

north  
european  
power  
perspectives



Reglering av ett framtida svenskt kraftsystem

NEPP report  
November 2014



# Reglering av ett framtida svenskt kraftsystem

November 2014

Lennart Söder, KTH

Sture Larsson, fd Svenska Kraftnät

Niklas Dahlbäck, Vattenfall

Johan Linnarsson, Sweco

## Sammanfattning

# Åtta utmaningar med stora mängder variabel produktion i det svenska kraftsystemet

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 i framtiden.

Vind- och solkraft har ett antal egenskaper som skapar dessa utmaningar

- De har begränsad styrbarhet, och är beroende på att solen skiner eller vinden blåser. Det har betydelse både kortsiktigt och årstidsmässigt.
- Vindprognoser är osäkra och når 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 ökande mängd vind- och solkraft ger ett antal 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.

Det finns ett antal tekniska lösningar som kan underlätta hanteringen av dessa utmaningar:

- Om vindkraftverken utrustas med kraftelektronik som möjliggör att de bidrar med både svängmassa och spänningsreglering kommer flera av utmaningarna vid mycket variabel produktion och låg konsumtion kunna hanteras lättare. Denna teknik finns tillgänglig idag men det saknas idag incitament för vindkraftsproducenter att installera tekniken.
- Ökad transmissionskapacitet både inom Norden och till kringliggande områden kan underlätta hanteringen av situationer med både mycket variabel produktion och låg konsumtion samt lite variabel produktion och hög konsumtion.
- 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.

På följande sidor har åtta utmaningar (ej i prioritetsordning) med stora mängder variabel produktion listats.

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

<b>1</b>	<b>Mekanisk svängmassa</b> <ul style="list-style-type: none"><li>• 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.</li></ul> <u>Potentiella lösningar</u> <ul style="list-style-type: none"><li>• Kraftelektronik som kan ge vindkraftverk liknande egenskaper som synkronmaskiner.</li><li>• Importera masströghet genom mycket snabb reglering av HVDC-förbindelser och från energilager</li><li>• Investera i synkrondriftmöjlighet i befintliga och nya kraftstationer (dvs. möjlighet att "snurra med på tomgång").</li></ul>
<b>2</b>	<b>Balansreglering</b> <ul style="list-style-type: none"><li>• 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 blir det oftare färre konventionella kraftverk i systemet, vilket kan innebära att färre kraftverk måste ta på sig en större del av balansreglering och hålla tillräckliga marginaler för detta.</li></ul> <u>Potentiella lösningar</u> <ul style="list-style-type: none"><li>• Korttidsreglering med kärnkraft och annan termisk produktion</li><li>• Utveckla styrsystem och regelverk för nedreglering (spill) av vind- och solkraft</li><li>• Utveckla frekvensstyrning av HVDC förbindelser och förbrukning</li></ul>
<b>3</b>	<b>Överskottssituationer</b> <ul style="list-style-type: none"><li>• 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.</li></ul> <u>Potentiella lösningar</u> <ul style="list-style-type: none"><li>• Spilla vind- och sol (fullt ut utsätta sol och vind för marknadspriser eller t.o.m. prioritera synkron produktion)</li><li>• Förstärka transmissionsnätet</li><li>• Utveckla efterfrågeflexibilitet och energilager</li></ul>
<b>4</b>	<b>Överföringsförmåga</b> <ul style="list-style-type: none"><li>• 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.</li><li>• En dominerande vind- och solkraftproduktion innebär en låg kortslutningseffekt som kan innebära att dagens reläskyddsutrustningar inte kan koppla bort fel tillräckligt snabbt och säkert.</li></ul> <u>Potentiella lösningar</u> <ul style="list-style-type: none"><li>• Investera i ökad shunt- eller seriekompensering</li></ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ge ekonomiska incitament eller ställ krav på kraftelektronik för att vindkraftverken ska kunna bidra till att upprätthålla spänningen.</li> <li>• Utveckla teknik för styrning och övervakning för att kunna driva stamnätet med mindre marginaler men med bibehållen driftsäkerhet.</li> <li>• Säkerställning av att felbortkopplingen i nätet kan fungera även vid låg kortslutningseffekt.</li> </ul>
--	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

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

<b>5</b>	<p><b>Tillgång till topplastkapacitet</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Med en stor mängd vind- och solkraft kommer det finnas situationer med hög elförbrukning och låg vind- och solkraftsproduktion. Även vid dessa situationer måste det finnas tillräckligt med kapacitet.</li> </ul> <p><u>Potentiella lösningar</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Investera i ny reservkapacitet i form av t.ex. gasturbiner</li> <li>• Utveckling av efterfrågefleksibilitet</li> <li>• Ökad transmissionskapacitet till omkringliggande elsystem.</li> </ul>
----------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

## Generella utmaningar för att upprätthålla balans

<b>6</b>	<p><b>Större behov av flexibilitet i styrbar produktion och förbrukning</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 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. Det kommer t.ex. finnas perioder med flera dagar i sträck där tillgången till vindproduktion är minimal. Detta innebär en utmaning planering av vattenkraftproduktion med ett mönster och volym som avviker från hur dagens älvsträckor har designats för.</li> <li>• Fysisk reglerförmåga och regelverk för vattenkraften har utformats för att hantera dagens regelbundna förbrukningsvariationer.</li> <li>• Hydrologiska samband och vattenekologiska hänsyn i älvsträckorna begränsar möjligheterna till snabb omplanering av vattenregleringen.</li> <li>• Stora totala produktionsförändringar från vind kan ske under några timmar - dessutom är det svårt att prognosticera exakt tidpunkt för skeendet. En ökad mängd svårprognostiserad vind- och solkraft försvårar vattenkraftplaneringen längs en älvsträcka och för användningen av transmissionsnätet. Den ökade osäkerheten kan leda till att både produktion och transmission måste planeras mer konservativt med större marginaler.</li> </ul> <p><u>Potentiella lösningar</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Förbättrade prognoser</li> <li>• Anpassning av reglerförmåga, regelverk och miljöåtgärder för sammanhängande älvsträckor till de förändrade reglerbehoven.</li> <li>• Utveckling av flexibilitet i elförbrukningen</li> <li>• Utveckling av reglerförmågan i värmekraftproduktionen</li> <li>• Utveckling av förbättrade metoder för vattenkraftsplanering som beaktar såväl uppdaterade prognoser, osäkerhet i dessa samt fysiska begräns-</li> </ul>
----------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

	<p>ningar och möjligheter</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Utveckling av flexibel elproduktion och elanvändning i fjärrvärmesystemen</li> </ul>
<b>7</b>	<p><b>Anpassning av ansvarsfördelning och marknadsmekanismer</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ansvars- och arbetsfördelningen mellan elsystemets aktörer för att upprätthålla den fysiska balansen samt de marknadsmekanismer som står till buds för detta är utformade för att klara de hittillsvarande behoven.</li> <li>• De ökade och förändrade reglerbehoven kan innebära att den nuvarande samverkans- och marknadsmodellen inte kommer att vara ändamålsenlig utan innebära en ineffektiv reglerprocess.</li> <li>• Om ansvaret för att hantera de ökade prognososäkerheterna ska hanteras av marknadsaktörerna kan det krävas en utveckling så att en stor del av elhandeln ska kunna ske närmare drifttimmen. Alternativet är att en större del av balansregleringen sköts genom den systemansvarige och att upphandlingen av reglertjänster utvidgas.</li> </ul> <p><u>Potentiella lösningar</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Översyn av ansvarsfördelningen mellan de systemansvariga, balansansvariga företag samt övriga aktörer. Prövning om den timvisa ansvarsgränsen är lämplig att bibehålla eller om den bör vara längre eller kortare.</li> <li>• Anpassning av elhandelns produkter och tidscykler</li> <li>• Anpassning av former och incitament i balansavräkningen.</li> </ul>
<b>8</b>	<p><b>Årsreglering</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Om solenergi blir en betydande del av kraftsystemet kommer den skapa ytterligare behov till säsongslagring eftersom större delen av produktionen sker vid lågsäsong för konsumtion.</li> <li>• En stor säsongslagringskapacitet (som i Norden) inrymmer en stark förmåga att hantera lagring även i kortare tidsperioder.</li> </ul> <p><u>Potentiella lösningar</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Upprätthålla och om möjligt öka årsregleringsförmågan i vattenkraften</li> <li>• Utveckling av nya former av säsongslager</li> <li>• Utveckla möjligheterna för utjämning av säsongsmässiga variationer i energibehoven med övriga Europa genom förstärkt överföringsförmåga</li> </ul> <p>Minskad mängd direktverkande elvärme till förmån för värmepumpar och/eller lägre energiförbrukning minskar behovet av årsreglering.</p>

## Innehåll

Sammanfattning .....	3
Utmaningar vid mycket Vind- och solkraft och låg konsumtion .....	4
Utmaningar vid lite vind- och solkraft och hög konsumtion .....	5
Generella utmaningar för att upprätthålla balans .....	5
1 Inledning.....	9
2 Beskrivning av problematik och ömsesidiga beroenden.....	10
2.1 Balanshållning .....	10
2.1.1 Mekanisk svängmassa, frekvensstabilitet .....	11
2.1.2 Primärreglering, automatiserad reglering .....	13
2.1.3 Sekundär- och tertiärreglering, automatiserad och manuell reglering.....	15
2.1.4 Dygnsreglering.....	16
2.1.5 Veckoreglering.....	18
2.1.6 Årsreglering .....	19
2.1.7 Bristituationer .....	20
2.1.8 Överskottssituationer .....	21
2.2 Överföringsproblematik .....	21
2.2.1 Termisk kapacitet .....	22
2.2.2 Spänningsstabilitet .....	23
2.2.3 Vinkelstabilitet.....	24
2.2.4 Driftsäkerhet.....	26
2.2.5 Forskning inom området överföring.....	28
2.3 Leverans kvalitet .....	29
2.3.1 Spänningskvalitet.....	29
2.3.2 Spänningsreglering på stamnätet.....	30
2.3.3 Tillförlitlighet .....	31
3 Möjliga utmaningar i ett framtida kraftsystem (i Sverige).....	32
3.1 Identifierade framtida förändringar i kraftsystemet.....	34
4 Effekter per problematik samt beroenden emellan dem .....	38
4.1 Balansreglering.....	39
4.1.1 Mekanisk svängmassa, frekvensstabilitet .....	39
4.1.2 Primärreglering, automatiserad reglering .....	40
4.1.3 Sekundär- och tertiärreglering, automatiserad och manuell reglering.....	41
4.1.4 Dygnsreglering.....	42

4.1.5	Veckoreglering .....	43
4.1.6	Årsreglering .....	44
4.1.7	Bristssituationer .....	44
4.1.8	Överskottssituationer .....	45
4.2	Överföringsproblematik .....	46
4.2.1	Spänningsstabilitet .....	46
4.3	Marknadslösningar .....	47
4.4	Tekniska krav på elsystemets anläggningar .....	49
5	Vad har studerats/vad ska studeras vidare .....	51



# 1 Inledning

I denna rapport beskrivs i kapitel 2 först generellt de fysikaliska utmaningarna i det svenska kraftsystemet. Med kraftsystem avses främst de övergripande systemaspekterna om inget annat anges. Fokus har legat på att beskriva specifikt just det svenska systemet som har vissa egenskaper - främst en stor andel vattenkraft i norr samt den största förbrukningen i söder. Många av beskrivningarna i rapporten är dock giltiga även för andra kraftsystem.

Rapporten beskriver sedan i kapitel 3 möjliga utmaningar i ett framtida kraftsystem. Bland de identifierade förändringarna finns en ökad mängd varierbar produktion som ersättning för termisk baserad elgenerering, ändrade förhållande gentemot omvärlden via transmissionsledningar och/eller europeisk elmarknadsutveckling, förändrade förbrukningsmönster, eller ökning av maxstorleken på produktions- eller transmissionsenheter, ökade miljökrav som påverkar vattenkraftens användbarhet samt klimateffekter.

Slutligen beskrivs i kapitel 4 vilka effekter dessa förändringar kan få på de olika fysikaliska utmaningarna i det svenska kraftsystemet samt hur dessa utmaningar skulle kunna hanteras.

Det är viktigt att skilja på de fysiska egenskaperna i ett kraftsystem och de marknadsregler som satts upp för att fördela ansvaret för att hantera de fysiska begränsningarna. I största möjliga mån fokuserar rapporten på de fysikaliska aspekterna av kraftsystemet, men kommer ofrånkomligen in på marknadsmekanismer. Ett exempel är uppdelningen mellan dagen-innan-, intradag- och reglermarknad. Denna uppdelning förorsakas inte av faktiska fysiska begränsningar utan snarare av hur marknaden har definierats för att hantera regleringen av kraftsystemet.

Rapporten gör inte anspråk på att kvantifiera de framtida utmaningarna eller vad det skulle kosta att hantera dessa. Arbetet syftar till att belysa vilka utmaningar och inbördes beroenden som i första hand kräver ingående analyser av systemets förmåga att hantera en omfattande utbyggnad av förnybar elproduktion. I det fortsatta arbetet krävs en utveckling av nya materiella och metodmässiga förutsättningar för att klara den omfattande förändring som elsystemet står inför. En sådan förändring kommer att kräva avsevärda resurser. I det perspektivet är det givet att ingående analyser kommer att krävas av såväl ekonomi som miljökonsekvenser i en mycket bred mening. En misshushållning med insatser som grundas på otillräckliga eller missvisande analyser kan bli samhällsekonomiskt ödesdigert både avseende kostnader för åtgärder och möjlig skapad nytta. En utmaning i sig är att insikten av påverkan av framtida förändringar måste komma i god tid så att åtgärder med lång ledtid kan påbörjas innan det medför större konsekvenser. Många av de åtgärder som kan komma ifråga kräver avsevärd tid att planera och få på plats och berör stora investeringsvolymerna.

Rapportens syfte är alltså att genom en utförlig beskrivning av kraftsystemet och kopplingar mellan olika kommande utmaningar bidra till en hållbar grund för fortsatta analyser på vägen till det framtida svenska kraftsystemet.

## 2 Beskrivning av problematik och ömsesidiga beroenden

### 2.1 Balanshållning

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. Och detta gäller oavsett om det regnar, ett kraftverk snabbstopps, en överföringsledning stängts av, vindstyrkan ändras, solinstrålning ändras etc. Fysikaliskt gäller alltid förhållandet att

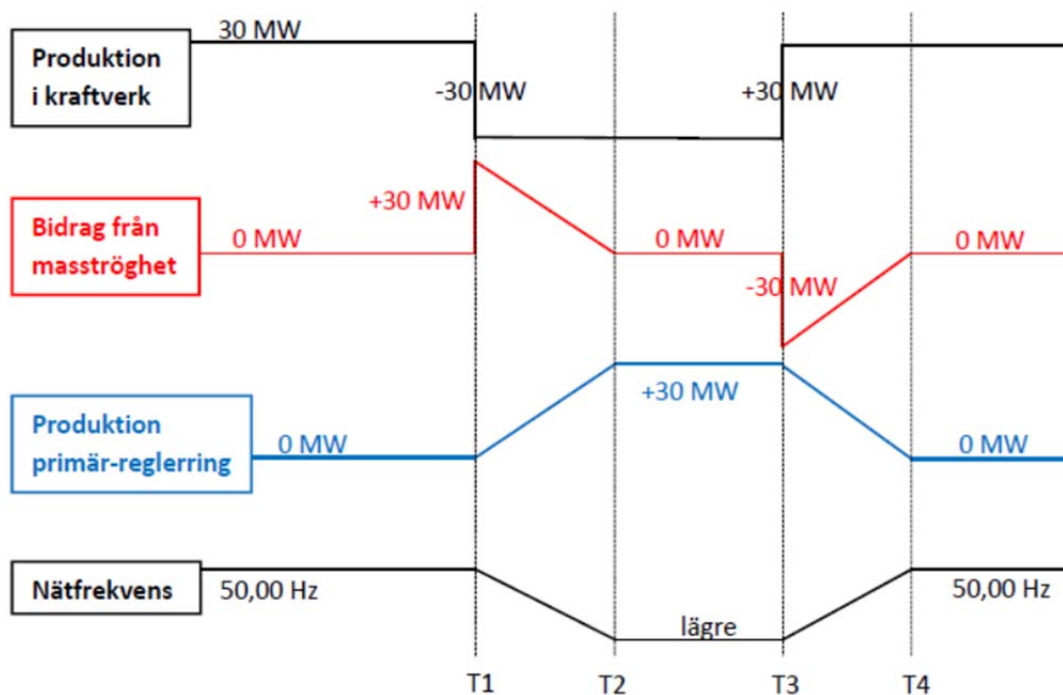
$$\text{Konsumtion} = \text{Produktion}$$

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, dvs. balansen upprätthålls alltid! 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, t.ex. samtidigt haveri i flera kraftverk och/eller stora överföringsledningar. Antag, t.ex. att vi i Sverige inte har tillräckligt med effekt vid extrem väderlek och samtida haverier i ledningar och/eller kraftverk och/eller låg vindkraftsproduktion/låg solkraftsproduktion. Antag att denna extrema kombination inträffar en timme vart 5:e år. Om detta inte antas acceptabelt, så måste man därmed bygga ett nytt kraftverk som bara används 1 timme vart 5:e år. Självfallet finns andra lösningar, t.ex. att kunder får betalt om de frivilligt stänger av sin konsumtion då, men oavsett teknisk lösning är lämplig tillförlitlighet en viktig frågeställning.

