet för automatiska resurser samt att tillhandahålla en marknad för manuella reserver. Genom effektreserven säkerställs även att det finns manuella reserver att tillgå vintertid.

Dock finns det inget tydligt ansvar för att det på lång sikt finns resurser för balansregering. Så länge systemoperatören handlar upp kapacitet för reserver kommer de troligtvis finnas tillgängliga. Dessa reserver kan dock tidvis bli kostsamma att handla upp.

Regeringen kan ta på sig ansvaret för att det finns resurser på lång sikt genom att införa kapacitetsmekanismer, t.ex. förlänga effektreserven eller införa kapacitetsmarknader.

### **Ansvar för mekanisk svängmassa**

Den mekaniska svängmassan är en angelägenhet för hela det nordiska synkrona systemet (Sverige, Finland, Norge och Sjöland). Ansvaret delas således av de fyra nordiska systemoperatörerna. Hittills har tillgången på mekanisk svängmassa inte varit något större problem och har därför inte ägnats särskilt stor uppmärksamhet.

Om det i framtiden kommer att krävas (kostsamma) åtgärder för att bibehålla en tillräckligt stor svängmassa bör ansvaret fördelas mellan systemoperatörerna. Detta kan ske med någon typ av nyckel, där varje systemoperatör ansvarar för att det finns ett minimum av svängmassa i det egna kontrollområdet. Ett exempel kan vara att använda samma nyckel som man använder till att dimensionera störningsreserverna (FCR-D), dvs. baserat på största fel (N-1). När det gäller den geografiska placeringen av svängmassa är det fördelaktigt om den finns nära bortfallet, vilket talar för en nyckel baserad på största dimensionerande fel.

Tekniskt kan frågan hanteras på flera olika sätt, vilket diskuteras ovan. Administrativt kan man ändra körordningen så att produktion som bidrar med svängmassa prioriteras framför annan produktion. Rent praktiskt skulle det kunna ske genom att en viss mängd roterande synkronproduktion säkerställs genom upphandling på ett liknande sätt som reglerresurser upphandlas. Den systemansvarige kan också se till att ny (storskalig?) produktion som ansluts till elsystemet har krav på sig att leverera svängmassa (antingen riktig eller syntetisk) genom föreskrifter.

### **Ansvar för överföringsförmåga**

Ansvar för utbyggnaden av stamnätet ligger på den systemansvarige, dvs. Svenska kraftnät. Utbyggnadsplaner för kraftnätet ska samordnas med decentraliserade investeringsbeslut för ny produktion fattade av ett stort antal producenter. Ledtiden för investeringar i kraftnätet är många gånger betydligt längre än för produktion. Det gör det utmanande för Svenska kraftnät att bygga ut kraftnätet i den takt som skulle vara optimalt.

Reaktiv effekt behövs för att upprätthålla spänningen och därmed överföringsförmågan i transmissionsnätet. Denna kommer idag främst från synkron produktion, men även från statiska anläggningar som serie- och shuntkondensatorer. Spänningshållning är något som måste ske lokalt i nätet varför det finns geografiska begränsningar till var den kan placeras.

Svenska kraftnät är ansvarig för att spänningen kan upprätthållas i stamnätet. Även regional- och distributionsnätoperatörer har dock ett ansvar att bidra till spänningshållningen genom att svara för den reaktiva balanseringen på sina nät.

Reaktiv effekt löses tekniskt relativt enkelt men det kan vara svårare att hitta lämpliga marknadsmodeller eftersom lösningen måste ske lokalt. En avgörande aspekt är att det är svårt att knyta konsekvenserna av begränsad överföringsförmåga eller nyttan av kompenseringsåtgärder till enskilda marknadsaktörer.

### **Ansvaret vid överskottssituationer**

Överskottssituationer uppstår då förnybar produktion, med en marginalkostnad som i princip är negativ då man får elcertifikat, är större än efterfrågan plus export. Kortsiktigt löses problemet rent tekniskt genom att produktion kopplas bort, dvs. att man spiller vind och/eller sol. Kortsiktigt är ansvaret tydligt och ansvaret ligger på den balansansvarige att hålla sig i balans.

Teknisk är det möjligt att spilla produktion, det är däremot inte säkert att det är ekonomiskt ratio-

nellt att dimensionera ett system där stora mängder elenergi spills. Ansvaret för att utforma mål och stödsystem som inte leder till resursslöseri ligger på regeringen. Energimyndigheten har här en viktig rådgivande roll. Regering och Energimarknadsinspektionen har även ett ansvar för att inte skatter och regelverk förhindrar att tekniska lösningar växer fram som t.ex. energilagring och efterfrågefleksibilitet.

### **Ansvaret för topplastkapacitet**

En välfungerande marknad ska ge tillräckliga incitament till marknadens aktörer att investera i tillräcklig produktionskapacitet, alternativt att efterfrågan anpassar sig. Dock finns det många imperfektioner i marknaden som bidrar till att tillräcklig kapacitet inte kan tillhandahållas av marknadens aktörer i tid.

Regeringen har ett ansvar att skapa förutsättningar för en välfungerande marknad som ger incitament till investeringar. Ramverket för elmarknaden sätts i stor utsträckning på EU-nivå, varför även EU-kommissionen har ett visst ansvar för att medlemsländerna har välfungerande marknader.

Regeringen kan ta på sig ansvaret för att topplastkapacitet finns genom att införa kapacitetsmekanismer, exempelvis genom att förlänga effektreserven eller att införa kapacitetsmarknader. Regering och Energimarknadsinspektionen har även ett ansvar för att inte skatter och regelverk förhindrar investeringar i nödvändig produktion, energilagring eller efterfrågefleksibilitet.



## Det måste till ett val mellan olika marknadssystem för att kunna hantera effektfrågan i framtiden

I denna skrift beskrivs huvudsakligen de fysiska förutsättningarna för kraftsystemet idag och i framtiden. För att hantera de fysiska förutsättningarna på ett effektivt sätt har marknader skapats. Marknader löser inte de fysiska utmaningarna i sig, men hjälper till att fördela kostnader, ekonomisk risk och ansvar samt ger incitament att agera på olika sätt (t.ex. hålla sig i balans, investera i ny produktion etc.). Några av de utmaningar som beskrivs kan vara tekniskt enkla att hantera och utmaningen ligger snarare i att finna en marknadslösning som hanterar den. I en särskild temabok om elmarknadens utveckling sammanfattas NEPP:s resultat och slutsatser om de olika alternativ som står till buds för den framtida elmarknadsutvecklingen.

I denna temabok betonas också att dagens marknadsdesign, som är baserad på en energy-only-marknad, inte utan kompletteringar klarar av att hantera stora mängder intermittent produktion. Den förnybara produktionens låga marginalkostnader sänker priset på elmarknaden så att konventionell produktion blir olönsam. Det finns flera farhågor om att detta kan leda till underinvesteringar i konventionell produktion om inte några åtgärder sätts in.

För att få tillräckligt med effekt för att klara hög elförbrukning samtidigt som det kan vara låg tillgänglighet i såväl vindkraft som i andra kraftverk

behövs ett marknadssystem som ger tillräckliga incitament. Rent fysiskt finns det många väl fungerande lösningar för att klara detta. Idag finns dock en osäkerhet vart vi är på väg. Många beslutsfattare, från såväl näringsliv som politiska partier verkar ha önskemål att:

- vi inte ska ha effektersättning,
- vi inte ska få effektbrist,
- vi inte ska ha extrema priser.

Om inget ändras så kommer dagens effektreserv att avvecklas och vi går mot en ännu tydligare energy-only-marknad. Det måste till ett val mellan marknadssystem, vilket i sin tur innebär ett balanserat val mellan dessa tre önskemål. Det är, tyvärr, inte möjligt att uppnå alla tre samtidigt.

Läs vidare om elmarknadens utveckling och de olika alternativ som står till buds för den framtida marknadsdesignen i NEPP:s temabok: "Ten statements about the future Power Market Design" ([www.nepp.se](http://www.nepp.se)).





## Vattenkraftens centrala roll i kraftsystemet

All utnyttjning av vattenkraft bygger på att vattenvolymer sätts i rörelse för att lägesenergin i det lagrade vattnet i magasinen ska kunna omsättas till elenergi i kraftstationerna. Allt vatten som släpps från magasinen i en älv måste hanteras på ett kontrollerat sätt genom alla nedströms liggande magasin och kraftstationer tills det når havet. Vattenhushållningsbestämmelsernas tillåtna nivåer och variationer av magasinens vattenytor och vattenflödet i älvsträckorna fastställs av miljödomstolar med stöd av miljöbalken. Dessa miljödomar, som tidigare benämndes vattendomar, tar i sin tur hänsyn till lokala miljöfaktorer som påverkan på biotoper i vattendragen, fiske, friluftsliv mm.

Varje ägare till vattenkraftanläggningar är skyldig att se till att utnyttjningen sker inom de bestämda gränserna. De måste således inom dessa frihetsgrader bedriva en kontinuerlig planering för att se till att vattnet kan utnyttjas för att producera el på den nivå som behövs för att klara efterfrågan. I de älvvar där kraftstationer som har olika ägare utnyttjar samma vatten, sker den nödvändiga samordningen genom särskilda samägda regleringsföretag. Genom såväl långsiktig som kortsiktig vattenplanering läggs således en grund för att möta de förväntade behoven av att anpassa produktionen till förbrukningen. Den planeringen är samtidigt utgångspunkten för att kunna ta hand om oväntade varia-

tioner i förbrukningen, t.ex. vid stora väderomslag, eller störningar i andra produktionsanläggningar.

Väsentliga förändringar i vattenkraftproduktionen i förhållande till liggande planer innebär att avsevärda vattenvolymer måste disponeras på ett annat sätt i tid och rum. Förutsättningarna för detta är dels kraftstationernas tekniska utformning, dels att det finns tillräckliga marginaler till de givna tillståndens gränser för att variera magasinens vattenytor och flödena i älvsträckorna. För att reglera i en kraftstation är det också nödvändigt att ta hänsyn till förhållandena i uppströms och nedströms liggande stationer med beaktande av vattnets gångtid mellan dem.

Vattenkraftens kortsiktiga reglerförmåga är avhängig av hur stora dessa reglermarginaler är vid varje tillfälle. De företag som råder över vattenhushållningen måste löpande göra avvägningar av om frihetsgraderna i magasinens ytor och flödesändringar ska disponeras för planlagd produktion eller för att hålla marginaler för att kunna ta hand om oplanerade regleringar.

Det finns starka hydrologiska kopplingar mellan kraftstationerna. De stora kraftproducerande älvarna i Sverige har alla en liknande struktur. Även om det i vissa vattendrag ser likadant ut i Norge så

## I korthet: Primärreglering, automatiserad reglering

Primärreglering innebär att det finns kraftverk som mäter systemets frekvens och har en turbinreglering som reagerar på frekvensändringar. När frekvensen sjunker ökas produktionen i dessa kraftverk. Detta sker genom att vattenföringen ökar i vattenkraftverk eller ånguttaget ökar i kraftverk som drivs med bränsle. På motsvarande sätt minskar produktionen om systemfrekvensen ökar. Om man ska kunna öka produktionen så kan man inte köra kraftverket på maximal nivå. Man kan heller inte ha primärreglering i stillastående kraftverk. Om reaktionen ska vara snabb måste det finnas en viss produktion så att, t.ex., generatoren roterar och är infasad till nätet. I Sverige har vi normalt primärregleringen i vattenkraftverken då de är relativt lätta att reglera.

På systemnivå antas ett linjärt samband råda mellan frekvensavvikelse från 50,00 Hz och ändrad uteffekt från de frekvensreglerande produktionsanläggningarna uttryckt i MW/Hz, som vanligen benämns reglerstyrka. I verkligheten innehåller denna funktion icke linjära processer i flera led. Sambanden mellan vattenkraftaggregatens ledskeneöppningar och vattenföringen genom turbinerna är inte helt linjärt, liksom inte heller sambanden mellan vattenföringen och den elektriska uteffekten från generatorerna. Dessutom varierar dessa icke linjära samband mellan olika turbintyper. Som ett genomsnittsvärde vid mindre frekvensavvikelser är emellertid det linjära begreppet MW/Hz en rimlig approximation på aggregerad nivå.

Som en följd av dessa icke linjära egenskaper är vattenkraftturbinerna normalt konstruerade för att ha sin bästa verkningsgrad vid en uteffekt som är lägre än den maximala, vanligen vid 85-90 %. Av naturliga skäl är detta en arbetspunkt som eftersträvas vid normal drift. Det ger samtidigt ett utrymme för den automatiska primärregleringen att verka inom gränser som inte står i konflikt med den mest ekonomiska utnyttningen av vattenkraftenergin. Å andra sidan innebär detta att verkningsgraden sjunker när primärregleringen aktiveras vid frekvensavvikelser uppåt eller neråt från 50.00 Hz.

Den normalt goda tillgången på reglerstyrka, eller primärregleringsförmåga i det nordiska synkrona elsystemet har inneburit att det inte funnits motiv för att utnyttja den reglerförmåga som tekniskt sett är möjlig även i värmekraftanläggningar. Dessa har normalt sin bästa verkningsgrad vid maximal uteffekt, varför en driftmässig marginal för primärreglering skulle inkräkta på produktionsekonomi och energieffektiviteten. Flera av kärnkraftblocken är konstruerade för att kunna drivas med frekvensreglering, men denna driftform har inte accepterats i Sverige ur reaktorsäkerhetssynpunkt. I t.ex. Tyskland och Frankrike används dock kärnkraftverk för frekvensreglering.

Likströmsförbindelser kan naturligtvis drivas med frekvensen på endera sidan som styrsignal för en kontinuerlig effekterreglering, men detta har hittills använts i liten omfattning. Däremot har nödeffektfunktioner tillämpats länge för att vid större frekvensavvikelser eller av andra indikatorer automatiskt styra effektflödet i den riktning som behövs för att avhjälpa störningar.

För primärregleringen gäller på samma sätt som för masströgheten att det finns en koppling till överföringsnätet. Om man, t.ex., plötsligt får ett snabbstopp i ett kärnkraftverk i södra Sverige och denna ersätts av primärreglering i vattenkraftverk i norra Sverige och i Norge, så måste man hålla marginaler på överföringsnäten till övriga områden för att det ska vara möjligt att överföra produktionen från de primärreglerade kraftverken. Som framgår av avsnittet om driftsäkerhet i det följande kapitlet är detta ett av flera hänsynstaganden vid bestämningen av tillåtna överföringsgränser på kritiska snitt och utlandsförbindelser.

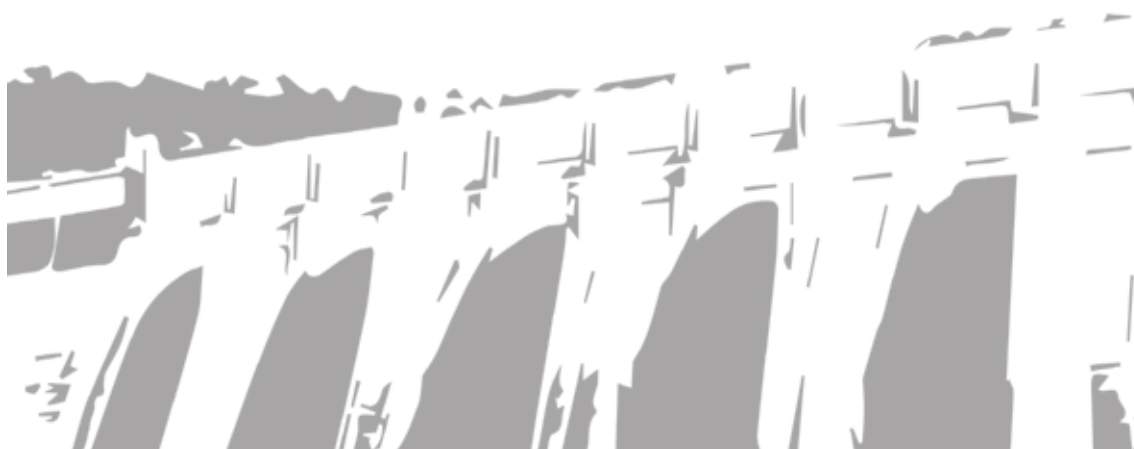
Behovet av primärreglering är kopplat till hur stora och snabba olika förändringar kan vara. Mängden beror också på hur snabbt nästa steg i balanseringen kan komma in. Utnyttjade marginaler i primärregleringen måste ju ersättas.

har i allmänhet den norska vattenkraften en mindre grad av hydrologiska beroenden mellan kraftstationerna. Exempelvis är vissa stora kraftstationer byggda så att de övre magasinen ligger på ca 1000 m höjd över havet och deras utlopp leder direkt ner i havet utan några mellanliggande kraftstationer. I sådana stationer kan regleringar ske utan behov att ta hänsyn till vattenförhållandena upp- eller nedströms.

### **Nordisk vattenkraft är väl anpassad för att balansera ett elsystem med stor andel vindkraft**

Vindkraftens variationer är stora både sett till effekt och energi. Elproduktionen från vindkraft varierar mellan nästan noll och installerad kapacitet

och svängningarna har varierande varaktighet, ofta flera dygn i följd. Därtill kommer prognososäkerheten. För att balansera dessa krävs planerbar produktion med tillräcklig effekt, tillräckligt stora energilager och tillräcklig flexibilitet. De reglerade älvsystemen i framförallt Sverige och Norge erbjuder precis detta: kraftverk med varierande grad av överkapacitet, anslutna till enorma energilager i form av vattenmagasin som laddas upp genom återhållen elproduktion. Överkapaciteten och de stora lagringsvolymerna, tillsammans med vattenkraftens naturligt goda förutsättningar att snabbt ändra sin produktion ger stor flexibilitet på de tidskalor som balansering av stora mängder vindkraft kräver.



## I korthet: Sekundär- och tertiärreglering, automatiserad och manuell reglering

När primärregleringen har reagerat på en frekvensändring genom ökad eller minskad produktion så har balans uppnåtts i elsystemet mellan den inmatade effekten till turbinerna och den effekt som förbrukas av elanvändarna och systemets förluster. Det kan avläsas som att frekvensen är stabil på någon nivå under eller över 50.00 Hz. Detta initialt stabila läge kan emellertid vara olämpligt eller riskabelt i något avseende. Även om elsystemet ur fysisk balanssynpunkt kan drivas med en frekvensavvikelse från 50.00 Hz hur länge som helst så är det olämpligt bland annat med hänsyn till de ökade verkningsgradsförlusterna och allvarigare konsekvenser om ett fel skulle inträffa. I störda situationer kan en stor frekvensavvikelse innebära risker för att en efterföljande störning inte kan klaras av utan svåra konsekvenser. Vid lägre frekvens än 50.00 Hz så har en del av marginalerna utnyttjats i primärreglerade kraftverk vilket innebär att man bör öka frekvensen för att få tillbaka dessa marginaler.