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. När det gäller planering för hur man, t.ex., ska hålla balansen nästa dag eller nästa år så blir istället ekonomi och prognososäkerhet viktiga parametrar. För framtiden hinner man göra val om hur man ska upprätthålla balansen. Men samtidigt är framtiden alltid osäker gällande förbrukningsnivå, tillgänglighet i kraftverk etc. Det är dock centralt att även i morgon måste elsystemet upprätthålla balansen enligt de tre kraven ovan.



Figur 1: Tekniska funktionen i hur balans upprätthålls i ett elsystem

### 2.1.1 Mekanisk svängmassa, frekvensstabilitet

Med undantag för vindkraft och solkraft sker i det närmaste all elproduktion i roterande synkron-generatorer. 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 turbinerna och det bromsande vridmomentet från den elektriska belastningen på generatorerna.

Den upplagrade rörelseenergin brukar ofta benämnas som mekanisk svängmassa eller masströghet. 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.

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

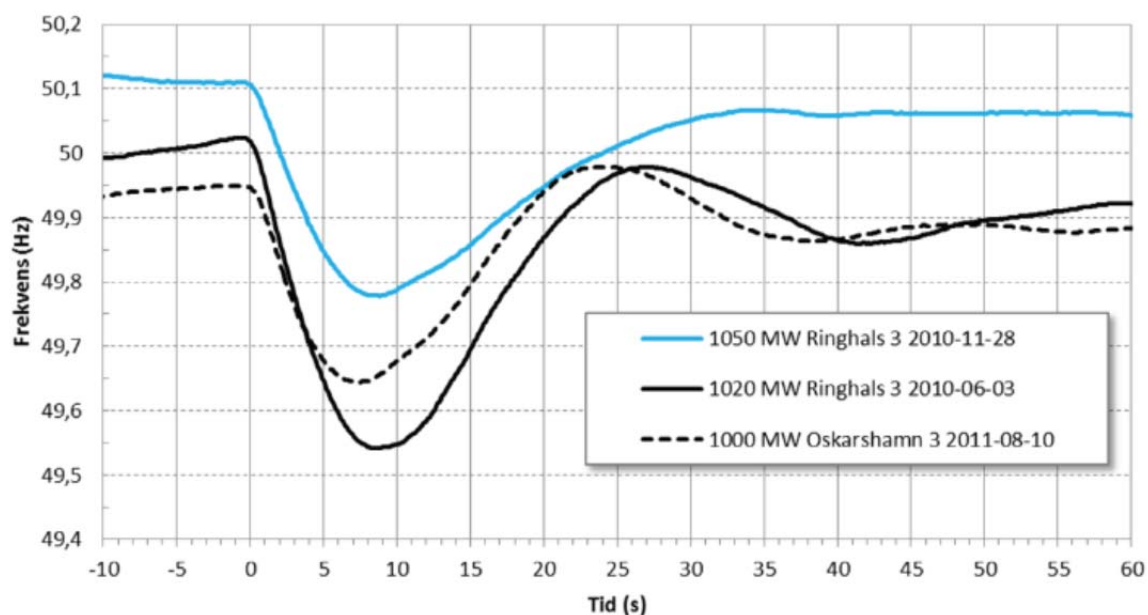
För att visa de mekaniska och elektriska sambanden i det korta perspektivet så visas kortfattat vad som händer vid förändringar i effektbalansen i Figur 1. Figuren illustrerar schematiskt vad som händer när ett kraftverk på 30 MW stängs av vid tidpunkten T1. Vid tidpunkten T3 ökar elproduktionen momentant med 30 MW<sup>1</sup>.

I verkligheten innehåller det som i figur 1 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, vilket visas i figur 2

- a) 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.
- b) 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.
- c) 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 rörelseenergi i den mekaniska svängmassan. Genom att frekvensen då stiger minskar produktionen i de frekvensreglerande kraftverken.

---

<sup>1</sup> I verkligheten är det osannolikt att produktionen skulle öka momentant med 30 MW. Samma effekt skulle uppnås om efterfrågan istället minskade momentant, t.ex. genom att en industriell last momentant kopplades bort.



Figur 2 Frekvensen vid 3 större produktionsbortfall (SvK: Integrering av vindkraft, 2013-03-13). Figuren visar några historiska exempel på hur frekvensen varierar mellan tidpunkt T1-T2 i Figur 1. Som framgår av figuren ovan så fick man vid dessa fel en frekvens som gick ner snabbt och sedan pendlar tillbaka till den nya nivån. Hur snabbt frekvensen faller beror på systemets masströghet och hur snabbt primärregleringen kan reagera

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

### 2.1.2 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, vilket t.ex. sker i Figur 1 efter tidssteget T3.

Om man ska kunna öka produktionen så kan man inte köra kraftverket på maximal nivå. Om reaktionen ska vara snabb måste det också finnas en viss produktion så att, t.ex., generatoren roterar och är infasad till nätet. Man kan inte ha primärreglering i stillastående kraftverk. 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 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 effekreglering, men detta har hittills använts i liten omfattning. Däremot har nödeffekt-funktioner tillämpats länge för att vid större frekvensavvikelser eller av andra indikatorer automatiskt styra effektflödet i den riktning som behövs för att avhjälpa störningar.

Ur ekonomisk synvinkel vill man sköta primärregleringen så effektivt som möjligt. Det innebär:

- Man ska **hålla marginaler** så effektivt som möjligt. Det innebär att man vill driva vattenkraftstationerna vid en bra verkningsgrad. Detta är normalt ingen intressekonflikt då vattenkraftverken har bästa verkningsgrad vid en lägre nivå än full produktion.
- Man ska **använda reserverna** så effektivt som möjligt. Detta kan dock vara en kostnad i Sverige då vattenkraften får en sämre verkningsgrad om man kör full produktion.
- Vid mycket höga eller låga priser kan det från fall till fall vara motiverat att acceptera verkningsgradsförlusterna och köra vattenkraftaggregat vid max- eller minproduktion.

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, vilket i Figur 1 sker vid tiden T3. All balansering fram till tiden T3 sköts av masströghet plus primärreglering och ju längre in i framtiden T3 är, desto mer utdragen blir utnyttningen av de resurser som behövs för primärregleringen.

Den utmaning som finns för närvarande i Sverige är när vattenkraften, av olika skäl, körs på mycket låg nivå. Detta kan, t.ex., ske vid hög kärnkraftsproduktion och då elförbrukningen är låg. Även vid dessa tillfällen behövs tillräckligt med infasad produktion i den frekvensreglerande vattenkraften så att produktionen både kan öka och minska vid störningar i effektbalansen.

### **2.1.3 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 drifts säkerhetsstrategi 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 följd-störning 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 regleringrepp, främst genom start och stopp av vattenkraftsaggregat, vilket har kategoriserats som sekundärreglering. En utveckling pågår för att automatisera delar av denna sekundärreglering genom samordnad aktivering av grupper av vattenkraftstationer. En viss begreppsförskjutning sker därför genom att ordet sekundärreglering är på väg att reserveras för denna automatiska driftform medan manuellt aktiverad reglering kommer att betecknas som tertiärreglering.

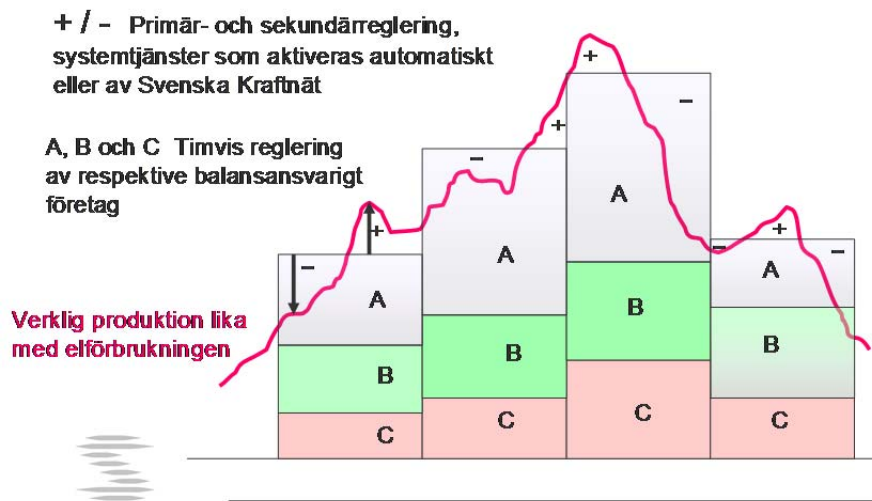
Behov av sekundär- eller tertiärreglering i enskilda kraftstationer kan uppstå i ägarföretagets egen balans eller genom att den efterfrågas av den systemansvarige med hänsyn till balans- och säkerhetssituationen för hela elsystemet. I den marknadsform som tillämpas, den s.k. reglermarknaden, ska producentföretagen 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, försämrade 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.

### 2.1.4 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. Dessa senare samverkar i sin tur för att inom det nordiska elsystemet se till att balansregleringen sker på ett så kostnadseffektivt sätt som möjligt med beaktande av miljö- och driftsäkerhetsmässiga randvillkor.

## Balansreglering, arbetsfördelning



Figur 3 Exempel på balansregleringens arbetsfördelning under fyra timmar

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. Vissa av de balansansvariga disponerar egna vattenkraftresurser. De kan därmed direkt reglera ut förbrukningsvariationerna hos sina egna kunder förutsatt att kundernas förbrukning mäts och finns tillgänglig för den balansansvarige. Företagen har ett ekonomiskt incitament för 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 nettoavvikelsena (= plus och minus i figur 2).

Vidare kan företagen genom handelsmekanismer, främst Nord Pool Spot, bjuda ut tillgänglig produktionskapacitet till övriga marknadsaktörer varav flera också är balansansvariga för sina kunder. Genom att elspothandeln bedrivs timvis med varierande handelsvolym och priser så är det i realiteten på det sättet som reglerförmågan i vattenkraften kommer hela elsystemet till godo.

Genom de balansansvariga företagens försorg sker således 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 samtliga balansansvarigas planer för att bland annat se om det kommer att ske stora regleringgrepp vid timskarvarna som kräver särskilda motåtgärder. Under varje löpande drifttimme sker en fysisk



sammanlagring av företagens balanser. Svenska Kraftnäts och de övriga systemansvarigas uppgift är att se till att de resterande reglerbehoven till följd av förbrukningens variationer och inträffade störningar tas om hand. Det sker genom att Svenska Kraftnät och de övriga systemansvariga aktiverar manuella regleringsingrepp främst inom vattenkraften. En samordning sker löpande så att det reglerbud som har lägst kostnad utnyttjas oavsett i vilket land det sker förutsatt att det rymms inom de driftsäkerhetsmässiga restriktionerna. s.k. sekundärreglering. Den slutliga balanseringen sker automatiskt i ett stort antal vattenkraftstationer som anpassar sin produktion efter nätfrekvensens variationer, s.k. primärreglering. Tertiär, sekundär- och primärreglering är tjänster som de systemansvariga köper främst av vattenkraftproducenterna under marknadsmässiga former.

### **Behov**

Elkonsumtionen har ett tydligt dag/natt mönster styrt av mänskliga aktiviteter. Varje dygn under året finns i Sverige en bred förbrukningstopp som är 4000-6000MW högre än en motsvarande bred förbrukningssvacka på natten. I energimått innebär detta en ökad förbrukningsvariation på c:a +-30GWh mellan dag och natt jämfört med en medelförbrukning. Konsumtionsmönstret är starkt förutsägbart, speciellt om det dessutom temperaturkorrigeras, vilket innebär att prognosfelet för nästa dygn blir relativt litet.

Temperaturvariationer påverkar en del av elkonsumtionen. Detta kan ge utslag från dag till dag. Observera att temperaturvariationen mellan dag och natt till viss del kompenserar övrig konsumtionsvariation i Norden. I ett klimat med mycket luftkonditionering skulle förhållandet vara det omvända. Det finns prognosmodeller för konsumtion beroende på temperatur.

Vindproduktion kan variera från ett lågt värde till ett högt värde (eller vice versa) på några få timmar. Det går att göra produktionsprognoser för nästa dygn och på så sätt planera reglerkapacitet inför kommande variationer, men träffsäkerheten i vilken timme en ändring sker är tyvärr ganska osäker varför också reglerkapacitet måste finnas för att hantera prognosfel inom dygnet.

### **Reglering i vattenkraft**

All utnyttjning av vattenkraft bygger på att vattenvolymer sätts i rörelse för att lägesenergin i det lagrade vattnet i magasinerna ska kunna omsättas till elenergi i kraftstationerna. Allt vatten som släpps från magasinerna 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.

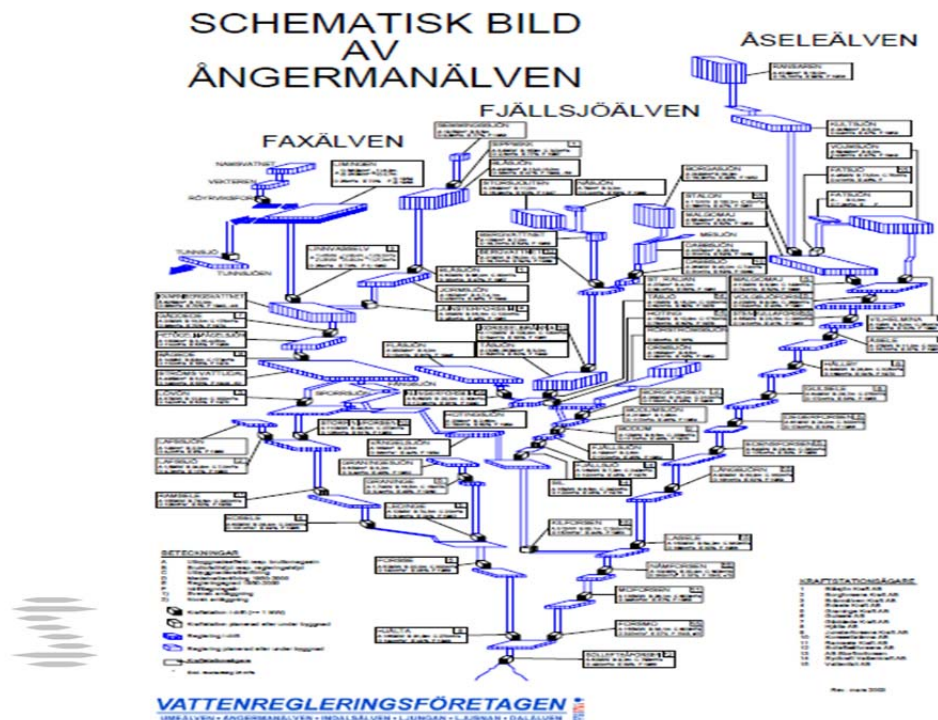
Varje ägare till vattenkraftanläggningar är skyldig att se till att utnyttjningen sker inom de bestämda gränserna. De måste således inom dessa frihetsgrader bedriva en kontinuerlig planering för att se till att vattnet kan utnyttjas för att producera el på den nivå som behövs för att klara efterfrågan.

I de älvar 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 variationer 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 beakta 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 magasinstyr och flödesändringar ska disponeras för planlagd produktion eller för att hålla marginaler för att kunna ta hand om oplanerade regleringar.



Figur 4 Regleringsmagasin och kraftstationer i Ångermanälven

Som framgår av Figur 3 finns det starka hydrologiska kopplingar mellan kraftstationerna. De stora kraftproducerande älvorna i Sverige har alla en liknande struktur. Även om det i vissa vattendrag ser likadant ut i Norge så har i allmänhet den norska vattenkraften en mindre grad av hydrologiska beroenden mellan kraftstationerna. Exempelvis är vissa stora kraftstationer byggda så att de övre magasinerna 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.

#### Regleråtgärder:

Tillgänglig styrbar produktion planeras så att den timme för timme utnyttjas optimalt för ägarföretagets behov av att reglera sin balans. Dessutom vägs prognososäkerheter samt lönsamheten i att ge bud till den systemansvariges behov av att upphandla sekundär- och tertiärreglering in i planeringen. I lämplig omfattning kan företagen utnyttja möjligheterna till att komplettera sin balans genom elhandel. Det kan ske genom att lägga köp- eller säljbud till Nord Pools Elspotmarknad fram till kl. 12 dygnet innan aktuellt planerat dygn. Inom dygnet kan sedan en viss handel ske på Elbas fram till två timmar innan drifttimmen.

Även konsumtionssidan kan delta till balansering inom dygnet. T.ex. om tidsberoende debitering tillämpas skapas incitament som kan flytta viss konsumtion från dag till natt

#### 2.1.5 Veckoreglering

##### Behov:

Elkonsumtionen har ett tydligt veckomönster då förbrukning under helger är lägre än under arbetsdagar. Väderfronter kan dock förändra förbrukningsbehov drastiskt inom några dagar.

Väderberoende produktion såsom vind kan gå hela vägen från minimal till maximal produktion inom någon eller några timmar. Stiltjesituationer kan ha en varaktighet på flera dagar varför en uthållig backup i produktion måste finnas att tillgå.

#### **Regleråtgärder:**

Tillgänglig styrbar produktion planeras så att den matchar behovet av balans. Planering och omplanering sker fram till dygnet innan aktuellt dygn.