I det nordiska systemet tillämpas ett gränsvärde på +/- 0,1 Hz för vilka frekvensavvikelser som betraktas som tillåtna i normal drift. Samtidigt är det ett element i den driftsäkerhetsstrategi som tillämpas. En viktig del i den strategin är att avvikelser utanför dessa gränser ska åtgärdas inom 15 minuter.

Vid händelser av mer eller mindre allvarlig art är det nödvändigt att automatiska regler- och skyddsmekanismer reagerar för att klara en övergång till ett initialt stabilt systemtillstånd. Det kan dock innebära att momentana reserver och säkerhetsmarginaler är förbrukade så att en eventuell följdstörning inte kan klaras. Sekundär- och tertiärreglering är då nödvändiga ingrepp för att se till att dessa förutsättningar återställs så att en ytterligare störning kan klaras senast efter 15 minuter. Det gäller inte bara balansstörningar utan även nätstörningar och andra påfrestningar på överföringssystemet.

Traditionellt har det inneburit krav på manuella regleringgrepp, främst genom start och stopp av vattenkraft-aggregat, vilket har kategoriserats som sekundärreglering. En utveckling pågår för att automatisera delar av denna sekundärreglering genom samordnad aktivering av grupper av vattenkraftsstationer. En viss begrepps-förskjutning sker därför genom att ordet sekundärreglering är på väg att reserveras för denna automatiska driftform medan manuellt aktiverad reglering kommer att betecknas som tertiärreglering.

Behov av sekundär- eller tertiärreglering i enskilda kraftstationer kan uppstå i ägarföretagets egen balans eller genom att den efterfrågas av den systemansvarige med hänsyn till balans- och säkerhetssituationen för hela elsystemet. I den marknadsform som tillämpas, den s.k. reglermarknaden, ska producentföretagen löpande buda in sin förmåga att reglera och till vilket pris man är beredd att göra det. Detta pris avspeglar dels energivärdet av den förändrade produktionen, dels särskilda kostnader som är förknippade med att en snabb reglering genomförs. De kan omfatta faktorer som ökat slitage i kraftstationerna, försämrad energiverkningsgrad, risk för att vatten måste spillas bort i nedströms liggande kraftstationer om dessa inte kan utnyttja ett ökat tillflöde för produktion mm. Dessutom avspeglar de att reglerförmågan är begränsad av de restriktioner som är lagda i miljödomarna.

Priset på reglerbuden avspeglar således både tekniska faktorer och miljöfaktorer som att minskad energiutvinning måste ersättas av annan produktion. I reglermarknaden väljer den systemansvarige de lägsta av de konkurrerande reglerbuden som vid varje tillfälle tillfredsställer de tekniska behoven i elsystemet. Härigenom sker implicit ett hänsynstagande till och en minimering av de miljöeffekter som de snabba vattenregleringarna förorsakar.

**Vattenkraften ger det överlägset största bidraget till kraftsystemets balansering på alla tidsskalor, från sekund till säsong**

Det relativa balanseringsbidraget mäter samvariationen mellan elproduktionen från ett eller flera kraftverk och nettoförbrukningen. Åren 2012 till 2014 balanserade svensk vattenkraft i genomsnitt 102 procent av den svenska nettoförbrukningens variationer inom dygnet (kallad dygnskalan), 69 procent av variationerna mellan dygnet (flerdygnskalan) och 46 procent av variationerna under året

(säsongsskalan). Att siffran på dygnsbasis är större än 100 betyder att Sverige också exporterar balansreglering. På flerdygnskalan står import/export för 25 procent av balanseringen och på säsongsskalan står kärnkraft och annan värmekraft för 35 respektive 20 procent av balanseringen. Inom timmen och ända ner på sekundskalan är det nästan uteslutande vattenkraft som används för manuell upp- och nedreglering, samt för de automatiska reglertjänster som behövs för att hålla nätfrekvensen.

Förbrukningen och den variabla icke-planerbara produktionens andel av nettoförbrukningens variationer på dygns-, flerdygns- och säsongsskala, samt de planerbara produktionskällornas genomsnittliga andel/bidrag för balansering av dessa variationer.

	Dygnskala	Flerdygnskala	Säsongsskala
Förbrukning	96 %	83 %	106 %
Vindkraft	4 %	17 %	-6 %
Solkraft	0 %	0 %	0 %
Summa	100 %	100 %	100 %

	Dygnskala	Flerdygnskala	Säsongsskala
Vattenkraft	102 %	69 %	46 %
Kärnkraft	0 %	-0 %	35 %
Värmekraft	1 %	6 %	20 %
Gasturbiner	0 %	0 %	0 %
Import/export	-3 %	25 %	-1 %
Summa	100 %	100 %	100 %

## **Arton (18) kraftverk står idag för hälften av den genomsnittliga disponibla effekten hos svensk vattenkraft**

För att ge ett väsentligt bidrag till kraftsystemets balansering räcker det inte med hög produktionsflexibilitet. Kraftverket måste förstås också ha stor installerad effekt. Genomsnittlig disponibel effekt beräknas som installerad effekt multiplicerat med den kapacitet som i genomsnitt inte används över en viss period. Det finns tydliga samband mellan hög genomsnittlig disponibel effekt och bidrag till kraftsystemets balansering. I Sverige finns det ca

1800 vattenkraftverk varav drygt 200 brukar räknas som stora (>10 MW). Av dessa står endast 18 stycken för hälften av den genomsnittliga disponibla effekten beräknad på årsbasis. Vattenkraftens totala genomsnittliga disponibla effekt i Sverige varierar över året mellan, säg, 4000 och 8000 MW, och är i genomsnitt lägre under våtår. Vid en ökad användning av vattenkraft för kraftsystembalansering är det inte givet att ökningen sker i de som kraftverk som arbetar mest idag, utan ökningen sker troligen i andra kraftverk.

### **I korthet: Vad är reaktiv effekt?**

Överföringsförmågan i ett växelströmsnät är väsentligen beroende av att spänningsnivåerna i nätets olika delar kan hållas tillräckligt höga. Spänningshållningen vid hög överföring är beroende av en tillräcklig förmåga att upprätthålla den reaktiva effektbalansen i samtliga punkter i såväl den sändande delen av elsystem som i mottagarändan. Begreppet reaktiv effekt är egentligen en matematisk abstraktion av den fasvridning mellan spänning och ström som sker vid effektöverföring över en kraftledning eller ett nät i proportion till den reaktiva impedansen som överföringen möter. Fasvridningen sker kontinuerligt mellan överföringens ändpunkter beroende på såväl induktanser som kapacitanser i ledningar och kablar.

Fasvridningen kan kompenseras genom inmatning och uttag av reaktiv effekt från synkrogeneratorer eller från andra källor som t.ex. kondensatorer och/eller reaktorer. I praktiken är den reaktiva balansen lika viktig som den aktiva balansen, dvs. om inte balansen kan upprätthållas så är inte överföringen möjlig. Balanseringen måste ske i stationsanläggningar vid ändpunkterna. Problemet är att en inmatning av reaktiv effekt i den ena änden av en lång ledning eller ett stort nät inte gör någon nytta för att avhjälpa fasvridningen i den andra änden. Med andra ord går det inte att överföra reaktiv effekt över stora avstånd och höga reaktiva impedanser. Kompenseringen måste ske tämligen lokalt. Innebörden av detta är att det är lika viktigt att med reaktiv kompensering hålla uppe spänningen i båda ändarna av en överföring. Klarar man inte det så kan en spänningskollaps inträffa i den ände som är svagast kompenserad.



### **De 13700 MW som brukar anges som maximal tillgänglig kapacitet i vattenkraften kan inte utnyttjas under längre perioder utan att acceptera stora mängder spill**

Installerad märkeffekt summerad för alla vattenkraftaggregat i Sverige är ca 16200 MW varav ca 13700 MW brukar anses som tillgänglig. I själva verket är denna siffra ett historiskt maxvärde och det är inte säkert att den gäller året om. Vattenkraftsaggregaten har normalt mycket hög tillgänglighet, större än 95 procent, men möjligheten att utnyttja hela den installerade kapaciteten kan också begränsas av en rad andra orsaker som till exempel, driftssituation vid ej högsta fallhöjd, vattenhushållningsbestämmelser, transmissionsbegränsningar, stationsinterna driftbegränsningar och isförhållanden. Ett par hundra Megawatt allokeras också för att täcka oförutsedda obalanser. Vattenkraftens maximalt tillgängliga kapacitet kan inte heller användas uthålligt utan att efter ett tag börja spilla vatten.

### **Vattenhushållningsbestämmelserna kommer allt oftare att begränsa vattenkraftens balanseringsförmåga**

Vattenhushållningsbestämmelserna utgör många gånger hårdare begränsningar för vattenkraftens balanseringsförmåga än naturliga och tekniska begränsningar. Detta kommer att bli mer och mer tydligt allteftersom vindkraften byggs ut och kärnkraften avvecklas. På grund av hydrologiska kopplingar kan åtgärder som begränsar en station påverka balanseringsförmågan i hela älven och ett förlorat balanseringsbidrag från vattenkraft kommer att innebära ett ökat balanseringsbidrag från

något annat planerbart produktionslag. Det är viktigt att effekterna av de åtgärder som föreslås i den nationella strategin för implementering av ramdirektivet för vatten analyseras med hänsyn till detta. Miljökonsekvenserna av en åtgärd lokalt i älven ska vägas mot miljökonsekvenserna av potentiellt försämrad balanseringsförmåga nationellt och globalt.

### **Energiproduktion kan minska vattenkraftens balanseringsförmåga**

En anledning till att vattenkraften idag har god balanseringsförmåga året runt är att kärnkraften har tagit över en stor del av ”basproduktionen” och därmed frigjort vattenkraftskapacitet. När kärnkraften avvecklas uppstår omedelbart motsvarande behov av planerbar elproduktion i systemet och det är idag upp till marknaden att avgöra vad som ska köras i stället. Sannolikt kommer vattenkraften att fylla en del av tomrummet, åtminstone initialt, och alltså delvis återgå till sin gamla roll som leverantör av baseffekt. Eftersom vattenkraftsproduktionen på årsbasis i stort sett ges av tillrinningen handlar det om en omDispositionering av vattnet över året. Ett troligt scenario är att prisdifferensen stiger mellan vinter och sommar, vilket i sin tur innebär att mer vatten kommer att sparas från sommar till vinter. I rapporten visas att vattenkraftens balanseringsbidrag minskar när det går mycket vatten i älvarna, t.ex. under våtår och vårflod. Kärnkraftsavvecklingen kan alltså innebära att vattenkraftens balanseringsförmåga kommer att öka sommartid och minska vintertid.

## I korthet: Spänningskvalitet, aktiv och reaktiv effekt

Spänningen skall hållas inom  $\pm 10\%$  av nominell spänning. Förenklat så kan det sägas att spänningsnivån för en radiell ledning, en "gren", bestäms i transformatorstationen och sedan höjer produktionskällor spänningen och konsumtionspunkter sänker spänningen. Spänningen sjunker också över längden av ledningen och en bra spänningsnivå längs en ledning har direkta samband till den reaktiva effekten som konsumeras och produceras längs ledningen. Spänningskvalitetsproblem är alltså, till skillnad från frekvensproblematik, ett lokalt problem som också måste lösas lokalt.

En växelströmsledning har genom sin impedans egenskapen att fasvridningen mellan spänning och ström uttryckt som reaktiv effekt varierar med hur den belastas. Det innebär att reaktiv effekt konsumeras längs ledningen i proportion till belastningsströmmen. Den kondensatorverkan som finns mellan fasledarna och till jord innebär å andra sidan en motsatt fasvridning dvs. en generering av reaktiv effekt som är spänningsberoende. Spänningsförhållandena längs ledningen påverkas således av den varierande reaktiva balansen. Spänningarna på en lågt belastad ledning kan därför bli höga medan de vid hög belastning kan bli låga. Skulle dessa nivåer bli oacceptabla måste kompensering åtgärder för att reglera spänningen och/eller för att förändra belastningen vidtas

Spänningshållningen i stamnätet och i regionnäten bygger på hur produktion och konsumtion är fördelade tillsammans med användningen av den spänningsstabiliserande utrustning som finns i nätet för att nå önskad

nivå. Spänningsreglerande utrustning kan exempelvis vara magnetiseringen av anslutna kraftstationers synkrongeneratorer, transformatorer, kondensatorer eller reaktorer. Även olika typer av omriktare (för motordrifter eller vind- och solkraftverk) kan påverka spänningen.

### Spänningsreglering på stamnätet

Spänningsregleringen på transmissionsnät över större avstånd är mycket beroende av hur nätet är belastat och av de reaktiva egenskaperna hos anslutna produktionsanläggningar. I synnerhet gäller det för det svenska stamnätet. De norra delarna av stamnätet är uppbyggda för att samla upp produktionen från vattenkraften i de nordliga älvarna och överföra den söderut. Då vattenkraften utnyttjas för en omfattande dygnsreglering av balansen varierar också överföringen på stamnätet norrifrån starkt mellan dag och natt.

De stora variationerna i stamnätets belastning med aktiv effekt innebär också avsevärda skillnader i den reaktiva effektbalansen. Vid låga överföringsnivåer överväger den reaktiva självgenereringen på ledningarna som ger ett överskott på reaktiv effekt. För att det inte ska leda till skadligt höga spänningar måste reaktiv effekt konsumeras genom tillkoppling av stora shuntreaktorer som är installerade i ett flertal stamnätsstationer. Vid höga överföringsnivåer sker en förbrukning av reaktiv effekt genom belastningsströmmen på ledningarna. I första hand kompenseras det genom att alla shuntreaktorer fränkopplas, oftast tidigt på morgnarna.

**Vattenkraftens möjligheter att balansera felprognostiserad vindkraftsproduktion bedöms som god givet att den planeras med marginal för oförutsedd uppregring när mycket vattenkraft är igång**

Väderberoende elproduktion är naturligt behäftad med prognosfel, avvikelser mellan prognos och utfall, som också måste balanseras av styrbara produktionsslag. De största prognosfelen hos vindkraften från en till ett par timmar kan redan idag jämföras med ett oförutsett bortfall av ett kärnkraftsblock och de kan grovt antas växa i proportion till installerad effekt om man bortser från möjliga förbättringar av prognosmetoder och geografiska utjämnings effekter. Även om de största felen inträffar sällan så måste det förstås finnas en beredskap för att balansera dem. Ur ett vattenkraftsperspektiv bedöms de felprognostiserade energimängderna vara små i relation till de enorma lager som vattenmagasinen utgör. Oftast kommer det också att finnas tillräckligt med ledig kapacitet att reglera både uppåt och nedåt. Det som kan vara kritiskt är om det inte finns tillräckligt med ledig kapacitet (på systemnivå) när mycket vattenkraft redan är igång, alltså effektfrågan. Prognososäkerheten måste alltså beaktas redan i planeringsstadiet så att det finns tillräckligt med marginal för uppregring. Att inte utnyttja hela sin förmåga kostar förstås pengar. Ytterst är det en fråga om leveranssäkerhet och dimensionering av reserver.

**Svensk vattenkraft kan byggas ut för mer effekt om legala, miljömässiga och ekonomiska hinder kan övervinnas**

Det finns liten potential att utvinna mer energi ur svenska älvar utan att ta de fyra orörda älvarna i anspråk. Bygga ut för effekt kan man dock göra genom att öka kapaciteten i befintliga stationer och då leverera mer effekt under kortare tid. Ekonomiskt handlar det om betydande investeringar som för närvarande är svåra att räkna hem. Ett annat hinder är vattendomar som delvis skulle behöva omprövas för att tillåta hårdare reglering. En effektutbyggnad av vattenkraften bör göras strategiskt så att vattenkraftssystemet som helhet når maximal förmåga att balansera ett elsystem med stora mängder vindkraft utan att försämra miljön i berörda vattendrag. Preliminära resultat indikerar att det framförallt är balanseringsförmågan på flerdygnshorisont som ska höjas för att uthålligt kunna balansera vädersystemen utan att behöva spilla vatten.

## Behov av ytterligare studier om vattenkraften och dess reglerförmåga

Som framgår av ovan är ett kraftsystem och dess kopplingar till meteorologi, ekonomi och juridik ett mycket komplicerat system där många utmaningar finns. För att kunna dra bättre slutsatser om vad vattenkraften klarar av och i vilka fall andra lösningar (t ex flexibel elförbrukning) är mer rationella så behövs fler studier som, t ex, beaktar:

- Detaljerade modeller som inkluderar grannländers vattenkraft, i synnerhet Norge.
- Simuleringar av hur förändrade vattendomar i viktiga reglerstationer påverkar balanseringsförmågan.
- Elmarknadens betydelse. Hur stor betydelse har nuvarande handelsförfarande för balanseringsförmågan? Finns det t.ex. något att vinna på mer frekvent omplanering?
- Utveckling av metoder för riskhantering i produktionsplaneringen.
- Konsekvenser av ej perfekta prognoser för, t ex, vindkraft och elförbrukning.
- Olika situationer gällande elförbrukning, tillrinning, vindkraft, solkraft, prognossäkerhet etc.
- Identifiering och analys av extrema scenarier, t.ex., två kalla och vindstilla vinterveckor i Skandinavien och norra Tyskland. Balansering under vårfloden är också extra intressant.
- Analys av vad kärnkraftsavvecklingen får för konsekvenser för balanseringsförmågan.
- Framtagande av en strategisk plan för effektutbyggnad. Var finns det lågt hängande frukter?
- Studier av driftberoende slitage och strategisk diversifiering av maskinparken.

## Fjärrvärmens bidrag till kraftsystemstabilitet

El- och fjärrvärmemarknaderna har under lång tid påverkat varandra. Det finns flera exempel på kopplingar. Några av de viktigaste är:

- El är en energibärare som utnyttjas i fjärrvärme-produktionen (i elpannor och värmepumpar).
- I fjärrvärmesystemens kraftvärmeverk produceras el som tillförs elmarknaden.
- På uppvärmningsmarknaden konkurrerar el och fjärrvärme för byggnadsuppvärmning och tappvarmvattenberedning.

De nordiska och europeiska energisystemen förändras i snabb takt, inte minst till följd av den förda energi- och klimatpolitiken. Särskilt utbyggnaden av variabel förnybar elproduktion sker i högt tempo och de utmaningar som är förknippade därmed, till exempel de kraftiga och snabba svängningarna i produktionen, frågan om reservkraft, frekvenshållning, och behovet av nätutbyggnad, får ökad aktualitet. Dessa förändringar i elproduktionssystemet ökar drivkrafterna för samverkan mellan el- och fjärrvärmemarknaderna.