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 i en till några timmar. Längs en hel älv kan tidsfördröjningen uppgå till 2 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 magasinen.

Nya och starkt varierande körsätt som en följd av stor andel varierbar produktion, skulle kunna efterfråga förändringar i kraftstationers kapacitetsutbyggnad och regleringsmagasinens utnyttjande.

### **2.1.6 Årsreglering**

#### **Behov**

Elkonsumtionen har i Norden ett tydligt säsongsmönster då förbrukning under vinterhalvåret är klart större än under sommarhalvåret. Skillnaden i amplitud kan dock variera mellan olika år beroende på temperaturutfall (t.ex. kalla eller varma vintrar).

I årsperspektivet blir vattenkraftproduktionen i högsta grad väderberoende. Det kan skilja +/- 20%, dvs. 13TWh på årsproduktionen från svensk vattenkraft beroende på torrår eller våtår.

Samhällskonjunkturer kan också ge skillnad på efterfrågan mellan olika år.

#### **Regleråtgärder:**

Vattenkraften i Norden är byggd på ett sådant sätt att den kan överbrygga årstidernas varierande tillrinningar så att elproduktionen kan utnyttjas när behoven är som störst. Det framgår tydligt om man jämför de årscykliska variationerna i vattentillrinning, magasininnehåll och produktion.

Totalt motsvarar dessa lager ett energiinnehåll av c:a 30 TWh i Sverige. Genom att spara tillrinning vid snöavsmältning till vintern därpå kan en stor del av den säsongrelaterade 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.

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.

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.

### 2.1.7 Bristituationer

I alla elsystem kan det uppstå både energibrist och effektbrist.

#### Energibrist

Risk för energibrist kan uppstå i Norden under torrår samt vid extremt låg tillgänglighet i kärnkraften. Det medför att vattenkraften inte kan producera den energimängd som normalt behövs för att täcka efterfrågan i Norden. Situationen kan uppstå då det varit en svag vårfloed och en nederbördsfattig höst som inte förmått att fylla vattenmagasinen i tillräcklig grad för att täcka hela vinterns behov. Nederbörd under vintern hjälper inte i denna situation då denna nederbörd kommer som snö och kan utnyttjas först på våren då snön smälter. Vid en situation med energibrist kompenseras detta normalt med import från andra länder samt en ökad termisk produktion i Norden. Den dominerande problematiken är att sådana åtgärder måste påbörjas i god tid så att nödvändiga energivolymer hinna komma in i systemet innan vattnet tar slut före vårfloden med hänsyn till begränsningar i tillgänglig produktions- och överföringskapacitet. Ansvaret för att hushållningen med produktionsresurserna och importmöjligheterna sker på detta sätt ligger primärt på de enskilda marknadsaktörerna.

I allvarliga fall av energibrist kan förbrukare uppmanas att minska sin energianvändning. Någon fungerande tvingande ransoneringsordning finns numera inte på plats<sup>2</sup>.

#### 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 behäftad med stora osäkerheter, åt båda håll, eftersom såväl tillgänglig produktion och överföringskapacitet är mycket osäker.

	Tillgänglig produktion	Elförbrukning		Balans/behov av nettoimport	
		Normalvinter	Tioårs vinter	Normalvinter	Tioårsvinter
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	-4 047	-4 947
SE4	2 572	-4 800	-5 100	-2 228	-2 528
<b>Summa</b>	<b>27 307</b>	<b>-26 200</b>	<b>-27 700</b>	<b>1 107</b>	<b>-393</b>

Tabell 1 Effektbalans i Sverige 2013/2014. Källa SvK.

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 men ska avskaffas till år 2020 enligt gällande lagstiftning. Successivt ska andelen förbrukningsreduktioner öka.

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.

<sup>2</sup> Energimyndigheten arbetar för närvarande med en elransoneringsplan.

Vid kritisk effektbrist kopplas förbrukning bort enligt Svenska kraftnäts föreskrift för manuell frångkoppling (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 frångkopplas vid en akut effektbrist.

Elmarknadens grundläggande funktion är att vid en bristsituation ska elpriset bli högt. Detta bör därmed öka intresset för såväl flexibel elkonsument som elproduktion som därmed kan minska risken för brist.

### 2.1.8 Överskottssituationer

En överskottssituation uppstår när tillgänglig variabel produktion som vind- och solkraft överstiger den aktuella förbrukningen. Det kan dessutom gälla om vattenkraft vid höga flöden inte kan hållas igen med hänsyn till fulla magasin. I överskottssituationer kan elpriset bli negativt. Det kan orsakas dels av att förnybar kraft i många länder får en fast ersättning oavsett elpriset, så kallad feed-in tariff, och därför inte har något incitament att frivilligt minska sin produktion vid en överskottssituation. En annan orsak kan vara att termisk produktion med höga startkostnader inte vill stänga ner sin produktion helt under enstaka timmar. Ofta är det en kombination av ovanstående som leder till negativa priser.

Om inte hela överskottet kan exporteras till grannländerna måste antingen förbrukningen öka eller produktionen begränsas. Det är normalt svårt att öka förbrukningen varför en begränsad produktion är den vanligaste åtgärden. I Sverige har detta oftast skett genom att man spillar vatten förbi vattenkraftverken. Det är dock tekniskt sett fullt möjligt att "spilla" även vind- eller solkraft. En komplikation är att det kräver en snabb styrbarhet av ett stort antal mindre produktionsenheter.

## 2.2 Överföringsproblematik

I ett kraftsystem måste det finnas tillräckligt med överföringskapacitet mellan produktionen och konsumtionen. Transmissionsnätet och regionnäten är i de flesta fall väl maskade. Detta innebär att det finns parallella vägar mellan produktion och konsumtion. Fördelen med detta system är att effekt kan överföras även om en av de parallella vägarna blir bortkopplad. Ett haveri av en enskild komponent (transformator eller ledning) medför därmed normalt inte att någon producent eller konsument påverkas av haveriet, utan kan fortsätta att producera eller konsumera som tidigare.

Distributionsnäten byggs i växande omfattning ut till att vara maskade. Vissa delar på de lägre spänningarna drivs dock radiellt. Detta innebär att det i dessa elnät endast finns en väg från anslutningen till regionnäten fram till konsumenten eller producenten. Om en komponent längs denna väg havererar (t.ex. en transformator eller ledning) så innebär det normalt att kunden blir bortkopplad.

Det finns flera olika fysikaliska anledningar till att överföringsförmågan är begränsad mellan två punkter. Dessa är begränsningar med hänsyn till termisk kapacitet, spänningsstabilitet eller vinkelstabilitet. Dessa fysiska fenomen innebär att överföringen på ett nätavsnitt eller en enskild ledning kan ökas upp till en viss nivå där det inte går att överföra mer. Det kan visa sig antingen genom att det uppstår en skada på en komponent, ett elektriskt överslag eller genom att systemet kollapsar genom att betingelserna för att upprätthålla överföringen inte räcker till. Detta utgör då en yttersta begränsning av överföringskapaciteten.

För att undvika att sådana situationer uppstår bestäms gränser för hur hög överföring som kan tillåtas. I första hand sätts sådana gränser så att systemet i lugn drift inte kommer för nära ett riskabelt tillstånd. Det som är viktigare är dock att se till att plötsliga fel inte leder till att systemet hamnar i ett sådant tillstånd. Det innebär att gränserna måste bestämmas med hänsyn till svårighetsgraden och sannolikheten för vilka fel som systemet ska kunna klara av utan allvarliga följdstörningar och avbrott i elleveranserna. Sådan typfel benämns vanligen 'dimensionerande fel'. En samlad värdering av dessa

faktorer utgör en driftsäkerhetsstrategi som ska ligga till grund för sättet att driftmässigt utnyttja elsystemet.

### 2.2.1 Termisk kapacitet

#### Termiska begränsningar

En termisk gräns anger framförallt tåligheten hos en elektrisk apparat och säkerheten i dess närområde, men i vissa fall kan en överskridning av denna gräns påverka elsystemets stabilitet. Den termiska kapacitetsgränsen innebär att det finns en gräns i varje komponent för hur mycket ström som kan gå genom denna. Strömmen ger upphov till uppvärmning och det finns en gräns hur mycket uppvärmning som komponenten tål. Det finns en hel del parametrar som påverkar hur denna gräns begränsar överföringen av effekt:

- Effekten i ett växelströmsnät kan beräknas som  $[effekt] = [ström] \cdot [spänning] \cdot [effektfaktor]$ , där effektfaktorn kan vara högst 1,0 men är ibland något lägre. Som framgår av denna formel kan samma effekt erhållas vid, t.ex. låg ström och hög spänning som vid hög ström och låg spänning. Detta gör att en viss effekt inte alltid motsvarar en viss ström. Fast i normaldrift är spänningsavvikelsen inom ett intervall om  $\pm 5$  procent och även effektfaktorn ligger normalt ganska nära 1,0 så strömmen varierar inte så mycket för given effekt
- För luftledningarna är problemet med hög ström att materialet utvidgas och ledningarna hänger ner. Det finns då en gräns för hur mycket de kan hänga ner vilket i sin tur ger en gräns för strömmen och därmed en gräns för effekten. En sådan nedhängning av ledningar initierade en kedja av följdfel som ledde till stora elavbrott i USA och Italien under 2003. Luftledningarnas kylning påverkas dock starkt av såväl utetemperatur som vindstyrka. Om man jämför en kall blåsig vinterdag (-10 grader, 10 m/s) med en varm, lugn sommardag (+20 grader, 2 m/s) så finns exempel på att man kan överföra 2 ggr mer effekt på den kalla dagen jämfört med den varma.
- För kablar och transformatorer finns en mycket mindre koppling mellan uteklimat och överföringskapacitet.
- När det gäller överföring mellan två punkter så är det ofta flera komponenter i serie efter varandra, och då är det den mest känsliga komponenten som sätter gränsen.
- När man har ett maskat elsystem så är det därmed flera parallella komponenter när man överför effekt mellan två punkter. Strömmen fördelas då mellan de parallella komponenterna enligt fysikens lagar. Även här är det den mest känsliga komponenten som sätter gränsen för denna överföring. Om en parallell komponent når sin gräns kan man heller inte överföra mer på den parallella komponenten eftersom strömmen fördelas på ett givet sätt mellan dessa olika vägar.
- Eftersom gränsen beror på strömmen så är normalt effektgränsen densamma oavsett vilket håll som effekten skickas åt i elsystemet.
- Det går att kortsiktigt överskrida den termiska gränsen eftersom uppvärmning tar lite tid.

Den termiska kapaciteten är vanligen begränsande i det centraleuropeiska transmissionsnätet, medan i Sverige är det ofta spänningshållningen som begränsande. Det beror på att kraften transporteras över större avstånd i Sverige. Däremot är den termiska kapacitetsgränserna en begränsning i distributionsnäten där avstånden är kortare.

## 2.2.2 Spänningsstabilitet

### Reaktiv effektbalans

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 synkrongeneratorer 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.

- Detta är i praktiken den gräns som är vanligast i det svenska transmissionssystemet och som normalt sätter en gräns för hur mycket effekt som kan överföras mellan de olika elområdena SE1, SE2, SE3 och SE4, samt på flera av utlandsförbindelserna.
- Denna gräns påverkas av möjligheten att upprätthålla spänningen i såväl sändar- som mottagarändan men på olika sätt. Eftersom förutsättningarna för att upprätthålla reaktiv balans mottagarändan i de södra ändarna av de svenska överföringssnitten är olika beroende på i vilken riktning man skickar effekten så är också överföringskapaciteten olika beroende på effektriktningen.
- När man, t.ex., beräknar överföringsförmågan mellan SE3 och SE4 så beror denna på vilken möjlighet det finns att upprätthålla spänningen i såväl SE3 som SE4. Detta gör att överföringsförmågan kan ändras beroende på vilka kraftverk som finns i drift i dessa områden eftersom dessa kraftverk kan hjälpa till att hålla spänningen med hjälp av sina spänningsregulatorer vilket innebär att de styr den reaktiva effektproduktionen/konsumtionen. Ju längre en ledning eller en nätdel är desto större utmaning är det att upprätthålla spänningen eftersom man får ett större spänningsfall på längre ledningar. Det är detta som gör att just spänningsstabilitet är en begränsning i Sverige eftersom vi har relativt långa överföringar jämfört med, t.ex., Centraleuropa.
- Spänningsstabilitet sätter gränsen mellan två områden och är inte specifikt för en viss ledning. Överföringsbegränsningen är beroende av hur produktion och förbrukning är fördelade inom områdena. Ständiga förändringar av dessa förutsättningar innebär att begränsningarna inte är ett exakt mått.
- Såväl historiskt som i Svenska Kraftnäts planer för framtiden har investeringar i olika reaktiva kompenseringstrustningar använts för att se till att man kan upprätthålla en stabil spänning vid den effektöverföring som efterfrågas.
- Vindkraftverk kan bidra med spänningshållning, men hur mycket beror på vald teknik i vindkraftverken, samt var vindkraftverken är placerade i elnäten. Om vindkraftverken är långt från stamnätet kan de i praktiken ha liten möjlighet att upprätthålla spänning och reaktiv balans på stamnätet.

En speciell omständighet med spänningsstabilitet är att det ofta finns en viss spänningsreglering i distributionsnäten med reglering av omsättningen i matande transformatorer (lindningskopplare). Om ett större kärnkraftblock i södra Sverige plötsligt stoppas så kan spänningen på stamnätet sjunka momentant i detta område och den fränkopplade effekten kompenseras genom överföring till området norrifrån. Motsvarande spänningssänkning kan ske om det uppstår ett fel så att en eller flera överföringsledningar fränkopplas.

Spänningssänkningen på stamnätet slår direkt igenom på de underliggande näten så att förbrukning och därmed överföringsbehovet minskar. Inom någon minut börjar dock lindningskopplarna att öka spänningen i distributionsnäten och då återställs förbrukningen till sin ursprungliga nivå. Därmed ökar behovet av mer effekt norrifrån vilket kan anstränga nätet ännu mera och i värsta fall kan medföra spänningsskollaps om det inte finns tillräcklig reaktivt effektstöd i området.

Det är en vanlig missuppfattning att det alltid finns en tid för att vidta avhjälpande åtgärder innan spänningsskollapsen inträffar. Fysikaliskt sett är en spänningsskollaps ett momentant fenomen som inträffar i det ögonblick som förutsättningarna för att upprätthålla spänningen inte längre finns. Om den initiala störning som inträffar är så svår att förutsättningarna upphör direkt så sker kollapsen naturligtvis omedelbart.

Det som skedde vid de stora svenska störningarna 1983 och 2003 var att de initiala störningarna inte var värre än att stamnätet momentant klarade påfrestningen. När sedan förbrukningen återställdes genom transformatorregleringen så skedde spänningsskollapsen efter mindre än en minut.

Att det kan finnas en viss tid mellan noll och några minuter mellan den initiala störningen och kollapsen beror alltså på störningens svårighetsgrad och elsystemets egenskaper, inte på att spänningsskollapsen i sig innehåller några fördröjningseffekter. Det finns alltså ingen tidsmässig immunitet mot en spänningsskollaps som garanterar att det alltid finns tid för att vidta avhjälpande åtgärder.

### **2.2.3 Vinkelstabilitet**

När ett elnät belastas med en överföring från den ena änden till den andra uppstår en skillnad i fasvinkel mellan spänningarna i respektive ändar. Vinkelskillnaden (eller rättare sinusvärdet för vinkelskillnaden) är proportionell mot den överförda effekten samt beroende av nätets samlade impedans (växelströmsmotstånd).

Vinkelskillnaden kan åskådliggöras genom en analogi med en mekanisk överföring av effekt genom en axel mellan en drivande och en bromsande sida. Om inte axeln är helt styv utan är elastisk i vridningsled så uppstår en torsionsvridning av axeln så att den drivande änden ligger lite före den bromsande mätt i en vinkelskillnad mellan dem. Om effektöverföringen upphör så fjädrar axelvridningen tillbaka till noll. Om den överförda effekten är större än vad axeln tål att vrida sig så går den av och överföringen kollapsar.

På motsvarande sätt har ett elektriskt överföringsnät en begränsad kapacitet som bestäms av hur stora vinkelskillnader som det kan klara av innan det kollapsar. Kollaps kan betyda antingen en uppdelning av nätet i mindre delar, som vardera kan ha svåra problem med sin fysiska integritet, eller att enskilda generatorer inte klarar av att bibehålla sin synkrona anslutning till nätet och "faller ur fas", dvs. måste stoppas.

Problematiska förändringar i rådande vinkelskillnader mellan elsystemets generatorer kan uppstå både som periodiska pendlingar och som plötsliga ökningar som följd av störningar som försvagar nätet. I båda fallen kan vinkelskillnaderna bli för stora för att de elektromekaniska krafterna ska räcka till för att hålla samman systemet. Det leder i så fall till så stora avvikelser i strömmar och spänningar att skyddsmekanismer för ledningar, transformatorer och generatorer aktiveras och kopplar isär elnätet. Vinkelstabilitet handlar således om elsystemets förmåga att klara av både pendlande vinkeländringar (småsignalstabilitet eller dynamisk stabilitet) och plötsliga stegvisa ändringar i vinkelskillnaderna mellan elsystemets delar (transient stabilitet).