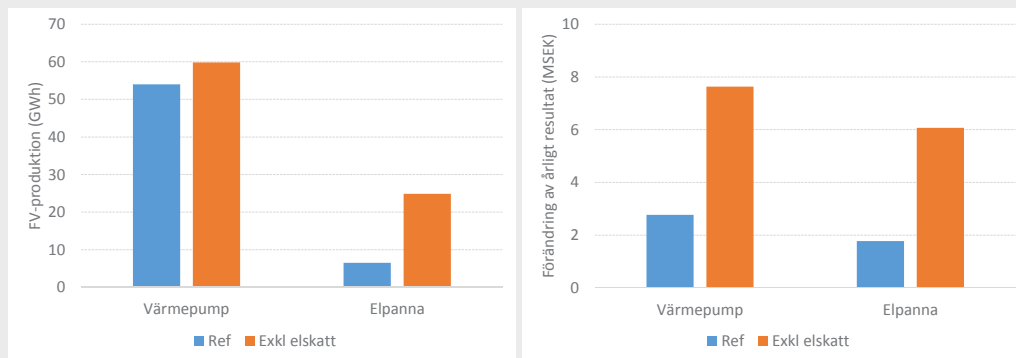
Utgångspunkten för analysen av fjärrvärmens roll för kraftsystemstabilitet är en serie modellberäkningar för elsystemet och hur en expansion av vindkraft samt en utfasning av styrbar termisk kraft (här kärnkraft) kan komma att påverka pris-

bilden på el i ett "2030"-perspektiv. Resultaten och slutsatserna i detta avsnitt är i allt väsentligt hämade från en Fjärrsynstudie, *"El och fjärrvärme – samverkan mellan marknaderna"*, Energiforsk rapport 2015:223, som NEPP samarbetat med.

### **Fjärrvärmens har en begränsad potential att ta hand om "överskottet".**

I en situation med elöverskott blir fjärrvärmens mest uppenbara sätt att bidra till kraftsystemstabilitet att öka elanvändningen. Det kan i fjärrvärmesystemen göras via elpannor och värmepumpar.

Under de tider då elbehovet är litet kan man anta att även uppvärmningsbehovet ofta är litet. Många fjärrvärmesystem försörjs då av mycket billig värmeproduktion, t.ex. industriell spillvärme eller avfallsförbränning. Det betyder att värmen från elpannor och värmepumpar ofta konkurrerar med mycket billig värme och för att elanvändningen skall öka så måste fjärrvärmeproducenterna kompenseras för de merkostnader detta medför. I synnerhet elpannor har relativt höga värmeproduktionskostnader även om elpriset skulle vara 0. Skälet är energiskatten på el, elcertifikatpåslaget samt rörlig drift- och underhållskostnad. Elskattens betydelse illustreras i figuren på nästa sida.



Fjärrvärmeproduktion (till vänster) från en värmepump respektive en elpanna och förändring av årligt resultat (till höger) för de bägge investeringsalternativen för ett fjärrvärmesystem i ett referensfall och i en känslighetsanalys utan elskatt (bägge fallen bygger på ett scenario med mycket stora mängder vindkraft och avvecklad kärnkraft).

Ett indirekt sätt att ge utrymme för ökad elanvändning i fjärrvärmeproduktionen vid låga elpriser (typiskt sommartid) är att stimulera efterfrågan på fjärrvärme. Detta är något som många fjärrvärmeföretag redan arbetar med eftersom man, även oberoende av lågt elpris, har tillgång till mycket billig värmeproduktion under sommaren. En metod är att erbjuda säsongsuppdelade fjärrvärmepriser, där energipriset är mycket lågt under sommarmånaderna. En annan metod, på samma tema, är att erbjuda särskilda avtal med låga priser för den typen av sommarleveranser, exempelvis poolvärme. Man kan också tänka sig att utnyttja fjärrvärme för att producera kyla, exempelvis via absorptionskylmaskiner. Problemet är dock att hitta ytterligare värmefter-

frågan under dessa tider där betalningsviljan är tillräckligt hög för att täcka kostnaderna.

Värmelagring är en annan principiell möjlighet. Här handlar det i så fall ofta om ganska långsiktig lagring, till och med från en säsong till en annan. Dygnslagring, som är relativt väl spridd i fjärrvärmesystemen, kan dock också ha visst värde för att underlätta sådana driftfall. Korttidslagring kan också ske genom att värme ackumuleras i byggnaders stomme.

Drivkrafterna för säsongslagring av värme är dock inte nya. Trots gratis värme sommartid har det dock i de flesta fall inte visat sig vara ekonomiskt

lönsamt med säsongslagring. Ett skäl till detta är att varmt vatten inte är särskilt "energiintensivt" och att det krävs mycket stora vattenmängder för att lagra relevanta energimängder. Det är alltså osäkert om värmelagring kommer att bli en användbar metod för lastutjämning. I enstaka fall skulle det dock kunna bli intressant, t.ex. vid en kombination av mycket dyr värmeproduktion vintertid, och mycket goda förutsättningar för lagring.

### **Fjärrvärmeproduktionen är på marginalen sannolikt mycket dyr vid topplast-situationer**

Värmebehovet är stort och elpriset högt vid brist-situationer. Det medför att fjärrvärmesystems kraftvärmeverk "spontant" utnyttjas fullt. Det finns därmed ingen ytterligare eleffekt att utnyttja för kraftsystembalansering när elbalansen blir ansträngd. Om kraftvärmeverken skulle vara utrustade med kondenssvans så skulle man kunna få ut något mer elproduktion, men på bekostnad av 100 % av kraftvärmeverkets möjliga värmeproduktion. Det betyder att den värmeproduktionen måste ersättas med annan produktion, vilket skulle bli mycket dyrt. Detta är därmed knappast något rimligt driftfall.

Det har tvärtom periodvis funnits en drivkraft att "backa" elproduktionen i kraftvärmeverk för att därigenom öka värmeproduktionen baserad på biobränsle istället för att köra oljehetvattenpannor. I samtal med personer med omfattande driftserfarenhet konstaterar vi dock att kraftvärmen typiskt inte backas i dessa situationer. Det finns dock undantag, t.ex. om det finns kapacitetsbrist i värmeproduktionen och man helt enkelt behöver direkt-kondenseringen av kapacitetsskäl.

Ett sätt att minska behovet av topplasteffekt i elsystemet är generellt minska användningen av el för uppvärmning. Här kan fjärrvärmen spela viss roll genom att fjärrvärme väljs istället för elbaserad uppvärmning (t.ex. direktel, elpanna eller värmepump). Detta minskar behovet av el under perioderna med störst totalt elbehov. Dessutom ökar värmeunderlaget för kraftvärme och det blir utrymme för något mer kraftvärme, vilket i sin tur tillför elproduktionskapacitet vid de aktuella tidpunkterna. Självklart finns gränser för hur långt en sådan strategi kan drivas, eftersom uppvärmningen i de mest värmeglesa områdena aldrig kan bli aktuell för fjärrvärme. Även andra uppvärmningsslag än fjärrvärme kan bidra till att ersätta elbaserad uppvärmning. Ett exempel är pelletseldning.

Ytterligare ett sätt för fjärrvärmen att bidra till tillgången på topplastkapacitet är om kraftvärmen skulle tillämpa teknik med avsevärt större elutbyte. Genom att använda kombicycle (gasturbin och ångcykel kombinerat) så kan elproduktionen från ett givet värmeunderlag fördubblas. Detta försvåras dock av att det mest attraktiva bränslet, fast biobränsle, först måste förgasas för att möjliggöra detta. Det ökar komplexitet och kostnader.

Den andra delen av åtgärdsbatteriet i en situation med ansträngd elbalans utgörs av att minska elanvändningen. Detta sker delvis spontant till följd av att man kan förutse mycket höga elpriser under de aktuella episoderna. En försvårande omständighet är dock att även fjärrvärmeproduktionen på marginalen sannolikt är mycket dyr vid dessa tidpunkter. Om man utgår av att det är oljeeldning som sätter priset så skulle värmekostnaden kunna uppgå till 1 000 SEK/MWh. Det innebär att en existerande

## I korthet: Dygns-, vecko- och årstidslagring

### Dygnsreglering

Den löpande balansregleringen för att anpassa produktionen till förbrukningen är i hög grad en decentraliserad process inom ramen för den elmarknadsmodell som tillämpas i Norden. Den sker i ett samspel inom varje land mellan ett antal balansansvariga företag och nationella systemansvariga företag eller myndigheter såsom Svenska kraftnät i Sverige, Statnett i Norge, Fingrid i Finland och Energinet.dk i Danmark.

De balansansvariga företagen har genom avtal med den systemansvarige förbundit sig att se till att deras avsättning timme för timme balanseras av lika stor tillförsel genom produktion eller inköp. Genom de balansansvariga företagens försorg sker en daglig planering av hur förbrukningens förväntade variationer mellan dygnets timmar ska regleras ut genom att utnyttja produktionsanläggningarnas reglerförmåga. Härigenom ombesörjs att merparten av det totala reglerarbetet verkställs inom de olika företagens planering. Dessa måste samtidigt se till att det sker inom de legala ramar som omgärdar verksamheten, främst inom det vattenrättsliga området.

På aggregerad systemnivå sammanställer Svenska kraftnät och de övriga nordiska systemansvariga alla de balansansvarigas planer, med uppgiften att bl.a. se till att de resterande reglerbehoven till följd av förbrukningens variationer och inträffade störningar tas om hand. En samordning sker löpande så att de reglerbud som har lägst kostnad utnyttjas oavsett i vilket land det. Den slutliga balanseringen sker sedan automatiskt i ett stort antal vattenkraftstationer som anpassar sin produktion efter nätfrekvensens variationer.

### Veckoreglering

Vattenhushållning i älvarna måste hanteras i ett flerdygnsperspektiv eftersom produktion i ett kraftverk ger ökat tillflöde i ett nedströmsliggande kraftverk men med en tidsfördröjning som kan räknas in till några timmar. Längs en hel älv kan tidsfördröjningen uppgå till två dygn.

I flera av de reglerade älvarna finns några mellanstora vattenmagasin i form av större sjöar. Reglerutrymmet i dessa är stort nog för att kunna utnyttjas i veckocykliska förlopp. Genom att återfylla dessa veckomagasin under helger kan de utnyttjas för det större energibehovet under vardagarna. Denna utnyttjningsmöjlighet inryms i de rättsligt bestämda vattenhushållningsbestämmelserna för magasinerna. Nya och starkt varierande körsätt som en följd av stor andel varierbar produktion, skulle däremot kunna efterfråga förändringar i kraftstationers kapacitetsutbyggnad och regleringsmagasinens utnyttjande.

### Årsreglering

Vattenkraften i Norden är byggd på ett sådant sätt att den kan överbrygga årstidernas varierande tillrinningar. Totalt motsvarar vattenkraftens lager ett energiinnehåll av cirka 30 TWh i Sverige. Genom att spara tillrinning vid snöavsmältning till vintern därpå kan en stor del av den säsongsrelaterade behovsvariationen tillgodoses. I hela Norden finns 120 TWh säsongslagringskapacitet.

Den fundamentala förutsättningen för denna årscykliska reglering är att vatteninnehållet i ett antal stora magasin kan tillåtas variera mellan sina övre och nedre gränser. Magasinen med de största volymerna och därmed de största variationerna i vattenståndet finns i allmänhet i de övre delarna av de vattenkraftproducerande älvarna. I grova drag kan det sägas att ungefär hälften av den producerade vattenkraftenergin i Sverige kan tillgodogöras vid en mer efterfrågad tidpunkt än när tillrinningen sker, tack vare lagringsmöjligheterna i de stora årsmagasinen.

Produktionsplanering av värmekraft sker så att avställningar för underhåll görs med fördel på sommarhalvåret. För termiska kraftverk som levererar både värme och el sker en naturlig säsongsanpassning. Import och export är viktiga komplement för att korrigera vid brist eller överskottssituationer. Detta sker via en väletablerad gränsöverskridande handel styrd av prisnivåer i olika områden.



värmepump, med en värmefaktor på tre, kommer att vara konkurrenskraftig ända upp till ett elpris på nästan 3 000 SEK/MWh! Detta förhållande påverkas både av värmepumpens höga effektivitet och av den mycket kraftiga beskattningen av fossil värmeproduktion (i oljepannan). En tanke skulle kunna vara att det totalt sett skulle vara en fördel om fjärrvärmeföretagen gavs incitament att inte använda el vid de aktuella tidpunkterna. Det skulle i så fall, utifrån nuvarande förhållanden, och om värmepumpsdrift fortfarande skulle vara lönsam, kunna avlasta efterfrågan med 500 MW, genom att avstå från drift av värmepumpar. Detta borde vara värdefullt ur kraftbalanssynpunkt. För att åstadkomma detta skulle exempelvis fjärrvärmeföretag som potentiellt vill använda el i elpannor eller i värmepumpar vid tidpunkter då svensk fossilbränsleddad kondenskraft tas i anspråk kunna slippa betala energi- och koldioxidskatt på olja som används i hetvattenpannor.

### **Potentialen för kraftvärme att bidra med frekvensreglering är begränsad**

I Sverige sköts frekvensregleringen typiskt av vattenkraft. Om det på sikt inte räcker så skulle fjärrvärme också kunna bidra till detta. Fjärrvärmesystem skulle kunna bidra på två principiellt olika sätt. Till elproduktionens frekvensregleringsförmåga kan kraftvärmen bidra, medan elpannor och värmepumpar kan bidra genom elanvändningsanpassning. Typiska laständringshastigheter kan vid normal drift vara 30 procent laständring på en halvtimme för fastbränslebaserad kraftvärme och värmepump, medan gaseldade kraftvärmeverk kan ändra lasten ännu snabbare.

Frekvensregleringen kan behöva ske både uppåt och nedåt. Det handlar ofta om korta tidsperspektiv. Primärregleringen i kraftverk som automatiskt styrs för att hålla frekvensen inom givna gränser reagerar mer eller mindre momentant, medan manuellt styrd sekundär- och tertiärreglering används för att inom 15 minuter återställa frekvenshållningen så att ytterligare störningar kan hanteras av primärregleringen.

Sannolikt blir bidraget från kraftvärme vid det driftläge då detta framför allt blir aktuellt – mycket vind- och solkraft och låg elkonsumention – litet, då kraftvärmeverken i stor utsträckning då kan antas stå stilla. Behovet av ytterligare frekvensreglering kan dock uppträda även vid andra tidpunkter. Då är förutsättningarna större för att fjärrvärmesystemen genom kraftvärmen, ska kunna bidra.

I en Värmeforskrappport från 2014, ”*Undersökning av möjligheter för svenska kraftvärmeverk att leverera primär frekvensreglering, FCR-N*”, diskuteras möjligheterna för svenska kraftvärmeverk att bidra till frekvensreglering. Man har studerat ett antal olika typer av kraftvärmeverk och bedömt de tekniska och ekonomiska möjligheterna. Slutsatsen i rapporten är att anläggningarna tekniskt kan uppfylla kraven för att erbjuda primärreglering. Då anläggningen går på delast konstaterar man att primärreglering kan erbjudas till en minimal kostnad. I olika omfattning kan man därmed anta att fjärrvärmesystemens kraftvärmeverk kan bidra till frekvensreglering i olika tidsperspektiv, från de snabbaste till de långsammare.

Hur stora effekter är det då som kan uppregras respektive nedregleras? Den totala installerade effekten i kraftvärmeverk uppgår idag till ca 3 600 MW. År 2030 bedöms den uppgå till 4 700 MW. Den uppskattningen bygger på tidigare genomförda analyser av potentialen för kraftvärme där elproduktionen antas öka till 15 TWh år 2030. Om man, hypotetiskt, antar att all denna kapacitet är tillgänglig för frekvensreglering och att uppregering respektive nedreglering uppgår till max 30 procent av kapaciteten så blir reglereffekten 1 100 MW (idag) respektive 1 400 MW (2030).

På användarsidan är eleffekten i elpannor idag uppskattningsvis 500 MW och ungefär lika stor i värmepumpar. Om vi på samma sätt som ovan antar att uppregering respektive nedreglering max uppgår till 30 procent av kapaciteten och att hela effekten är tillgänglig för frekvensreglering så blir den samlade reglereffekten i fjärrvärmesystemens elanvändning 300 MW.

Det betyder att den totala frekvensregleringskapaciteten som fjärrvärmesystemen, med dessa antaganden, skulle kunna ställa upp med idag är 1 400 MW. Om man som ett tankeexperiment antar att den största störningen skulle vara att kärnkraftreaktorn O3 faller bort så skulle den samlade frekvensregleringskapaciteten i fjärrvärmesystemen teoretiskt räcka för att täcka det bortfallet (förutsatt att alla anläggningar finns till förfogande för frekvensreglering enligt ovan).

### **Fjärrvärmens bidrag till elsystemstabilitet**

I projektet, "El och fjärrvärme – samverkan mellan marknaderna", som NEPP samverkat med har man studerat hur den svenska fjärrvärmesystemen kan bidra till att klara av de åtta utmaningarna. Analysen kan sammanfattas i form av ett enkelt "score-card" (se tabell nedan). Bedömningarna i tabellen visar alltså det samlade värdet av den påverkan som den nuvarande fjärrvärmesystemen, samt ytterligare utbyggd och utvecklad fjärrvärme ger på framtida elsystemstabilitet.

Utmaningar för kraftsystemet	Kraftvärme	Elpanna / värmepump	Övrigt
<i>Mycket vind- och solkraft och låg konsumtion</i>			
- Mekanisk svängmassa	+	0	0
- Balansreglering	++	+	0
- Överskottssituationer	+	++	+
- Överföringsförmåga	+	+	0
<i>Lite vind- och solkraft och hög konsumtion</i>			
- Tillgång till toppplastkapacitet	+++	+	+++
<i>Generella utmaningar för att upprätthålla balans</i>			
- Flexibilitet i styrbar produktion och förbrukning	+	+	+
- Ansvarsfördelning och marknadsmekanismer	0	0	0
- Årsreglering	0	0	+

+++: Stort bidrag;

++: Tydligt bidrag;

+: Visst bidrag;

0: Inget eller mycket litet bidrag

Under rubriken "övrigt" återfinns exempelvis ökad fjärrvärmeanvändning och värmelagring



# Efterfrågeflexibilitet

## Efterfrågeflexibiliteten blir viktigare och får nya funktioner

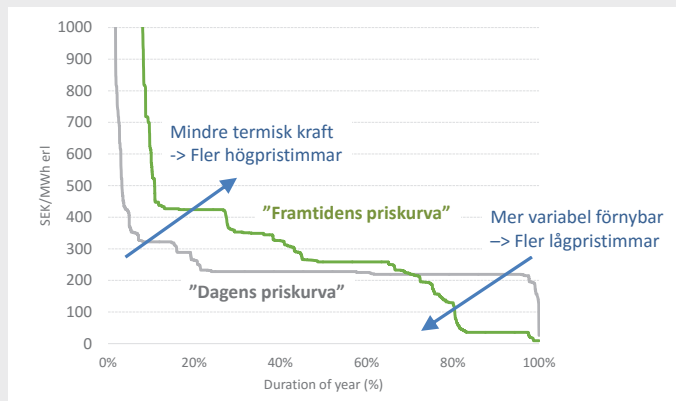
Efterfrågeanpassningar drivs fram av höga priser, såväl idag som i framtiden, men efterfrågeflexibilitetens funktion blir i framtiden delvis annorlunda eftersom de höga priserna kan förutses uppträda vid fler tidpunkter under året och ha fler orsaker än idag. Det ger efterfrågeflexibiliteten nya funktioner.