## Transient stabilitet

I ett kraftsystem kan vid, t.ex., blixtnedslag i en kraftledning denna ledning kopplas bort (effektbrytare i bågge ändrar) och sedan kopplas in snabbt igen (inom delar av sekunder) eftersom blixtnedslag är mycket snabba förlopp. Om man har en generator i ena änden på ledningen så kommer den att accelerera när ledningen är bortkopplad eftersom all effekt, istället för att gå ut på ledningen, gör att själva generatoren (och turbinen) tar upp all energi. När ledningen kopplas in igen så gäller det att inte generatoren accelererat för mycket. Om den har gjort det så har man passerat gränsen för transient stabilitet, och generatoren måste startas om från början, vilket kan ta lång tid (timmar och dagar för kärnkraftverk).

Motsvarande acceleration av enskilda generatorer eller grupper av generatorer i olika nätdelar sker också om en eller flera ledningar i ett nät frångöms vid ett fel, medan det finns ett antal andra ledningar kvar i nätet. Då ökar nätets impedans samtidigt som överföringsförmågan minskar. Det gäller då att generatorernas utpendling kan fångas upp inom den reducerade överföringsförmågan. Om den inte är tillräcklig kan inte generatorerna hållas kvar i nätet utan "faller ur fas".

- Transient stabilitet är därmed en mycket specifik begränsning som gäller överföring från en del av systemet till en annan där den genererande sidan accelererar om överföringsförmågan plötsligt faller bort helt eller delvis.
- En transient vinkelinstabilitet brukar leda till bortkoppling av generatorer och/eller splittring av hela systemet.
- Normalt är potentiella störningar och felbortkopplingstider givna och kända. Därför sätts en gräns för den överförda effekten genom olika nätdelar med hänsyn till förmågan att klara den transienta vinkelstabiliteten med dessa förutsättningar.
- Gränsen beror bland annat på hur snabbt man kan återställa överföringsförmågan efter det kortvariga problemet eller minskar den överförda effekten.
- Man kan, teoretiskt, överföra mer än den satta gränsen för att klara transient stabilitet, men om man i detta läge får ett kortvarigt fel så gör det att utpendlande generatorer kopplas bort.

## Dynamisk stabilitet, pendlingsdämpning, småsignalstabilitet

I ett kraftsystem kan det uppstå pendlningar. Dessa kan i Norden uppstå, t.ex., mellan finska kärnkraftverk och vattenkraftverk i Sydnorge. Orsakerna till pendlarna är resonansfenomen beroende på anläggningarnas mekaniska och elektriska egenskaper samt tidskonstanter i olika reglersystem. En vanlig situation i Norden är effektpendlningar med en frekvens om ca 0,3-0,5 Hz. Det finns olika möjliga pendlingsmoder, som har olika frekvens och har olika grupper av generatorer som pendlar mot varandra.

- Om dessa pendlningar ökar i amplitud så medför de till slut att överföringen någonstans kommer att kopplas bort. Det är ofta småsignalstabilitet som sätter gränsen i överföringen mellan norra Finland och Norra Sverige.
- Det finns olika sätt att dämpa pendlningar, t.ex. i generatorer (PSS-Power System Stabilizers) i HVDC-omriktare (HVDC=högspänd likström), vindkraftverk eller FACTS (kondensatorer och induktanser som används för spänningsstyrning i elsystemet).
- Småsignal-stabilitetsgränsen gäller mellan hela områden och beror därmed på såväl effektriktning som vilka generatorer som för tillfället används i de olika områdena mm.
- 1996 ledde effektpendlningar till splittringen av det västra elsystemet i USA.

#### 2.2.4 Driftsäkerhet

Driftsäkerheten är central för att skydda komponenter, förhindra haverier, för personsäkerhet och förhindra brand. Vid driften av kraftsystemet finns skydds-system som ska förhindra allvarliga konsekvenser genom att identifiera problemsituationer, och minimera konsekvenser när olika anläggningar kopplas bort. Utmaningar inom detta område inkluderar:

- **Selektivitet:** När det blir något fel i en anläggning ska så litet område som möjligt kopplas bort. I ett enskilt hushåll gäller att om, t.ex., det blir kortslutning i en lampa så ska säkringen lösa för just det rummet och så få eluttag som möjligt. Men ibland händer det att det är fel på säkringen och då löser istället huvudsäkringen.
- **Känslighet:** Det gäller att om det blir fel (som medför risk om det inte åtgärdas) så ska detta alltid identifieras som fel. Samtidigt skall, t.ex., en inkoppling av en hög förbrukning inte identifieras som fel och leda till bortkoppling. Denna avvägning har alltid varit en utmaning och man måste beakta selektiviteten och komponenters känslighet.
- **Komponent/system:** Det finns komponentskydd som måste fungera, t.ex. säkringar i hushåll för att förhindra brand i ledningar. Men det finns också systemskydd vars uppgift är att identifiera olika typer av stabilitetsproblem och genomföra åtgärder för att stabilisera systemet.

Aktuella utmaningar under det senaste decenniet inkluderar

- **Störningstålighet (Fault ride through):** Längre tillbaka i tiden var vindkraftverk en marginell del av produktionen. När det då inträffade ett fel i kraftsystemet och spänningen gick ner mycket kortvarigt ("spänningsdip"), så kopplade man bort vindkraftverken, dvs. om detta problem mättes upp vid vindkraftverket så kopplades detta bort direkt från nätet. Men större mängd vindkraft är inte detta acceptabelt, och man har nu olika typer av ny design på vindkraftverken för att klara av dessa situationer. Svenska kraftnät ställer tekniska krav på störningståligheten på vindkraftverk och på grupper av sådana i gällande föreskrifter. På europeisk nivå standardiseras sådana krav i samordnade 'Grid Codes'.
- **Överfrekvens-skydd för solkraft:** Traditionellt har solkraftverk också varit en marginell företeelse. Detta har medfört att man har ställt in styrningen av solkraften så att om frekvensen i nätet ökar för mycket så stängs solkraftverken av. Detta har traditionellt varit korrekt då ökande frekvens kan tyda på att elnätet där solkraften finns har blivit isolerat från omvärlden och bör stängas av. Men i Tyskland med mycket solkraft kan detta synsätt ställa till allvarliga konsekvenser istället. Om man i ett läge med, t.ex., 20000 MW solcellsproduktion får ett allvarligt problem, som att en stor förbrukning kopplas bort (t.ex. stor mängd export), så ökar frekvensen mycket. Om man i det läget kopplar bort 20000 MW solceller så leder det med stor sannolikhet till total black-out. Detta måste därför skötas på ett rationellt sätt så att denna konsekvens inte uppstår. Ett arbete har påbörjats i Europa för att hantera detta problem.
- **ROCOF:** På Irland har man ett skyddssystem i distributionsnät kallat ROCOF: Rate Of Change Of Frequency. Om frekvensen ändras mycket snabbt i ett distributionsnät så kan detta tyda på att elnätet är bortkopplat från det övriga nätet. Man har då haft filosofin att man snabbt måste koppla bort produktionen i detta nät (t.ex. vindkraft) så att man inte får allvarliga konsekvenser i form av oacceptabla spänningar och strömmar. Utmaningen för närvarande är att med lägre masströghet i systemet så kan frekvensen variera snabbt vid andra fel, och situationen kan förvärras om vindkraften kopplas bort. För närvarande pågår ett arbete för att lösa denna utmaning.
- **Ö-drift:** När det finns mer distribuerad generering så skulle olika delar av systemet kunna klara sig på egen hand om det blir haveri på det centrala nätet. Detta identifierades som en möjlighet i Danmark för ca 10 år sedan då vissa områden kopplades bort trots att dessa områden hade överproduktion och exporterade. Det fanns dock ingen balansstyrning implementerat i varje delsystem. Det kan vara tekniskt möjligt att hålla den kontinuerliga balansen mellan produktion och konsumtion i delområden, men då måste skyddssystemen vara in-

ställda så att man vid isolering snabbt kan gå över i ö-drift och att det finns fysiska och manuella förutsättningar för att reglera balansen i ett fortvarighetstillstånd.

- **Dynamic rating:** Traditionellt har skyddssystemen haft fasta inställningar. Men i takt med att ny teknik (sensorer, digitala reläer, etc.) kommer in och möjlighet till mer informationsöverföring så har möjligheten till dynamiska parametrar i skyddssystemen kommit upp. En möjlighet, som för närvarande är implementerat på norra Öland, är att tillåta mer överföring på en friledning när det blåser mer och ledningen kyls ner bättre (gränsen satt av termisk stabilitet). För att detta ska fungera måste det finnas sensorer som känner av ledningens temperatur eller på något sätt kan uppskatta den och därmed justera vid vilken ström-gräns som ledningen ska kopplas bort.

### Driftsäkerhetskriterier vid planering

När man i förväg ansätter en nivå på "tillåten överföring" så måste man beakta vilka driftsäkerhetsförutsättningar som förväntas råda i elsystemet. Det handlar om att ta hänsyn till om viktiga ledningar eller andra komponenter kommer att vara tillgängliga eller ur drift för underhållsarbeten, vilken produktionsfördelning som förväntas m.m. Vissa skyddssystem eller nätvärn kan utnyttjas för att höja överföringsförmågan. Tillgängligheten och parameterinställningar för dessa måste i så fall säkerställas.

- Den nivå man kommer fram till kallas NTC (Net Transfer Capacity). I klartext betyder det den kapacitet som kan utnyttjas för kommersiell överföring t.ex. över landsgränserna. NTC beräknas i Sverige av Svenska Kraftnät och dessa nivåer för kommande dygn ges till Nordpool för att man där ska kunna bestämma vilka produktions- och förbrukningsbud på ömse sidor om en begränsad överföring som kan accepteras i elhandeln.
- Man har större osäkerheter när man ser ett dygn fram i tiden jämfört med en timme fram i tiden. Detta gör att NTC för en viss tidsperiod kan variera beroende på hur nära inpå tidsperioden som gränsen sätts. Man kan, t.ex., ha en annan elförbrukning eller annan elproduktion vilket påverkar möjligheten att hålla spänningen vilket i sin tur påverkar gränsen för spänningsstabilitet.
- I det nordiska systemet tillämpas normalt det så kallade N-1-kriteriet. Det innebär att elsystemet ska kunna drivas vid överföringar upp till NTC-nivån och utan allvarliga följdstörningar klara av att den viktigaste komponenten i systemet kopplas bort (t.ex. en ledning, samlings-skena eller det största produktionsaggregatet). Man har även en extra marginal för att beakta att indata är osäkra. TRM (Transmission Reserve Margin)
- För vissa känsliga delar av kraftsystemet tillämpas också N-2 kriteriet. Det har också funnits en diskussion om att ha ett ännu säkrare elnät och tillämpa N-2 kriteriet på fler ställen. Detta skulle dock innebära att man alltid ska vara beredd på att två ledningar kan kopplas bort mellan SE2 och SE3 vilket skulle sänka gränsen för de tillåtna överföringarna från Norrland med flera 100-tals MW.
- En viktig del i driftsäkerheten är de dedikerade reserver som ska hållas tillgängliga för att efter att en akut störning inträffat kunna återföra systemet till ett säkert drifttillstånd. I det nordiska systemet är krav satta för störningsreserver som ska vara tillräckliga för att det senast 15 minuter efter ett dimensionerande fel ska vara möjligt att klara ytterligare ett fel av samma dignitet.

## Ekonomiskt rimlig tillförlitlighet

Det är tekniskt omöjligt att ha en tillförlitlighet som är exakt 100 procent, dvs. att elförsörjningen alltid ska fungera. Det finns alltid en risk att kombinationer av oförutsedda händelser leder till mindre eller större haverier. Det är även ekonomiskt orimligt att dimensionera elsystemet för en säkerhet som ligger extremt nära 100 procent. Man skulle, t.ex., kunna ha 3 extra transmissionsledningar mellan södra och norra Sverige som enbart används om 3 existerande ledningar havererar. Detta är mycket osannolikt men exemplet visar på den avvägning som måste göras mellan konsekvenser av ovanliga händelser och kostnaden för att minska risken att konsekvenserna blir allvarliga. N-1 är ett exempel på ett sådant avvägande. I praktiken är dock "N-1" flexibelt på så sätt att man kan välja vad "-1" betyder, dvs. vilka "händelser" som ska beaktas.

Resonemanget om "rimlig tillförlitlighet" gäller all dimensionering, t.ex. om man ska ha parallella matningar till alla konsumenter, parallella transformatorer etc.

### 2.2.5 Forskning inom området överföring

Inom området överföringskapacitet i transmissions-nät finns flera forsknings-idéer. Ett viktigt skäl är att bättre kunskap kan göra att man kan använda befintlig infrastruktur bättre utan större investeringar. Olika områden är, t.ex.

- Använda solkraftverkens och vindkraftverkens omriktare (kraftelektronik mellan generatoren och elnätet) för att öka dämpningen av effektpendlingar i systemet.
- Använda solkraftverkens och vindkraftverkens omriktare till att styra spänningen på elnäten, vilket inte är så vanligt idag.
- Använda PMU-er (Phase Measurement Units) för att kontinuerligt mäta viktiga fysiska parametrar såsom vinkelskillnader, pendlingsmoder, snabba förändringar i överföringar och spänningar m.m. på elnätet och sedan analysera detta. Med bra mätning och bra analysverktyg så minskar osäkerheten vilket gör att, t.ex., TRM kan minskas och NTC kan ökas.
- Risk-baserad sättning av gränser. Idag används N-1-kriteriet, dvs. man har en viss lista på vad som kan hända som man ska beakta. När man sätter, t.ex., spännings-stabilitetsgränsen så gör man också vissa antaganden om var elförbrukningen ligger, var vindkraften kommer producera etc. Dessa antaganden är ofta konservativa eftersom man absolut inte vill få stabilitetsproblem. Frågan är dock vad som är "lagom marginaler" och då pågår arbeten men att koppla en viss risk till varje resultat så man kan ansätta NTC baserad på antagande om vilken risk (mycket liten) man är beredd att ta. Det bör påpekas att man aldrig kan vara 100 % säker eftersom det alltid kan inträffa osannolika kombinationer.

## 2.3 Leverans kvalitet

Nätägare i Sverige och Europa är skyldiga att tillhandahålla el av tillräckligt god kvalitet till sina elanvändare. Detta regleras i första hand av standarden SS-EN 50160 som omfattar (citat):

*”Standarden definierar och beskriver huvudegenskaperna hos spänningen i en elnätanvändares anslutningspunkt i allmänna distributionsnät för låg-, mellan- och högspänning under normala driftförhållanden. Dessa egenskaper är frekvens, storlek, kurvform och symmetri mellan fasspänningarna. Standarden beskriver de gränser eller värden mellan vilka spänningens egenskaper kan förväntas bibehållas vid anslutningspunkter i de allmänna elnät i Europa.”*

Det är alltså nätägarens uppgift att åstadkomma en ”god elmiljö” som möjliggör önskad leverans kvalitet. Alla konsumtions- och produktionspunkter bidrar på något sätt till elmiljön.

Under antagandet om att merparten av de vindkraftparker som den här rapporten diskuterar är av en storlek som gör att de ansluts direkt till regionnät (eller i vissa fall stamnät) så följer ett antal karakteristika:

- Anslutningen till regionnätet är ofta av en sådan storlek att vindkraftsparken, vid maxproduktion, tar i anspråk en betydande del av nätets överföringskapacitet i anslutningspunkten.
- Parkernas geografiska läge betyder ofta att ny anslutningsledning krävs från en parks interna nätstation där spänningsstegring sker till anslutningspunkten på regionnätet (eller stamnätet).

I begreppet leverans kvalitet ingår som beskrivits ovan både att frekvens och spänningen skall vara inom ett visst intervall samt att kurvform och symmetri också skall vara inom vissa gränser. I detta kapitel kommer vi att koncentrera oss på spänningsnivån och kommer inte vidare att beskriva spänningsdippar och övertoner mm.

### 2.3.1 Spännings kvalitet

SS-EN 50160 anger att 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.

Spännings kvalitetsproblem 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

Spänningsfall och reaktiv effekt i ett nät påverkas av ett antal fysiska parametrar i nätets konstruktion.

- Spänningsnivå
- Ledningsarea

- Ledningslängd

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 synkrogeneratorer, transformatorer, kondensatorer eller reaktorer. Även olika typer av omriktare (för motordrifter eller vind- och solkraftverk) kan påverka spänningen.

Spänningen är dynamisk och påverkas av all i närheten inkopplad apparatur. Praktiskt så används de regleringsmöjligheter som finns för att åstadkomma ett bra klimat och en tillräcklig elkvalitetsnivå. Detta innebär också att när dynamiken förskjuts, så som exempelvis fallet att en stor produktionskälla kopplas till eller från, så behöver detta kompenseras om påverkan är tillräckligt stor.

### 2.3.2 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. Behovet av reaktiv effekt vid höga överföringar behovet av reaktiv effekt i stamnätets norra del har kunnat hanteras genom den starka korrelationen mellan vattenkraftproduktionen och överföringen söderut som har rått hittills. Den reaktiva kapaciteten i de synkrona vattenkraftgeneratorerna kan delvis utnyttjas för överföringens behov i lugndrift. Den är också synnerligen viktig som reserv för att klara störningssituationer. Det gäller såväl när överföringen måste ökas ytterligare genom aktivering av primärregleringen i vattenkraften som vid nätfel då samma överföring måste klaras initialt trots minskad överföringskapacitet.