## Efterfrågeflexibilitet kan göra nytta i hela kraftsystemet

Efterfrågeflexibiliteten kan ha en viktig roll i balansering av framtidens kraftsystem med stor andel

förnybar, variabel, distribuerad elproduktion, minskad mängd styrbar termisk kraft och ökad marknadsintegration med kontinenten.

Utökning av intermitterent kraftproduktion, framför allt vindkraft och solkraft, kommer att bidra till ett kraftsystem med flera ansträngda situationer där balanseringen mellan produktionen och efterfrågan försämrats. Detta gäller det scenario då låg produktion från intermitteranta källor sammanfaller med hög efterfrågan men även det motsatta då hög produktion sammanfaller med låg efterfrågan. Efterfrågeflexibilitet kan då användas för att minska



Elprisets (producentprisets) varaktighet under ett modellår (2030) för olika produktionsvolymer av vindkraft i Sverige samt med, respektive utan, tillgång till kärnkraft.

elanvändningen i en underskottssituation och öka elanvändningen i en överskottssituation.

Efterfrågeflexibiliteten kan även förenkla integrering av intermitterant kraftproduktion genom att en del av nätinvesteringar för förstärkning av nät skulle kunna ersättas med implementering av efterfrågeflexibilitet. Genom att efterfrågeflexibiliteten kan bidra till ökad konsumtion under de timmar då den lokala produktionen är hög samt till minskad konsumtion under de timmarna då den lokala produktionen är låg, kan den överförda effekten i distributionsnätet minskas både vid inmatning och uttag vilket avlastar nätet. Samtidigt minskar även distributionsförlusterna eftersom den totala överförda energin minskar samt transmitteras kortare avstånd till följd av minskat nettoutbyte av egenproducenterna. Nyttorna från efterfrågeflexibilitet på distributionsnätetsnivå är potentiellt fler. Genom att minska konsumtionen under de timmarna då maximal årseffekt nås kan efterfrågeflexibilitet även bidra till minskad effektkostnadskomponent för en lokalnätägare, dvs. minimera kostnaden mot överliggande nät.

### **Efterfrågeflexibilitet ska inte jämföras med produktion**

Efterfrågeresurser är typisk tillgängliga i några timmar och saknar den uthållighet som produktionsresurser har. Efterfrågeresurser är även beroende av att det finns en förbrukning som kan minskas då de ska användas. Efterfrågeresurser kan därför inte direkt jämföras med produktionsresurser ur varken ett uthållighets- eller tillgänglighetsperspektiv. Här skiljer sig efterfrågeflexibilitet även från energilagring som är oberoende av lasten och kan användas över längre tidsperioder.

### **Potentialen för efterfrågeflexibilitet är minst 4000 MW i Sverige**

Vår bedömning är att efterfrågeflexibiliteten erbjuder en teknisk potential för minskning av effekt med minst 4000 MW enbart i Sverige.

Potentialen för efterfrågeflexibilitet bland industriföretag är starkt kopplad till priselasticitet, dvs. sambandet mellan förbrukning och elpris. Potentialen för lastreduktion i Sverige har uppskattats till ca 2000 MW när elpriset överstiger 200 EUR/MWh. Ca 85% av denna potential genereras från elintensiv industri, resterande 15% från lätt industri, som omfattar bl.a. livsmedelsindustrin, verkstadsindustrin och sågverk.

Det är viktigt att notera att industriföretagen bedömer potentialen för effektreduktioner genom produktionsneddragningar inte enbart utifrån potential för kostnadsbesparingar utan även utifrån påverkan på exempelvis ingångna avtal, ekonomiska konsekvenser vid leveransförseningar eller risk för förlorade marknadsandelar.

Eluppvärmningen i Sverige bidrar med en topplasteffekt på ca 7 000 MW (normalår) – 8 000 MW (20-årsvinter). En ansenlig andel av denna kan styras utan någon märkbar komfortpåverkan. Potentialen för efterfrågeflexibilitet bland hushållskunder med eluppvärmning har i fältförsök uppskattats till ca 2000 MW, motsvarande 2 kW i ca 1 000 000 småhus. Detta är ett medelvärde och representerar en potential som finns tillgänglig under större delen av uppvärmningssäsongen. Simuleringar har dock visat att det under korta perioder kan finnas en potential på upp till 5 500 MW. Att potentialen är stor inom just detta kund-

segment beror på möjligheten att utnyttja husets värmetröghet för att flytta lasten några timmar utan att påverka komforten. Detta gäller främst hushåll med vattenburen värme. I hushåll med direktverkande el påverkas komforten betydligt snabbare om man drar ner effekten. Den maximala potentialen för efterfrågeflexibilitet är dock högst temperaturkänslig. Värmeförbrukningen kan inte minskas utan att värmebehovet finns och på samma sätt kan inte förbrukningen ökas om man redan använder full effekt. Potentialen är därmed störst på vintern, men minskar under längre perioder med mycket kallt väder då värmesystemet troligtvis går för fullt.

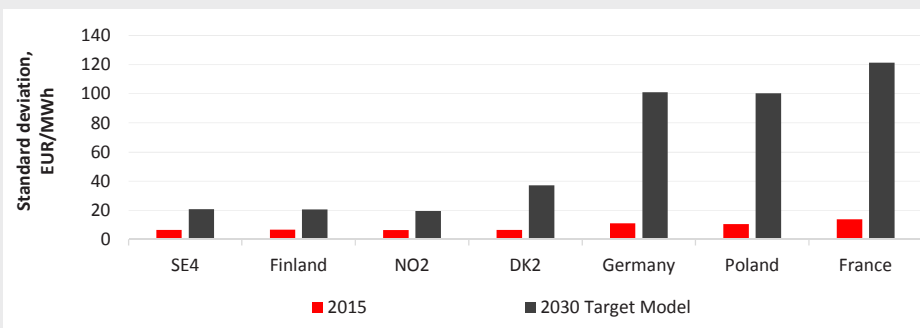
En tredje typ av efterfrågeflexibilitet är förflyttning av last genom att exempelvis anpassa tiden för elbilsaddning eller för användningen av hushållsapparater utifrån prisskillnader mellan olika tidpunkter. För denna grupp har ingen potenti- aluppskattning gjorts. Den totala potentialen för

efterfrågeanpassning kan alltså komma att öka i framtiden.

### Prisvolatiliteten är den starkaste drivkraften för efterfrågeflexibilitet

En viktig utgångspunkt för implementering av efterfrågeflexibilitet är att åtgärderna ska vara marknadsmässiga och därmed lönsamma för de inblandade parterna. För att elpriset ska kunna användas som styrsignal för anpassning av efterfrågan, krävs en prisvolatilitet som gör det lönsamt att flytta last från höglastperioder till låglastperioder. I Sverige krävs mycket stora mängder variabel elproduktion för att volatiliteten i elpriset ska bli stor. Skälet är vattenkraftens prisutjämnande funktion.

Efterfrågeflexibilitet har samtidigt en utjämnande effekt på elpriset. Efterfrågeflexibilitet kommer att leda till en utjämning av elpriset genom att kapa toppar, men även genom att höja priserna under låglastperioder. En ökad efterfrågeflexibilitet



Prisvolatilitet 2015 och 2030 i Norden och i kontinentala Europa

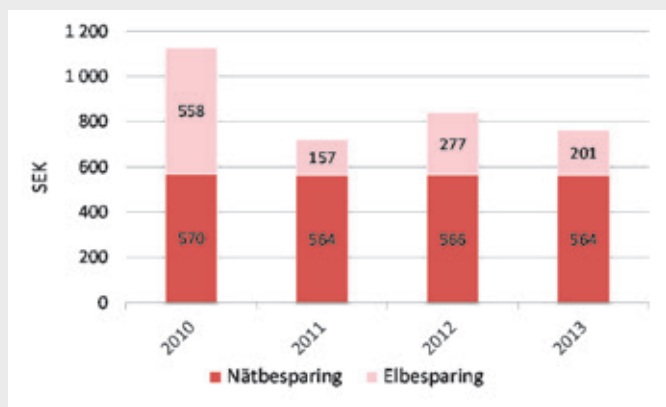
kommer därmed att minska prisvolatiliteten. På så sätt kommer en satsning på efterfrågeflexibilitet – paradoxalt nog – samtidigt att motverka incitamenten för en ytterligare ökning av efterfrågeflexibiliteten. Det kan alltså finnas en jämvikt som begränsar hur mycket efterfrågeflexibilitet som är lönsam.

### Tidsdifferentierade nättariffer kan vara en effektiv styrsignal för efterfrågeflexibilitet hos hushåll

Dagens elpriser varierar inte tillräckligt mycket för att ge tillräckliga incitament till efterfrågeflexibilitet för ett eluppvärmt småhus. Med tidsdifferentierade nättariffer kan man dock idag spara över 500 kr/år. Denna besparing är dessutom förutsägbar, vilket underlättar investeringsbeslut.

### Tidsdifferentierade nättariffer

Idag erbjuder ett flertal nätägare tidsdifferentierade nättariffer som gör det lönsamt att flytta last från höglastperioder till låglastperioder. Dessa ger idag starkare ekonomiska incitament än vad variationerna i elpriset ger, en förutsägbarhet som underlättar för konsumenter att investera i styrutrustning. Samtidigt öppnar man upp för en marknad för energitjänsteföretag. Det finns sedan inget som hindrar att aktörer börjar styra efter elpriserna också när, och om, de blir mer volatila. Tidsdifferentierade nättariffer ger troligtvis också rätt signaler för systemet och kan skapa beteendeförändringar som är gynnsamma både för lokalnätet och för systemet som helhet.



Besparingspotentialen för ett eluppvärmt småhus under 2010-2013 där lasten anpassats till elpriset [SEK/år]



### **Incitament för efterfrågeflexibilitet kan komma från flera olika marknader**

Samma efterfrågeflexibilitet kan användas av olika anledningar vid olika tillfällen. Samma källa till efterfrågeflexibilitet kan exempelvis användas för att minska spotmarknadspriserna vid ett tillfälle och kan användas som reglerkraft vid ett annat.

Att utveckla ekonomiska incitament i form av affärsmodeller som är anpassade till hushållskundernas behov är centralt för att säkerställa att detta förblir en drivkraft och inte istället utgör ett hinder för implementering av efterfrågeflexibilitet. Av stor vikt här är att få samverka mellan kostnader för elhandel och elnät. Detta för att maximera det ekonomiska incitamentet.

### **Efterfrågeflexibilitet ger även en lägre energiförbrukning**

En ökad efterfrågeflexibilitet kommer även att leda till en ökad energieffektivisering. De fältförsök som gjorts visar på energibesparingar på 10-15 % i samband med att elvärmekunder börjar uppmärksamma sin förbrukning och optimerar sin värmeförsörjning. Den minskade förbrukningen kan vara det främsta incitamentet för att investera i efterfrågeflexibilitet.

### **Hela potentialen för efterfrågeflexibilitet utnyttjas inte självklart vid effekttoppen**

Som beskrivits ovan finns det en potentiell efterfrågeflexibilitet på minst 4000 MW i Sverige. Enligt Svenska kraftnät förväntas den högsta förbrukningen inför vintern 2015/2016 att vara 25 600 MW under ett normalår och 27 100 under en så

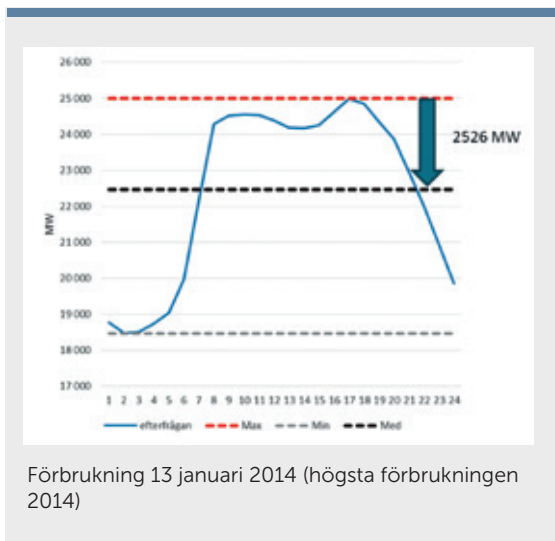
kallad 10-årsvinter. I teorin skulle efterfrågeflexibiliteten kunna sänka efterfrågan med 4000 MW, eller med ca 15 %. I realiteten kan man dock inte räkna med att hela potentialen finns tillgänglig vid en effekttopp av flera olika anledningar:

- Den uppskattade effekttoppen är baserad på historiska värden och innehåller troligtvis redan en viss mängd efterfrågeflexibilitet.
- Sammanlagringseffekter gör att summan av de enskilda förbrukningsreduktionerna inte motsvarar hela potentialen (all efterfrågeflexibilitet är inte tillgänglig 100 % av tiden).
- Efterfrågeflexibilitet är inte uthållig och är tillgänglig typiskt ett par timmar.
- Efterfrågeflexibiliteten förväntas vara priskänslig. De högsta priserna sammanfaller inte nödvändigtvis med den högsta förbrukningen. Detta gäller särskilt i ett system med stora mängder vindkraft.

Efterfrågeflexibiliteten reagerar på prissignaler och elprisets topp sammanfaller inte nödvändigtvis med det högsta elpriset. Om vindkraftsproduktionen är hög vid det tillfälle som efterfrågan är som högst kommer det att ha en dämpande inverkan på priserna vid detta tillfälle. I ett system med stora mängder vindkraft är det nettoförbrukningen som är dimensionerande snarare än topplasten. Förutsatt att prissignalerna är riktiga, dvs. högst priser då det råder knapphet, kommer efterfrågeflexibiliteten att hjälpa systemet även om topplasten inte nödvändigtvis minskar.

### Efterfrågeflexibilitet med återvändande last har en begränsad potential att minska effekttoppar

Om efterfrågeflexibilitet bara används för förflyttning av lasten inom dygnet begränsas potentialen av skillnaden mellan topplasten och dygnsmedellasten (vid maximal efterfrågeflexibilitet blir lasten helt jämn och lika med dygnsmedellasten). För dygnet med den högsta förbrukningen under året innebär det en potential idag på cirka 2500 MW, trots att potentialen för efterfrågeflexibilitet under enskilda timmar alltså är större.



Förbrukning 13 januari 2014 (högsta förbrukningen 2014)

### Det är önskvärt att få med efterfrågeflexibilitet redan i prisbildningen

Man kan skilja på två typer av efterfrågeflexibilitet beroende på den prissignal som konsumenten reagerar på. Den ena kallas för reaktiv efterfrågeflexibilitet eller Demand Respons (DR) och innebär att konsumenten helt enkelt reagerar på de spotpriser som publiceras kl. 13 dagen innan och sedan anpassar sin förbrukning därefter. Fördelen med denna typ av prisstyrning är att den kan automatiseras med enkel och relativt billig teknik. Nackdelen är att den, vid stort genomslag, kan leda till att prisvariationerna flyttas istället för att jämnas ut.

Den andra typen kallas explicit efterfrågeflexibilitet eller Demand Side Management (DSM) och innebär att efterfrågeflexibiliteten bjuds in redan på spotmarknaden dagen innan, utifrån den uppskattade flexibilitet som konsumenten kan bidra med på marknaden. Prispåverkan av efterfrågeflexibilitet är därmed explicit inkluderad i marknadsklareringen på day-ahead-marknaden. Detta alternativ leder till jämviktspriser och ökande samhällsekonomiska vinster och är därför önskvärt ur ett systemperspektiv. Nackdelen är att detta förfarande är mer komplicerat och kräver troligtvis att en aggregator, t.ex. en elhandlare, tillåts styra lasten åt kunderna.



## Reglering av kraftsystemet

En ny "spelplan" för eleffekten ritas nu upp, som en följd av alltmer variabel kraft. Utmaningarna med vintertoppen och våt/torrårsvariationerna får sällskap av nya utmaningar med variabla och svårprognostiserade svängningar under hela året. Det är förändringarna i produktionen som skapar dessa nya utmaningar för elsystemet, inte användningen.

I Sverige och i många andra länder sker nu en kraftig utbyggnad av förnybar el. Med betydande inslag av vindkraft och solet uppstår särskilda utmaningar. Eftersom varken sol- eller vindkraft kan styras och dessutom varierar kraftigt, uppstår frågan om hur kraftsystemet ska regleras och balanseras.

NEPP (North European Power Perspectives) är ett multidisciplinärt forskningsprojekt om utvecklingen av elsystemen och elmarknaden i Sverige, Norden och Europa i tidsperspektiven 2020, 2030 och 2050. Forskningen genomförs av välmeriterade forskare och analytiker.

I två NEPP-rapporter har vi sammanställt projektets analyser av regleringen av det framtida kraftsystemet. Denna skrift ger en sammanfattning av rapporternas viktigaste resultat och slutsatser, bland annat:

- Åtta utmaningar har identifierats för den framtida regleringen av kraftsystemet.
- Det finns ett stort antal lösningar för att hantera utmaningarna och det går att få ett kraftsystem med stora inslag av variabel elproduktion att fungera väl.
- Det måste till ett val mellan olika marknadssystem för att hantera effektfrågan i framtiden.
- Det saknas ett lagreglerat ansvar för att upprätthålla tillräcklig kapacitet på lång sikt.
- Nordisk vattenkraft är som gjord för att balansera ett elsystem med stor andel vindkraft.
- Vattenhushållningsbestämmelserna kommer allt oftare att begränsa vattenkraftens balanseringsförmåga.
- Svensk vattenkraft kan byggas ut för mer effekt om legala, miljömässiga och ekonomiska hinder kan övervinnas.
- Fjärrvärmens har en begränsad potential att ta hand om "överskottsel".
- Potentialen för kraftvärme att bidra med frekvensreglering är begränsad.
- Efterfrågeflexibilitet blir allt viktigare i framtiden och får nya funktioner.