I de södra delarna av stamnätet råder ett starkt beroende mellan den reaktiva kapaciteten i kärnkraftgeneratorerna och kapaciteten i nätet. Vid omfattande otillgänglighet i kärnkraften minskar därför överföringskapaciteten avsevärt. Överföringsbehovet påverkas i första hand av förbrukningen inom landet. En viktig faktor härutöver är omfattningen av export och import på utlandsförbindelserna. Även här kan variationerna vara påtagliga, men de har ingen stark korrelation med förbrukningen inom landet. Överföringen på utlandsförbindelserna kan därför antingen förstärka eller jämna ut de inhemska överföringsbehoven på stamnätet.

Hittills är installationen av särskilda kompenseringsanläggningar för att enbart generera reaktiv effekt mycket begränsade på stamnätet. För att inte kompenseringsbehov på underliggande nät ska innebära begränsningar på stamnätet är villkoren för det reaktiva effektflödet genom systemtransformatorerna reglerat. Det bygger på principen att varje nätnivå ska dimensioneras för att vara självförsörjande med kompenserings av reaktiv effekt.

Det är således uppenbart att det råder ett mycket starkt samband mellan driftsäkerhet, överföringsförmåga, spänningsregleringen och produktionsanläggningarnas tekniska egenskaper samt om dessa är i drift eller inte.

### **2.3.3 Tillförlitlighet**

Elkraftssystemet är aldrig helt tillförlitligt, utan fel inträffar slumpmässigt, t.ex. genom att ett träd faller över en luftledning. Risker för avbrott kan minskas genom investeringar, både vid planering, drift och underhåll.

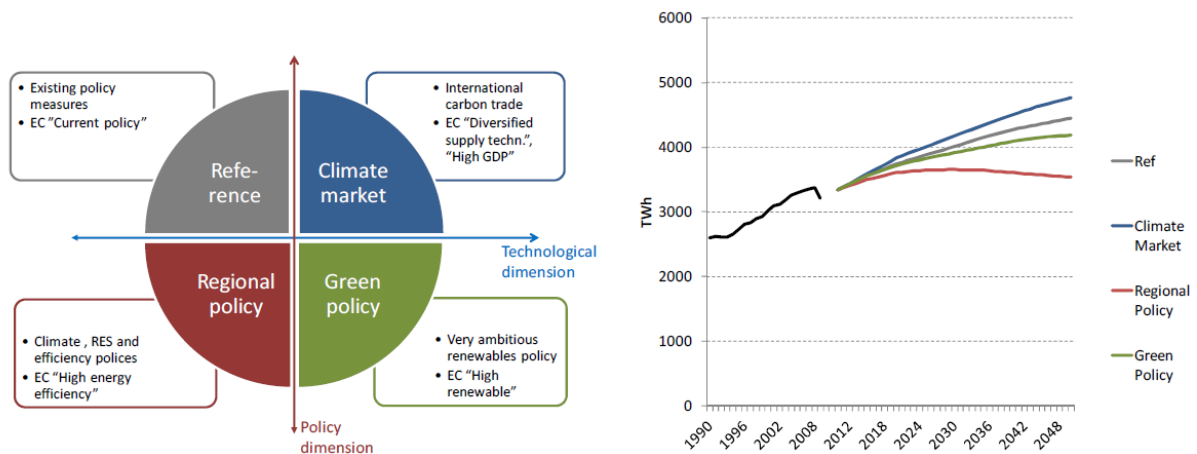
Ett sätt att öka tillförlitligheten i systemet är att öka tillförlitligheten i de enskilda komponenterna. För region- och lokalnäten kan exempelvis elledningar grävas ned och på så sätt elimineras risken för att träd ska falla över ledningen. För stamnätet gör en sådan åtgärd dock ingen skillnad eftersom ledningsgatorna där är tilltagna så att en sådan händelse inte kan inträffa.

Ett annat sätt att öka tillförlitligheten är genom ökad redundans i systemet. Med det menas att om ett fel inträffar finns det minst en alternativ väg för strömmen att ta så att den totala systemfunktionen hålls upprätt. Elsystem kan vara mer eller mindre redundanta och ofta är det inte samhällsekonomiskt lönsamt att ha redundans överallt i ett elsystem.

### 3 Möjliga utmaningar i ett framtida kraftsystem (i Sverige)

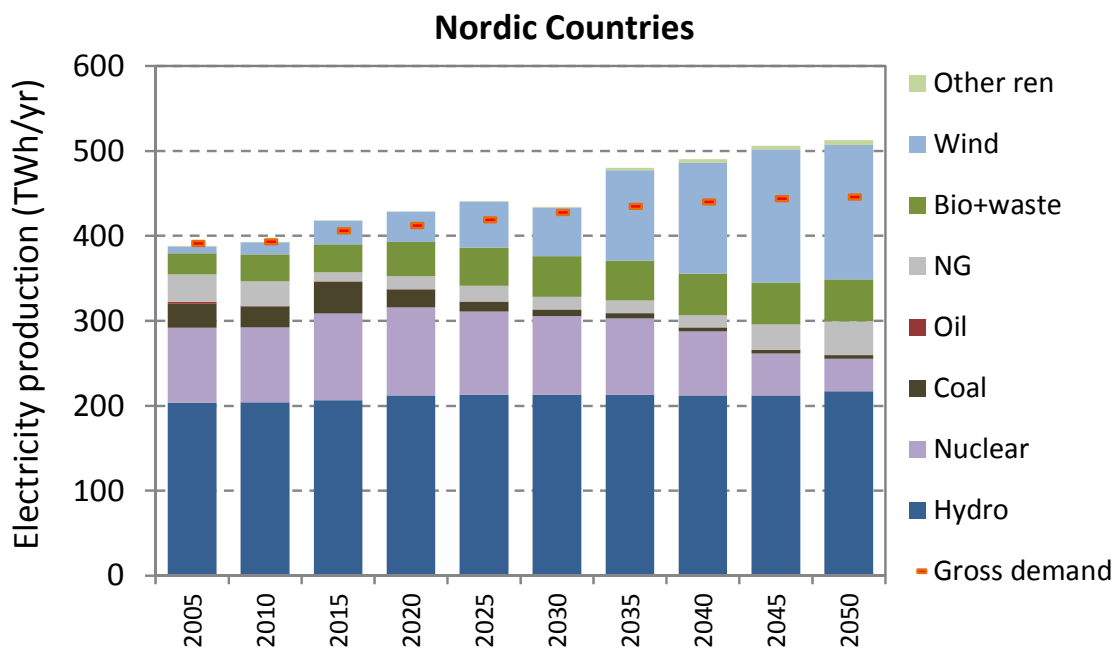
I detta kapitel beskrivs kortfattat ett antal möjliga framtida förändringar i det svenska kraftsystemet samt de utmaningar som dessa förändringar för med sig. Förändringarna är baserade på de framtids-scenarier som NEPP-projektet tagit fram för det europeiska kraftsystemet. NEPP-scenarierna är i sin tur baserade på EU:s ”Energy Roadmap” scenarier.

NEPP-scenarierna tar hänsyn både till den tekniska samt den politiska utvecklingen. Scenarierna skiljer sig alltså åt i hur pass snabbt olika relevanta teknologier utvecklas, vilka politiska mål som sätts upp, hur pass ambitiösa dessa mål är, samt i vilken omfattning som politiska initiativ hanteras nationellt, regionalt, eller på EU-nivå. De fyra scenarierna illustreras i nedanstående bild:



Figur 5 NEPP scenarier

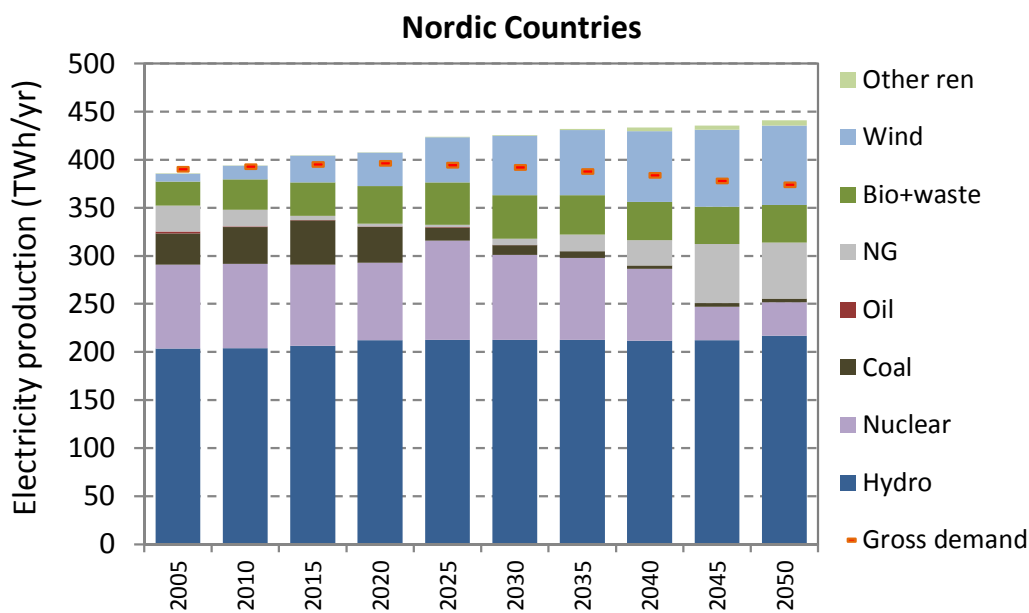
**Referens-scenariot** karakteriseras av klimat och energipolitiska mål som inte avviker nämnvärt från de mål som gäller idag. Nedanstående bild illustrerar hur de olika energislagens andelar förändras över tiden i detta scenario.



Figur 6 Energislagens andelar över tiden i referens-scenariot

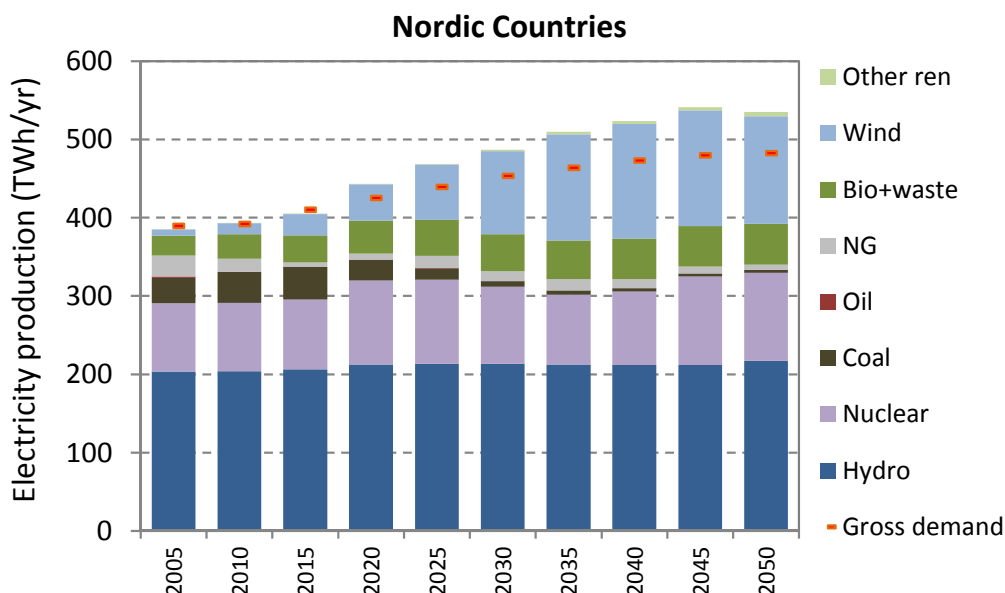


**Regional Policy** scenariot beskriver en framtid där nationella och regionala politiska initiativ dominerar och samordning på EU-nivå är svag. Scenariot kännetecknas även av politisk detaljstyrning inom främst energieffektivisering och förnybar energi, samt av mycket ambitiösa klimatmål. Energislagens fördelning över tiden för detta scenario visas i nedanstående bild.



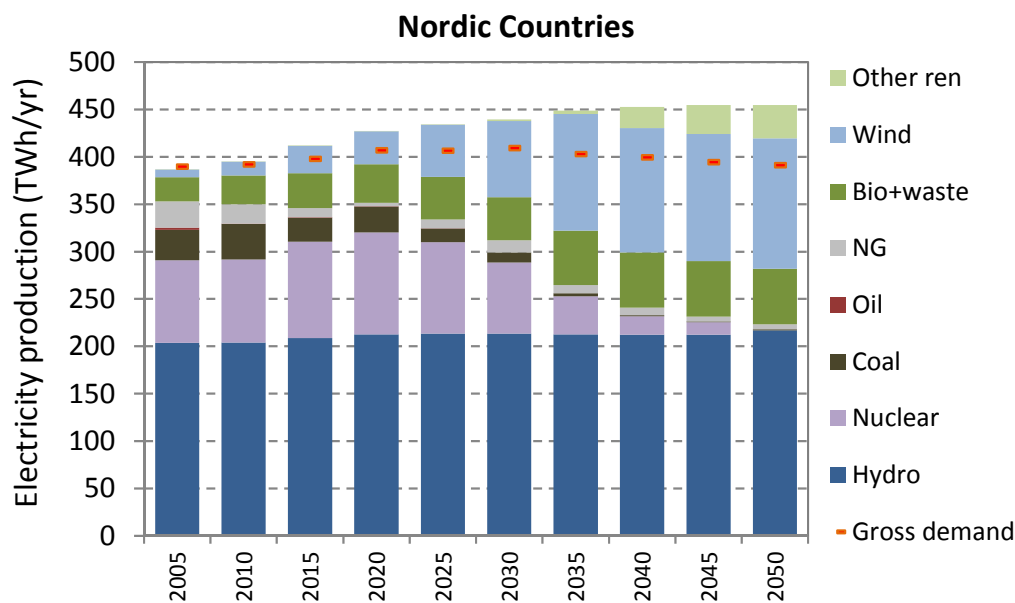
Figur 7 Energislagens andelar över tiden i regional policy scenariot

**Climate Market** scenariot karakteriseras av ambitiösa klimatmål som uppnås genom ett utsläppshandelssystem, samt av en kraftigt ökande elförbrukning när uppvärmning och transporter elektrifieras. Nedanstående bild illustrerar hur de olika energislagens andelar förändras över tiden i detta scenario.



Figur 8 Energislagens andelar över tiden i climate market scenariot

**Green Policy** scenariot kännetecknas av ett mycket högt användande av förnybar elproduktion. Energislagens fördelning över tiden för detta scenario visas i nedanstående bild.



Figur 9 Energislagens andelar över tiden i green policy scenariot

Som synes karakteriseras alla fyra scenarier av ambitiösa klimatmål samt ökande volymer vind och solkraft. Notera att vindkraftens andel blir lägre i Regional Policy-scenariot än i Referens-scenariot. Notera även att Regional Policy samt Green Policy scenarierna uppvisar lägre total elförbrukning än de två andra scenarierna.

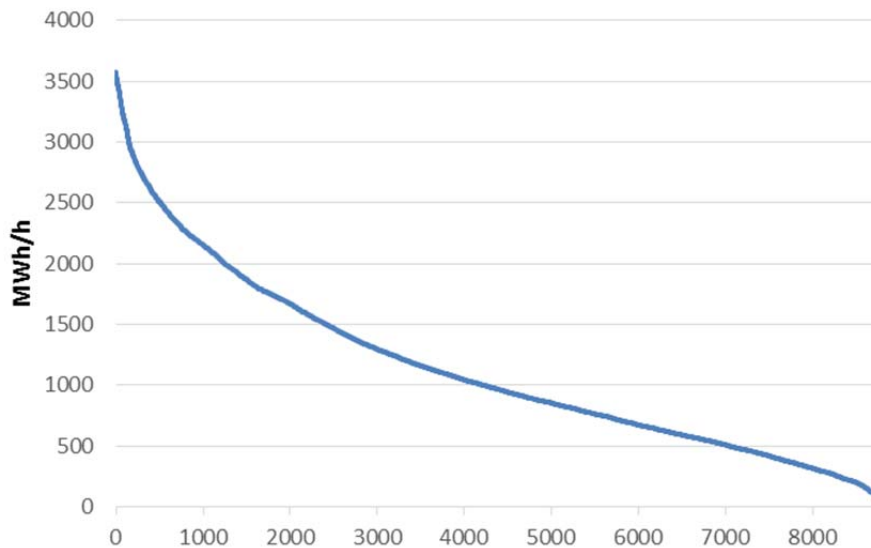
### 3.1 Identifierade framtida förändringar i kraftsystemet

De förändringar av kraftsystemet som diskuteras i detta avsnitt anknyter till de resultat som redovisas i NEPPs scenarioarbeten.

#### Vindkraft:

Vindkraft skiljer sig på flera punkter från vad vi brukar kalla konventionell produktion, dvs. vattenkraft och termisk kraft. Vid en ökande andel produktion från vindkraft ändras förutsättningarna för elsystemet på en rad områden. Nedan beskrivs de viktigaste förändringarna.

Produktionen från vind- och solkraft varierar med vädret och man kan till skillnad från t.ex. termisk kraft inte styra när produktionen ska ske. Det innebär att det måste finnas annan produktion tillgänglig som kan producera när det inte blåser eller när solen inte skiner. Under 2013 var den högsta produktionen av vindkraft en enskild timme 3543 MW (28/11 kl. 6-7) medan den lägsta produktionen var 15 MW (26/7 kl. 8-9), dvs. ca 0,4 % av den maximala. Nedan visas ett varaktighetsdiagram för vindkraftsproduktionen 2013.



**Figur 10 Vindkraftsproduktion i Sverige 2013**

Vindprognoser är osäkra och når en hög noggrannhet först några timmar innan drifttimmen. Vid en hög utbyggnadsnivå på vindkraft inom landet kan deras samlade produktionsförändringar i ett tidsperspektiv på ca 4 timmar komma att bli i samma storleksordning som dagens förbrukningsändringar mellan dag och natt. Den avgörande skillnaden är att dessa förbrukningsändringar är mycket regelbundna och i allt väsentligt mycket väl prognoserbara. För prognoserna för vindkraftens variationer gäller att de är osäkra både i tid och nivå. Det är också svårt att bedöma om en pågående ökning eller minskning i produktionen kommer att fortsätta eller om den kommer att vika av i motsatt riktning.

Oavsett osäkerheterna i prognoserna så måste de sammanlagade variationerna i elsystemet alltid kunna regleras ut i den stund som de uppstår. Det innebär att det måste finnas en tillräcklig reglerförmåga för att kunna klara av situationer då stora reglerbehov i samma riktning uppstår samtidigt på grund av variationer i både elförbrukningen och den icke styrbara produktionen.

Dagens vindkraftverk är mestadels byggda med asynkrona generatorer och vissa ansluts till nätet via kraftelektronik. Det innebär att de, med dagens normalt förekommande styrsystem, inte i någon större utsträckning bidrar med svängmassa till systemet. En utbyggnad av vindkraften skulle därför leda till att en ökande andel av produktionen inte bidrar med någon svängmassa till kraftsystemet och att svängmassan vid perioder med hög vindkraftsproduktion totalt sett blir mindre än idag om man inte ändrar på detta styrsystem. (Med modern kraftelektronik kan dock vindkraftverken fås att uppträda som synkronmaskiner och därmed bidra till svängmassa, se nedan.)

Konventionella kraftverk, främst större sådana, ansluts oftast direkt till stamnätet. Vindkraft ansluts däremot i stor utsträckning till lokal och regionalnät. Detta kan orsaka vissa utmaningar då dessa nät ursprungligen konstruerades för att kraften ska gå i endast en riktning – från anslutningspunkter till överliggande nät till konsumenterna. Dessa utmaningar är dock lösta för den vindkraft som finns installerad idag.

#### **Solkraft:**

Solkraft liksom vindkraft är inte heller styrbar utan påverkas av vädret. Solkraften är dock ofta mer förutsägbar än vindkraften, även om vissa prognosfel förekommer. En egenhet med solkraften är att den producerar betydligt mer på sommaren än på vintern, dvs. tvärt emot förbrukningsmönstret i Norden. Däremot sker produktionen på dagen, vilket följer förbrukningens mönster.

Solkraft antas anslutas i hög grad till lokalnätet då den förväntas vara placerad i samband med bebyggelse, exempelvis på hustak. Anslutningen till lokalnäten innebär att solkraften kommer att påverka förutsättningarna för att upprätthålla en tillräcklig elkvalitet gentemot övriga elkunder. För

dimensioneringen och driften av lokalnäten är också ändrade flödesriktningar och en mera komplex spänningsreglering växande problem som måste lösas.

Solkraft bidrar liksom vindkraft inte heller med någon svängmassa till systemet.

### **Ökade miljökrav på vattenkraften:**

För närvarande (2014) pågår en utredning om hur EUs vattendirektiv ska implementeras i svensk lag. Det är i dagsläget osäkert vilka effekter detta kommer att få. Bedömningarna om minskad produktion till följd av förslaget varierar mellan 1-13 TWh (normalårsproduktionen i Sverige ca 65 TWh).

Förutom minskad årsproduktion kan ökade krav på mintappning i torrfårar, begränsningar i magasin-sutnyttjning och vattenföringsvariationer m.m. leda till minskad reglerförmåga, både i form av korttids- och säsongreglering.

### **Ökad/minskad transmissionskapacitet till utlandet:**

För de kommande 10 åren planeras flera förstärkningar av transmissionsnätet, både internt i Sverige och till utlandet. Transmissionskapaciteten mellan Norden och kontinenten förväntas fördubblas fram till 2030. Införandet av regionala kapacitetsmarknader kan dock leda till minskade incitament att bygga nya förbindelser. Dock lär vi knappast se en minskning av transmissionsförbindelserna från dagens nivå.

Ökad transmissionskapacitet ger ökade möjligheter att jämna ut last- och produktionsobalanser mellan regioner. Det ger också ökade möjligheter att dela på reservkraft och reglerresurser. På så sätt kan ökad transmissionskapacitet till utlandet kompensera för en del av de utmaningar som t.ex. vind- och solkraft skapar.

Den ökade transmissionskapaciteten mot kontinenten förväntas i stor utsträckning bestå av likströmsförbindelser, HVDC. Det ökade användandet av denna teknik kommer att påverka kraftsystemet. Till skillnad mot växelströmsförbindelser så bidrar inte likströmsförbindelser med svängmassa till systemet. Däremot kan de bidra indirekt genom att möjliggöra export vid en hög andel vind och sol (asynkron produktion) och på så sätt ge utrymme i systemet för en ökad andel synkron produktion än vad annars hade varit fallet. Vid import blir dock situationen den omvända, den synkrona produktionen ersätts med importerad elproduktion och svängmassan minskar i systemet.

HVDC förbindelser går också att styra på ett helt annat sätt än växelströmsförbindelser. Det ger möjlighet att snabbt importera nyttigheter från andra länder för att exempelvis stödja spännings- och frekvensregleringen. Framför allt kan den nyare HVDC-VSC-tekniken användas för såväl spänningsreglering som masströghetsbidrag.

### **Förändrade förbrukningsmönster:**

Ökat användande av elbilar kommer att påverka förbrukningsmönstret i Sverige. Om många elbilsägare sätter sina bilar på laddning på morgonen när de kommer till jobbet och sedan på kvällen när de kommit hem igen skulle dagens förbrukningstoppar kunna förstärkas. Med enkel styrning kan dock laddningen styras till låglasstimmar så att den totalt sett ger en utjämnande effekt.

I södra Europa kan man redan idag se en trend med ökande elförbrukning sommartid. Detta drivs av en ökande användning av luftkonditionering. Någon sådan trend kan inte ses i Sverige idag, men det skulle kunna vara en tänkbar utveckling även i Sverige på sikt. Exempelvis så kan många luftvärmepumpar även användas för kylning.

### **Större kärnkraftsblock:**

Många av de kärnkraftsblock som byggs i idag är betydligt större än de reaktorer vi har i Sverige idag, upp till 2000 MW jämfört med de svenska kärnkraftverken som är mellan 600 och 1400 MW. Om ett antal mindre kärnkraftsblock skulle bytas ut mot ett fåtal större block skulle det få vissa konsekven-

ser för elsystemet. Då ökar det dimensionerande felet i kraftsystemet, vilket innebär att man måste ta höjd för ett sådant fel genom större marginaler och motverkande åtgärder

Om ett stort block blir stillastående över en längre tid får detta större påverkan än om ett litet kraftverk är otillgängligt.

### **Klimat effekter**

Ett förändrat klimat beroende på en ökad koncentration av växthusgaser kommer att påverka kraftsystemet i Sverige på ett antal punkter.

De prognoser som gjorts pekar på en ökad tillrinning för den nordiska vattenkraften. Ett mildare väder kommer också leda till att en mindre andel nederbörd kommer att komma som snö. Detta resulterar i en kraftigare höstflod, ökade tillrinningar under vintern och en svagare vårfod.

En högre temperatur kan också leda till ändrade förbrukningsmönster med lägre förbrukning vintertid och eventuellt högre förbrukning sommartid om behovet av luftkonditionering ökar.

Prognoserna förutser också att frekvensen av kraftiga stormar kommer att öka, Detta kan leda till fler störningar i både produktion och transmission.

## 4 Effekter per problematik samt beroenden emellan dem

En övergripande problematik är de ömsesidiga beroenden som råder mellan olika produktionsanläggningars egenskaper och elsystemets behov av vissa egenskaper för att det ska kunna utnyttjas till den kapacitet som krävs för att leverera den el som kunderna efterfrågar. En omfattande utbyggnad av förnybar och icke styrbar elproduktion ställer krav på en regler- och överföringsförmåga som förutsätter tillgång till egenskaper som finns hos annan, styrbar produktion.

Om en omfattande utbyggnad av vind- och solkraft ska kunna leda till de förväntade bidragen till energibalansen på årsbasis så måste i det närmaste all sådan produktion kunna tas om hand av elsystemet och nå fram till elanvändarna. Det innebär att den tillkommande produktionen måste kunna inrymmas i den löpande kraftbalansen under den tid som det blåser och solen lyser. I sin tur betyder det att denna produktion under avsevärda tider av året tränger undan sådan produktion vars egenskaper behövs för att klara av regler- och överföringskraven.

Strukturellt sett kan problematiken belysas i följande fyra huvudpunkter. Dessa är grundläggande förutsättningar för att elsystemet ska kunna fungera. De är dessutom inbördes beroende av varandra. Punkterna kan brytas ner och bearbetas i delproblem, vart och ett för sig och med avseende på beroenden av andra.

- **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 tids spann 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.

Utnyttjningen av elsystemets resurser, såväl för reglering av balansen som att överföra el är egentligen en löpande realtidsprocess som måste reagera på de händelser och variationer som uppstår. Gnom en planeringsprocess som bedrivs i olika tidsperspektiv ska förutsättningarna enligt de fyra punkterna ovan läggas till rätta för att realtidsprocessen ska kunna fungera på avsett sätt. Det innebär att planeringen ska leda till att resurserna är tillgängliga i den stund som de behövs. Dessa behov och när de uppstår måste således förutses med tillräcklig noggrannhet.

Elsystemet har byggts upp för att tillgodose samhällets elanvändningsbehov. Planeringsprocesserna har efter hand utformats för att ta hänsyn till hur detta behov varierar. Variationerna har väsentligen styrts av samhällets sätt att fungera i dygns- och veckocykler samt vädrets, i synnerhet temperatur, inverkan på elanvändningen både kortsiktigt inom varje dygn och mera långsiktigt i årsvisa cykler. Tillgängligheten för produktions- och överföringsresurserna har därför anpassats till dessa förutsättningar.

En omfattande uppbyggnad av förnybar och icke styrbar vind- och solkraft innebär att det, vid sidan av de befintliga, tillkommer nya egenskaper och varierande produktionsmönster som ställer krav på resurser för att klara elsystemets fyra huvudförutsättningar. 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, marknadsmekanismerna samt de formella grunderna för en effektiv ansvarsfördelning mellan elsystemets aktörer.

## 4.1 Balansreglering

### 4.1.1 Mekanisk svängmassa, frekvensstabilitet

Som förklarats ovan så möts momentana förändringar i effektbalansen (momentan ändring av produktion eller konsumtion) av energiändring i upplagrad mekanisk svängmassa. För att elsystemet ska fungera på det sätt som det är avsett måste det därmed finnas tillräckligt med svängmassa samt tillräckligt med överföringskapacitet mellan området där den upplagrade energin finns och det område där den behövs.

Möjliga utmaningar i framtiden gällande masströghet inkluderar:

- a) Om nuvarande produktion i Norden ibland ersätts av import via HVDC-ledningar så minskar andelen produktion med mekanisk svängmassa
- b) Under perioder då produktion i Norden ersätts av stor mängd solkraft eller klassisk vindkraft minskar mängden mekanisk svängmassa eftersom sådana kraftverk inte är synkronmaskiner direkt-kopplade till elsystemet.
- c) Om det sker en fortsatt utbyggnad av förbindelser mellan Norden och kontinenten samt de brittiska öarna kommer den nordiska vattenkraften att i ännu högre grad utnyttjas för balansregleringsbehov i dessa system. Det innebär att i proportion till den ökade omfattningen av export av effekt så måste samma mängd energi återföras till den nordiska elenergibalansen. Detta gäller i synnerhet för Norge vars energibalans är helt tillrinningsberoende och därmed begränsad. . När denna energi importeras kommer den nordiska vattenkraften att bidra med mindre svängmassa till det nordiska systemet än i dagsläget.
- d) Om det byggs stora kärnkraftverk som enstaka block och dessa är i storleksordningen 1500-2000 MW, skärps kravet på en minsta mängd svängmassa för att inte frekvensfallet ska bli för stort vid snabbstopp i dessa verk.
- e) Om renovering av existerande vattenkraftverk gör att turbin och generator i dessa byts till sådana med lägre vikt så minskar mängden svängmassa i dessa.
- f) Med mer frekvensstyrda motorer i industrin och i fläktar/pumpar, istället för motorer direkt-drivna från elnätet, så minskar mängden svängmassa något beroende på om motorerna är av synkron typ (inte så vanligt men stor betydelse), eller asynkron typ (vanligt, men mindre betydelse för masströgheten)

Potentiella lösningar:

- A. Vindkraft med omriktare mellan generatorn och elnätet kan bidra till masströghet och viss primärreglering (stabilisering). Detta kräver dock speciell styrteknik så att produktionen ut på nätet ändras momentant vid frekvensändringar i systemet. Syftet med styrningen är att få vindkraftverket att "uppföra sig" som en synkronmaskin.
- B. HVDC-förbindelser mellan det nordiska elsystemet och omvärlden kan styras snabbt. Detta gör att man kan genom snabba aktiveringar i rätt riktning kompensera för bristande masströghet och/eller primär-reglering. Det måste dock i så fall, hållas marginaler så att ef-

fektöverföringen kan ändras. Dessutom måste det finnas masströghet och/eller primärregleringskapacitet tillgänglig i andra änden av ledningen.

- C. 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. Däremot bidrar driftsättet inte till mer primärreglering. Om behovet av masströghet ökar bör man närmare studera om fler vattenkraftverk kan köras på detta sätt.
- D. Om en del av "återimporten" beskriven i c) ovan används till pumpkraft (troligen i Norge) kommer dessa bidra till en bättre situation med både svängmassa och frekvensreglerande aggregat.
- E. 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). Dessa 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.
- F. Med stor mängd vind- och solkraft kan det vara rationellt att använda gasturbiner vid hög elförbrukning och låg sol- vind-produktion. Vid dessa situationer är normalt inte masströghet eller primärreglering huvudproblemet då det huvudsakligen är konventionella kraftverk som används. I ett sådant system kan det dock även finnas situationer med hög vind- och solproduktion vilket medför låg produktion i kraftverk med nätkopplade synkronmaskiner som enklare bidrar till masströghet och primärreglering. 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.
- G. Med en utveckling av distribuerade energilager i olika mekaniska, kemiska, termiska eller andra former kan det bli möjligt att aktivera ett stort antal större eller mindre bidrag baserat på lokala kriterier för frekvens eller frekvensderivata. Förutsättningen är i så fall någon form av strömriktarteknik som kan aktivera effektbidraget tillräckligt snabbt dvs. inom delar av en sekund.
- H. I princip skulle kraftvärmeverkens turbiner/generatorer kunna utnyttjas för att skapa svängmassa även under låglasttider. Problemet är att de endast kan köras med ånga genom turbinen. För att producera den ångan behöver anläggningarna köras minst på min-last. Denna är typiskt hög för fastbränsleeldade kraftvärmeverk. Detta leder sammantaget till höga kostnader då värmeefterfrågan är låg och värdet på värmen därmed också är lågt.

#### **4.1.2 Primärreglering, automatiserad reglering**

Balanshållning med masströgheten medför utnyttjande av upplagrad energi i svängmassor att den elektriska frekvensen i elsystemet (= Norden) ändras vilket i sin tur medför att olika kraftverk eller konsumenter aktiveras att ändra sin produktion/konsumtion på grund av frekvensändringen. Detta är frekvensregleringen.

Möjliga framtida utmaningar för frekvensregleringen

- a) Med större mängd vind- och solkraft ökar variationerna något i det korta tidsperspektivet (sekunder-minuter) vilket ökar behovet av frekvensreglering
- b) Med större kärnkraftverk kan det dimensionerande felet bli större, och därmed ökar behovet av frekvensreglering eller andra former av momentana störningsreserver.



- c) Med större mängd vind- och solkraft blir oftare färre konventionella kraftverk i drift i systemet, vilket kan innebära att färre kraftverk måste ta på sig en större del av frekvensregleringen och hålla tillräckliga marginaler för detta.
- d) Med mer restriktiva vattendomar, t.ex. mer mintappning eller mindre tillåtna variationer i magasinshöjder, så kan detta begränsa möjligheten att snabbt ändra produktionen i dessa vattenkraftverk. Detta minskar därmed möjligheten att bidra till frekvensreglering i dessa kraftverk.

#### Potentiella lösningar

- A. Kärnkraft kan bidra till frekvensreglering (görs idag i bland annat Frankrike)
- B. Vind- och solkraft kan bidra till frekvensreglering. Steg 1 är att minska produktionen när frekvensen ökar, vilket alltid är tekniskt möjligt. Steg 2 är att hålla extra marginaler, dvs. inte producera maximalt så att man kan öka produktionen vid behov. Tillämpas bland annat i USA (Wind Power AGC i Colorado) och är implementerat i Horns Rev (Danmark). Medför dock en kostnad om man "spiller" vind- och/eller solkraft pga. detta.
- C. Vindkraft med omriktare mellan generatoren och elnätet kan bidra till masströghet och viss frekvensreglering (stabilisering). Detta kräver dock speciell styrteknik så att produktionen ut på nätet ändras momentant vid frekvensändringar i systemet. Syftet med styrningen är att få vindkraftverket att "uppföra sig" som en synkronmaskin.
- D. HVDC-förbindelser mellan det nordiska elsystemet och omvärlden kan styras snabbt om de använder VSC-teknik. Detta gör att man kan "importera" masströghet och/eller frekvensreglering. Det måste dock, i så fall hållas marginaler så att effektöverföringen kan ändras. Dessutom måste det finnas masströghet och/eller frekvensregleringskapacitet i andra änden av ledningen.
- E. På användarsidan kan man ha frekvensstyrd konsumtion, t.ex. kylskåp eller varmvattenberedare eller frekvensstyrda elpannor i fjärrvärmerna. Dessa kan då bidra med frekvensreglering
- F. Med större mängd elbilar i elsystemet kan dessa bidra till primärregleringen. I Steg 1 genom att stänga av laddningen vid för låg frekvens. I Steg 2 (V2G-Vehicle to Grid) även genom att mata in el från batterierna.
- G. I dagsläget är det i princip enbart vattenkraften som bidrar till frekvensregleringen i Sverige. Detta är rationellt eftersom vattenkraften idag nästan alltid, av ekonomiska skäl, körs på en sådan nivå att det är relativt billigt att ha frekvensregleringen i detta kraftslag. Men det kan hända att detta inte räcker i en framtid. I så fall skulle man också kunna ha frekvensreglering i kraftvärmeverk och/eller industriellt mottryck. Det är tekniskt möjligt (utomlands är det standard att ha frekvensreglering i termiska kraftverk) men frågan är om det är rationellt för Sverige. Frekvensreglering med kraftvärme blir dock sannolikt dyr eftersom man vid normal drift undanhåller då inte bara viss elproduktion utan också viss värmeproduktion (som måste ersättas med annan, dyrare, värmeproduktion).
- H. En generell utmaning/lösning är att om man ändrar strukturen på frekvensreglering (som nu i princip enbart sker i norra Sverige) så påverkar det driften av transmissionssystemet, då detta måste hålla marginaler på ett annat sätt i framtiden jämfört med dagsläget. Det är dock oklart om en förändring medför ökade marginaler eller minskade marginaler pga. annan placering av frekvensregleringsresurserna.

#### 4.1.3 Sekundär- och tertiärreglering, automatiserad och manuell reglering

##### Problem orsakad av förändringar i kraftsystemet

- a) Med de hittillsvarande relativt väl prognoserbara variationerna i förbrukningen har det varit möjligt att normalt upprätthålla tillräckliga marginaler i magasinshöjder och vattenföringsbegränsningar för att klara snabba balansförändringar på grund av störningar och andra plötsliga förändringar i produktions- eller förbrukningsledet. Även en omfattande andel vind-

och solkraft förväntas inte innebära några påtagligt större balansvariationer i minutskalan. I skedet kvartstimmar upp till några timmar uppstår dock ett allt större reglerbehov som måste hanteras. Möjligheterna för att upprätthålla reglermarginaler urholkas därmed i motsvarande grad.

- b) Det har stor betydelse för reglerförmågan om vattenkraften trängs undan av icke styrbar produktion och inte får plats i den kraftbalans som råder för tillfället utan måste stoppas.
- c) Vintertid är det av stor vikt att en isläggning som etablerats i älvsträckorna och på magasinerna inte bryts upp på grund av för kraftiga regleringar av vattenföringen. Risken ökar då för iskravning och omfattande produktionsbegränsningar i älven. Reglerförmågan för att hantera de stora balansförändringar som kan härröra från främst vindkraften i ett tidsskede på några timmar blir därför begränsad under sådana förhållanden.

#### Potentiella lösningar

- A. Regelverk och upphandlingsvillkor för systemtjänster anpassas för att i kraftbalansen kunna prioritera vattenkraft framför icke styrbar produktion i den omfattning som krävs för en tillräcklig reglerförmåga.
- B. Utveckling av snabb reglerförmåga i förbrukningsledet och inom olika former av energilagring.

#### 4.1.4 Dygnsreglering

Elkonsumtionen har en tydlig natt/dag mönster som är starkt förutsägbart vilket innebär att prognosfelet för nästa dygn blir litet.

Möjliga framtida utmaningar för dygnsregleringen:

- a) Ökad produktion från varierande källor (vind, sol) kommer innebära ett ökat reglerbehov både för att klara variationerna i den nya produktionen och för att kompensera för bortfall i styrbarhet i den produktion som just då ersattes, samt för att ha reserver för brister i prognossäkerhet.
- b) De stora behoven av reglering av förbrukningens variationer vid övergångarna mellan dag och natt har hittills kunnat planeras med hög precision genom att regleringsriktningen har varit väl känd. Med nya reglerbehov från icke styrbar produktion i samma storleksordning måste avsevärt större marginaler planeras in i vattenkraftregleringen. Även negativ sammanlagring mellan förbrukningen och den icke styrbara produktionen måste kunna klaras med samtidiga reglerkrav i samma riktning. Att reservera stora marginaler för reglering i båda riktningarna innebär att den tillgängliga reglerförmågan reduceras.
- c) En större anslutning mot Europa och en mer utvecklad handel kan skapa efterfrågan från andra länder på Nordens reglerresurser.
- d) I vissa situationer med låg förbrukning kan vind-/sol-produktion ge överskottsproduktion som måste spillas på något sätt, regler- och prisstabilitet på marknaden kan bli en utmaning.
- e) Den geografiska placeringen av konsumtionsvariation respektive ny varierande produktion kan ändras från tid till tid. Detta kan påverka var korttidsregleringsresurser behöver finnas för att bli fullt nyttiggjorda.

#### Potentiella lösningar

- A. En mer direkt priskoppling till en bred marknad i användarledet kan ge möjlighet att ta hand om en del av reglerbehovet men ger också en större prognososäkerhet.

- B. Om tillgången på reglerförmåga i vattenkraft kommer vara tillräcklig beror på omfattning miljörelaterade krav på återgång mot oreglerade flöden och hur stor efterfrågan blir i det framtida kraftsystemet. Om inte reglerförmågan blir tillräcklig kan gasturbiner eller import av reglerförmåga bli nödvändiga alternativ.
- C. Om lämplighet finns ur både teknisk och miljömässig synpunkt kan effekten i vissa vattenkraftsanläggningar byggas ut ytterligare på samma sätt som vid kärnkraftsutbyggnaden på 1970 talet. Detta kan komma att bromsas av miljöhänsyn.
- D. En ökad efterfrågefleksibilitet kan potentiellt bistå med ytterligare reglerförmåga. Efterfrågefleksibilitet har dock begränsningar då den kan vara årstidsberoende (inget värmebehov att dra ner på sommaren).
- E. Vid en ökad mängd vind- och solkraft kan marknadsreglerna justeras så att det som är samhällsekonomiskt effektivt också blir resultatet av marknadsaktörernas val. Exempelvis kan subventioner till vindkraft utformas så att de inte faller ut vid negativa elpriser.
- F. Lämpliga nätförstärkningar för att hantera geografiska ändringar i varierande produktion

#### 4.1.5 Veckoreglering

Elkonsumtionen har ett tydligt veckomönster då förbrukning under helger är lägre än under arbetsdagar.

Möjliga framtida förändringar:

- a) Ökad produktion från varierande källor (t.ex. vind, sol) på bekostnad av styrbar basproduktion (t.ex. kärnkraft) kommer ge ett ökat behov av backupförmåga. Dels skall det finnas tillräckligt med effekt dels skall det finnas tillräckligt med uthållighet att täcka flera dygn. Klassiska pumpkraftverk brister i det senare då reservoaren oftast är dimensionerad för c:a 1/2 dygn. De reservoarer som finns i nordiska älvar utgör dock en mycket god grund för att använda för uthålliga reservlager.
- b) Detta gäller även för behov utanför Norden förutsatt att det finns effektkapacitet och transmissionskapacitet att tillgå
- c) I de stora kraftproducerande älvarna i Sverige har de olika kraftverken starka beroenden uppströms och nedströms. Produktionen måste därför samordnas för att vattennivåer och flöden ska kunna hållas inom bestämda gränser. Väsentliga förändringar i vattenkraftproduktionen i förhållande till liggande planer innebär att avsevärda vattenvolymer måste disponeras på ett annat sätt i tid och rum. En ökad mängd svårprognostiserad vind- och solkraft försvårar planeringen längs en älvsträcka.

Potentiella lösningar

- A. Det behövs nya planeringsverktyg. I dagsläget beaktas framtida osäkerheter vid säsongsplaneringen, men vid stora mängder vind- och solkraft kommer samma typ av planeringsverktyg behöva användas vid veckoplaneringen
- B. Dispositionen av älvsträckor avseende kraftverkskapacitet och magasinvolym skulle kunna förändras för att skapa ökad flexibilitet. Det skulle möjligen vara rationellt att komplettera dagens vattenkraftverk med pump-möjlighet i älvarna. Detta behöver dock studeras närmare.

#### 4.1.6 Årsreglering

Problem (orsakad av förändringar i kraftsystemet)

Möjliga framtida förändringar:

- a) Klimatförändringar kan enligt scenariobeskrivningar förändra medelårsproduktionen av vattenkraft med ett antal procent, oftast ökande i norra Sverige. Samtidigt kan vädermönster också bli annorlunda med mindre snömagasinering och mer sommar och höstnederbörd.
- b) Om solenergi skulle bli en betydande del i kraftsystemet kommer den skapa ytterligare behov till säsongslagring eftersom större delen av produktionen sker vid lågsäsong för konsumtion.

Potentiella lösningar

- A. Ökad transmissionskapacitet och handelsutbyte med större delar av Europa kan ge möjliga utjämnings effekter då konsumtionstoppar finns på sommarhalvåret i andra länder.
- B. Större behov från kylkonsumenter, både privata och industriella (serverhallar), samt användning av el i transportsektorn ger ett mindre säsongsberoende behov.

#### 4.1.7 Bristssituationer

Problem (orsakad av förändringar i kraftsystemet)

- a) En ökad andel variabel produktion i form av vind- och solkraft bidrar till en ökad energiproduktion. Däremot kan man inte räkna med att denna effekt alltid finns tillgänglig vid hög konsumtion.
- b) En ökad mängd vind- och solkraft kan leda till att annan styrbar produktion blir olönsam och stängs ner. En ökad andel variabel kraft kan därför till och med leda till minskad kapacitet i systemet och därmed en ökad risk för bristssituationer. Svenska Kraftnät har utfört simuleringar med 17 TWh vindkraft och kom fram till att det i scenarier med alla tio kärnkraftsreaktorer i drift så är risken för effektbrist liten även om kondenskraftverk och gasturbiner som inte ingår i effektreserven skulle läggas ner<sup>3</sup>.
- c) Stängning av ett antal kärnkraftblock av olika ekonomiska och säkerhetsbetingade skäl kan bli aktuellt under den närmaste tioårsperioden. Det skulle försämra effektbalanssituationen i motsvarande grad.
- d) Hårdare miljökrav på vattenkraften kan också leda till en ökad risk för bristssituationer då vattenkraftens tillgängliga effekt kan begränsas

Potentiella lösningar

- A. Det mest uppenbara sättet att minska risken för effektbrist är att helt enkelt öka mängden styrbar produktion. Då ställs man inför ett vägval om kostnaderna för detta ska bäras av marknadsaktörerna enligt en decentraliserad ansvarsmodell eller om kostnaderna ska "socialiseras" genom exempelvis ett utökat ansvar för den systemansvariga myndigheten som får finansieras genom avgifter.
- B. Ett alternativ till ökad produktion är (frivillig) minskning av förbrukningen, så kallad efterfrågefleksibilitet. För att få förbrukningssidan att vara tillgänglig kan någon typ av förskottsbeläning vara aktuell. Den kan ske genom att ingå i en effektreserv eller i en kapacitetsmarknad.
- C. Ökad transmissionskapacitet till omkringliggande marknader kan också bidra till ökad leveranssäkerhet. Det gäller särskilt om dessa marknader skiljer sig produktions och förbruk-

---

<sup>3</sup> Svenska Kraftnät, Integrering av vindkraft, 2013

ningsmässigt från Sverige. Då kan de två marknaderna komplettera varandra i en större utsträckning än om de har samma produktionslag och förbrukningsmönster.

- D. Om man vid brist, eller hög bristrisk, tillåter priset att bli mycket högt kommer det att ge incitament för såväl konsumenter att minska sin konsumtion som för producenter att investera i produktion. En möjlighet är att Svenska Kraftnät upphandlar reservkapacitet, men sätter ett pris till marknaden som om denna reservkapacitet inte fanns. Då ges marknaden en möjlighet att lösa utmaningen. Det är dock en utmaning för samhället att ha en åsikt om det är acceptabelt med sådana regleringar av prisbildningen.

#### 4.1.8 Överskottssituationer

Problem (orsakad av förändringar i kraftsystemet)

- a) En ökad andel variabel produktion kommer att leda till en ökad risk för överskottssituationer. Under soliga och blåsiga dagar med liten förbrukning är risken stor för en överskottssituation, särskilt om de närliggande marknaderna har samma situation och inte kan ta emot överskottet.
- b) Hårdare miljökrav på vattenkraften kan resultera i högre krav på minflöden varför vattenkraftens nedregleringsförmåga kan försämrats, vilket i sin tur ökar risken för att det uppstår överskottssituationer.

Potentiella lösningar

- A. Överskottssituationer kan hanteras genom att man "spiller" produktionen av sol-, vind eller vattenkraft. Dock är det önskvärt från ett samhällsekonomiskt och miljömässigt perspektiv att minimera spillet.
- B. Ett sätt att hantera överskottssituationer är att förstärka transmissionsnätet så att överskottet kan exporteras till områden utan överskott. Detta är inte en heltäckande lösning då det kan uppstå situationer där även de närliggande marknaderna har ett överskott. Det finns också en gräns för hur mycket transmissionsnätet kan förstärkas utan att det blir samhällsekonomiskt olönsamt.
- C. Efterfrågefleksibilitet kan också användas för att styra förbrukningen till de timmar då överskott förväntas. Exempelvis kan elpannor användas för fjärrvärmeproduktion. Dock förväntas överskottssituationer i många fall sammanfalla med en låg efterfrågan på värme varför denna möjlighet är begränsad.
- D. Ett annat sätt är att hushåll med bränslebaserad uppvärmning och tappvarmvattenberedning (t ex pelletsuppvärmning av småhus), går över till elvärme vid överskottssituationer istället för att använda pellets. Men för att detta ska bli av måste man se över såväl nättariffer som beskattningsregler.
- E. Energilager är ett alternativ. Det kan vara i form av batterier, men kan också vara att lagra energin för andra ändamål, t.ex. att göra vätgas som sedan kan användas som transportbränsle eller för kraftproduktion vid bristsituationer. Det krävs troligen stora och frekventa prisskillnader för att energilager ska vara lönsamma.
- F. Ett sätt att hantera överskottssituationer är att ge producenterna relevanta incitament att dra ned på produktionen vid överskottssituationer. Det kan ske genom att man ser till att marknadsbaserade styrmedel ger incitament att inte producera när det är negativa priser. I länder med så kallade feed-in tariffer saknar producenter idag incitament att dra ner på produktionen vid negativa priser då de får lika mycket betalt oavsett elpris. I Sverige och Norge finns det incitament att minska sin produktion först när priset når ett negativt värde lika med värdet på elcertifikaten. I princip skulle man kunna ändra reglerna så att elcertifikat endast erhålls för produktion när elpriset överstiger en viss nivå.

## 4.2 Överföringsproblematik

Det finns flera olika fysikaliska anledningar till att överföringsförmågan är begränsad mellan två punkter. Dessa är begränsningar med hänsyn till termisk kapacitet, spänningsstabilitet, och vinkelstabilitet. I det Svenska systemet är det främst spänningsstabiliteten som är begränsande varför övriga begränsningar inte behandlas vidare i detta kapitel.

### 4.2.1 Spänningsstabilitet

Den reaktiva effektbalansen är i praktiken det som begränsar överföringsförmågan mellan de olika elområdena i Sverige. Överföringsförmågan på stamnätet från Luleälven och söderut bygger inte bara på antalet ledningar som är i drift. Den bygger dessutom på den reaktiva kompenseringsförmågan i anslutna vattenkraftgeneratorer. På samma sätt bygger överföringen från Mellansverige till Sydsverige i stor utsträckning på att kärnkraften kan hålla uppe den reaktiva effektbalansen.

För den överföringsförmågan finns bl.a. följande utmaningar

- a) Vid stora mängder vindkraft i norra Sverige kommer annan produktion, främst vattenkraft, att trängas undan. Dessa vattenkraftstationer bidrar normalt sett till att uppehålla den reaktiva effektbalansen och möjliggöra överföring av kraft söderut. Överföringsförmågan söderut kommer att begränsas av den reaktiva effektbalansen.
- b) Stora mängder vindkraft kan också tränga undan kärnkraftsproduktionen på både kort (nedreglering) och lång (avveckling/ingen nyutbyggnad) sikt. Detta kan begränsa överföringsförmågan från Mellansverige och söderut.
- c) När man ansätter "tillåten överföring" så beror den på kunskap/bedömning av hur systemet kommer köras. När Svenska Kraftnät, t.ex., ansätter vilken överföring som ska tillåtas (ges till Nordpool spot) mellan 11.00-12.00 nästa dag så bygger det på prognoser för viss produktion, vilka fel som kan inträffa, var kompensering sker vid fel, tillgång till reserver, extra marginaler för osäkerhet etc. I en framtid med mer osäkra prognoser blir denna gränssättning också osäkrare.
- d) Planeringsförutsättningarna för att genomföra större reinvesteringsarbeten och ombyggnader i överföringsnäten försvåras av att en stor del av produktionen inte kommer att vara förutsägbar och styrbar. Det kan innebära krav på ännu större kapacitetsförstärkningar för att ha marginaler som medger att ledningar och andra komponenter är ur drift under längre perioder.
- e) I situationer som domineras av sådan elproduktion som inte bygger på synkronmaskiner kommer kortslutningseffekten att reduceras påtagligt. Det kan innebära att överföringsnätets skyddssystem inte kan fungera på avsett sätt. Om brister i reläskyddens funktioner kan konstateras kan det vara nödvändigt att begränsa överföringen på stamnätet för att undvika svåra följdstörningar.<sup>4</sup>

Potentiella lösningar

---

<sup>4</sup> En låg kortslutningseffekt innebär att underimpedansskydd inte kan detektera en tillräckligt stark felström för att kunna aktiveras. Konsekvensen kan då bli att fel inte kopplas bort tillräckligt snabbt eller att fler anläggningar än nödvändigt kopplas bort. I värsta fall kan inte felen kopplas bort alls vilket innebär direkt fara för skada på människor, djur eller egendom.

Ska överföringskapaciteten ökas måste man antingen bygga nya ledningar eller vidta andra åtgärder. Nedan exempel på andra åtgärder.

- A. För spänningsstabilitet kan man ta till shuntkompensering eller seriekompensering (kondensatorer). Shuntkondensatorer tillför reaktiv effekt vilket gör att spänningen höjs. Seriekompensering används också för att motverka att spänningen sjunker genom att tillföra reaktiv effekt. En SVC-anläggning består av shunt-kondensatorer och shunt-reaktorer vilka kan kopplas in så att rätt spänning erhålls. Shuntreaktorn motverkar att spänningen stiger under perioder när förbrukningen är låg genom att konsumera reaktiv effekt.
- B. Olika typer av kraftelektronik kan användas för att kontrollera spänningen vid vindkraftverken så att dessa kan bidra till att upprätthålla spänningen. Om vindkraftverken är placerade långt ifrån stamnätet begränsas deras bidrag av regionnätets dimensionering. En möjlighet är att ansluta stora vindkraftparker direkt till stamnätet via HVDC.
- C. Det finns teknisk utveckling som gör att man inte behöver sätta mer marginaler än nödvändigt, och att man kan få bättre uppfattning om var kompenseringen kan ske. Om detta sammantaget gör att man måste ha mer eller mindre marginaler beror på utvecklingen på många områden, t.ex. förläggning av primärreglering, nyttjandet av PMU:er, prognoser på tillgänglig primärreglering etc.
- D. Om man, som nämnts ovan, investerar i gasturbiner för att klara bristsituationer, så kan dessa, med rätt teknik, användas som synkronkompensatorer vid hög vind- och sol-kraftsproduktion. Det är även möjligt att använda specifika synkronkompensatorer.
- E. Det finns här också ett annat perspektiv vilket är att för dygnsplaneringen finns en relativt osäker uppskattning om överföringskapaciteten, medan den blir betydligt säkrare när man närmar sig själva driftögonblicket. Detta medför att hur väl man kan utnyttja överföringsystemet beror på när beslut tas om faktisk produktion, vilket i sin tur är kopplat till kvaliteten på prognoser för sol och vind och fysiska begränsningar i produktionsapparaten.
- F. För att bibehålla en korrekt felbortkoppling vid låg kortslutningseffekt kan det bli det nödvändigt att genom ombyggnader och utbyte av ett stort antal reläskydd ändra skyddssystemens sätt att fungera.

Rent tekniskt är investeringar i kraftelektronik för att kompensera bortfallet från synkron produktion helt möjliga men kommer med en kostnad. Det ingår inte i denna rapports uppdrag att uppskatta dessa kostnader.

### 4.3 Marknadslösningar

I kapitlet ovan har de fysiska förutsättningarna för kraftsystemet beskrivits. 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 nämnts ovan kan vara tekniskt enkla att hantera och utmaningen ligger snarare i att finna en marknadslösning som hanterar den. Förändringar i marknadsmekanismerna kan behöva införas för att hantera de utmaningar som en ökad andel vind-0 och solkraft innebär.

Underskottssituationer kan hanteras med att ha exempelvis gasturbiner som back-up för tillfällen med hög last och liten produktion från vind och sol. Med dagens marknadsdesign där producenten endast får betalt för producerad energi, en så kallad energy only-marknad, blir det en allt för stor risk att investera i anläggningar som kanske endast används några hundra timmar per år. För att hantera den risken kan man införa kapacitetsmekanismer, exempelvis den effektreserv vi håller på att utveckla i Sverige idag eller de kapacitetsmarknader som håller på att implementeras på kontinenten. Gemensamt för båda dessa är att producenten får betalt för att vara tillgänglig utan att nödvändigt-

vis behöva producera något. Kapacitetsmekanismer är dock inte okontroversiella då om de implementeras regionalt kan ha negativ inverkan på marknadens funktion i övrigt t.ex. genom skeva incitament för lokalisering av investeringar och för prisbildningen.

Det är inte bara topplast som kan vara svår att finansiera i ett system som i stor utsträckning är baserat på produktionsslag med låga rörliga produktionskostnader. Ett sådant system kommer under långa perioder ha låga priser. Vind- och solkraft är särskilt utsatta då priserna kan förväntas vara låga när de producerar som mest. Idag får dessa teknologier subventioner, men i en marknad där dessa teknologier står för en stor andel av produktionen är det kanske inte rationellt att täcka dess kostnader med subventioner. Vattenkraften kan inom vissa ramar anpassa sin produktion till tider då priserna är som högst. Det kan dock bli så att priserna är så låga att de inte räcker till för att täcka vattenkraftens fasta kostnader och återinvesteringsbehov. En ny marknadsdesign som klarar av att täcka producenternas kostnader på ett effektivt sätt kan komma att krävas.

Vid överskottssituationer är det önskvärt att eventuell neddragning av produktion sker i den ordning som är effektivast ur både ekonomisk och miljömässig aspekt. Felaktigt utformade stödsystem till förnybar produktion kan leda till att vindkraftsproducenter inte har incitament att handla sig i balans eller att minska sin produktion vid negativa priser. Trots att vindkraft har lägre rörlig kostnad än vattenkraft kan det vara bättre för miljön att spilla vind istället för vatten. Från systemsynpunkt kan det också vara önskvärt att spilla vind istället för vatten för att klara av spänningshållningen och hålla en tillräcklig mängd svängmassa. Det skulle kunna vara möjligt att utforma stödsystem och marknadsregler som tar hänsyn till miljö och systemnytta när körordningen bestäms.

Ansvaret för det kontinuerliga balanseringsarbetet är fördelat mellan den systemansvarige, Svenska kraftnät och de balansansvariga företagen. Avgränsningen definieras så att de balansansvariga ska se till att de är balanserade i medeltal över varje drifttimme medan den systemansvarige ska hantera balanseringen under löpande drifttimme. En ökning av osäkerheterna i den kortsiktiga balanseringen på några timmars sikt innebär med dagens modell att de balansansvariga skulle exponeras för en betydligt större finansiell risk för att klara sin fysiska balans. Det gäller i ännu högre grad om tidsgränsen för balansansvaret skulle kortas ner till kvartstimmor, vilket diskuteras för att lösa vissa regleringsproblem.

En ändring av dagens marknadsdesign som diskuteras är att flytta elhandeln närmare drifttimmen och hålla flera auktioner per dygn<sup>5</sup>. Det skulle underlätta för de balansansvariga att hantera prognososäkerheten för den väderberoende produktionen. Detta förslag är inte okontroversiellt då detta skulle försvåra planeringen och prissättningen för termisk kraft och vattenkraft. Termisk kraft behöver producera flera timmar i sträck för att täcka startkostnader, vilket skulle försvåras om varje auktion varade i färre antal timmar. Vissa termiska kraftverk och behöver även en viss framförhållning innan uppstart. Vattenkraft i sammanhängande älvsystem behöver planera sin produktion i god tid förväg. Dessa begränsningar har betydelse redan i dag för hur producenter ska kunna lämna kostnadstäckande bud på dygnsmarknaden. Med en större del av handeln närmare drifttimmen är det därför viktigt att det också sker en vidareutveckling av hur sådana begränsningar ska kunna hanteras i budgivningen, exempelvis genom olika former av blockbud.

---

<sup>5</sup> Elforsk report 14:23 Further development of Elspot: new order formats and changes in market design



Den kortsiktiga elhandeln har en viktig roll för att effektivisera den samlade reglerprocessen genom att produktion och regleringar kan allokeras till de mest kostnadseffektiva resurserna oavsett vem som råder över dem. Det är därför av stor betydelse att elhandelsformerna anpassas till de nya balanseringsförutsättningar som förväntas vid en omfattande integrering av vind- och solkraft så att de inte begränsar utnyttningen av tillgängliga reglerresurser på grund av ofullkomligheter i pris-sättningen.

Ett alternativ till att bibehålla eller skärpa dagens balanseringskrav på de systemansvariga är att centralisera ansvaret för balansregleringen utöver dagens en timme till några timmar, exempelvis 4-5 timmar för att täcka in det tidsspänn som stora vindkraftändringar kan inträffa under. Det skulle innebära mindre risk för okoordinerade motregleringar samt att den ekonomiska risken för att hantera stora prognososäkerheter flyttas från de balansansvariga till den systemansvarige. Det skulle dock förutsätta en omfattande funktionell och finansiell utvidgning av dagens Balanstjänst som sköts av Svenska kraftnät. Detta måste dock utvärderas genom en allsidig och omsorgsfull prövning av olika alternativ.

Vind- och solkraft kan ges incitament att delta i balansreglering genom att man tillåter en mindre storlek på buden till reglermarknaden. Idag är minimumstorleken på bud till reglermarknaden 5 MW i Sverige. Andra regeländringar som kan underlätta för vindkraft att delta i reglermarknaden är att skilja på upp och nedregleringsbud (görs redan i Sverige) och underlätta för portföljbud (bjuda in flera reglerobjekt gemensamt)<sup>6</sup>. Detta måste vägas mot en ökande komplexitet för stamnätsoperatören att hantera många små reglerobjekt.

Utformningen av skatter och reglering kan ha en stor inverkan på lönsamheten för åtgärder som t.ex. energilagring. Höga skatter för elförbrukning motverkar incitament att bygga energilagring som matas från elnätet. Samma problematik finns vid utnyttjande av elpannor och värmepumpar vid överskottssituationer. Trots nollpris på el leder elskatt, elcertifikatavgift, m.m. till att värmeproduktionen blir långt ifrån kostnadsfri.

#### 4.4 Tekniska krav på elsystemets anläggningar

I rapporten har ett antal utvecklingsmöjligheter beskrivits för att lösa både befintliga och uppkommande problem i elsystemet. Flera nödvändiga utvecklingar innebär stora kostnader som måste fördelas mellan företag och myndigheter med olika ansvarsroller. Alla kostnader kommer sist och slutligen att föras ner till elkunderna, men det har betydelse för utvecklingens effektivitet hur kostnaderna fördelas i det första ledet.

Vid sidan av olika myndigheter så är elsystemets aktörer och anläggningsägare antingen konkurrensutsatta marknadsaktörer eller myndighetsreglerade monopolföretag. I båda fallen råder det konflikt mellan krav på effektivitet och lönsamhet och benägenheten att investera i prestanda där nytta ligger utanför företaget. Även om nytta kommer företagen till del indirekt genom ett bättre fungerande elsystem, så är det oftast inte synligt i deras lönsamhetskalkyler. En förväntan om att väsentliga kostnader ska bäras på frivillig väg ter sig därför tämligen verklighetsfrämmande.

---

<sup>6</sup> REserviceS 2014, Economic grid support services by wind and solar PV

Det finns olika tillvägagångssätt för att se till att nödvändiga prestanda upprätthålls eller kommer till stånd inom aktörernas anläggningar.

- **Föreskrifter:** Det ligger inom Svenska kraftnäts befogenheter som systemansvarig myndighet att utfärda föreskrifter om tekniska anläggningsegenskaper som är viktiga för att elsystemet ska fungera på ett säkert sätt. Föreskrifter är lagligt tvingande och innebär ingen ekonomisk kompensation om det krävs åtgärder för att uppfylla dem. Kostnaderna får därför betraktas som ett villkor för att få utnyttja det allmänna elsystemet. En parallell kan dras till säkerhetsrelaterade krav på fordon för att de ska få köras på det allmänna vägnätet där nyttan ligger hos samtliga trafikanter. Det utgår inte heller någon ersättning för att uppfylla sådana krav.

Ett exempel på föreskriftsreglering är Svenska kraftnäts föreskrifter om driftsäkerhetsteknisk utformning av produktionsanläggningar<sup>7</sup>. I dessa föreskrifter är kraven på vind- och solkraftanläggningar än så länge tämligen rudimentära. Genom en utveckling av denna föreskrift skulle exempelvis krav på att ansluta vindkraftsanläggningar till nätet via strömriktare som kan tillskapa synkronmaskinliknande egenskaper kunna införas. En förutsättning är att den föreskrivande myndigheten i en konsekvensanalys kan visa att detta är det mest verkningfulla sättet att tekniskt och ekonomiskt få nödvändiga prestanda till stånd.

- **Upphandling:** Tillgång till viktiga egenskaper kan åstadkommas genom upphandling av tjänster. Normalt är det den systemansvarige som gör sådana upphandlingar för att klara sina uppgifter inom systemdriften. Upphandlingar kan göras direkt för specifika behov eller genom en organiserad marknadsfunktion där de tekniska kraven på vad som ska presteras behöver vara tydliga och standardiserade. Balansregleringstjänster är därför preciserade med avseende på. reglervolym, snabbhet, uthållighet etc.

Upphandlade tjänster ersätts normalt genom ett pris som bestäms antingen av tjänsteleverantörens enskilda anbud eller av det högsta bud från olika leverantörer som utnyttjats under en viss period. Metoden bygger på att de satta priserna ger tillräckliga intäkter för att täcka alla rörliga kostnader för att aktivera en reglering i befintliga resurser. En viktig fråga i ett utvecklingsperspektiv är om intäkterna från sådana upphandlingar av tjänster också kan vara tillräckliga för att tillskapa ny reglerförmåga i andra produktionsanläggningar eller inom förbrukningsledet.

Inom balansregleringsområdet har Svenska kraftnät tillämpat en kombination av föreskriftsreglering och upphandling av tjänster. Föreskriften ställer krav på att det ska finnas en installerad förmåga till snabb reglering av vattenkraftaggregat. När förmågan utnyttjas driftmässigt så ersätts detta ekonomiskt genom att Svenska kraftnät köper primär- och sekundärreglering som systemtjänster.

---

<sup>7</sup> SvKFS 2005:2, finns tillgänglig på [www.svk.se](http://www.svk.se)

## 5 Vad har studerats/vad ska studeras vidare

### Analysbehov

I dagens läge finns det inga fullständiga analyser som på ett holistiskt sätt beskriver hur det svenska elsystemet som en del av det nordiska behöver utvecklas för att kunna härbärgera en mycket omfattande utbyggnad av förnybar elproduktion. Det innebär att beslutsunderlaget för hur anpassningen till den framtida elförsörjningen ska kunna genomföras är synnerligen bristfälligt.

De analyser som hittills redovisats är inte fullständiga i den meningen att de har varit fokuserade på vissa delproblematiker men inte tagit hänsyn till väsentliga begränsningar som andra problematiker skulle innebära genom de ömsesidiga beroenden som är oundvikliga på systemnivå.

I tidigare avsnitt i denna rapport har ett antal delproblematiker redovisats. Vidare har ett antal kopplingar och ömsesidiga beroenden mellan olika egenskaper och förmågor i elsystemet belysts. Kvalitativt är det således förhållandevis enkelt att påvisa att det kommer att uppstå problem av olika slag och komplexitetsgrad när elproduktionen i växande omfattning kommer att ske i andra former än tidigare. Samtidigt är det uppenbart att det kommer att finnas tekniska och metodmässiga lösningar för att bemästra problemen.

Den stora svårigheten ligger i att med tillräcklig precision kvantifiera problemen och omfattningen av de anpassningsåtgärder som kommer att vara nödvändiga för att lösa dem.

Även vid höga utbyggnadsnivåer av förnybar elproduktion är det troligt att elsystemet kommer att fungera tämligen problemfritt under avsevärda tidsrymder. Lika troligt är det också att det kommer att vara åtskilliga timmar då det kommer att vara problematiskt att kunna klara de fysiska villkoren för en säker elförsörjning.

En viktigt mått på problemens dignitet kommer således att vara tid. I klartext innebär det att det blir nödvändigt att klara ut hur stor del av årets timmar som kommer att präglas av sådana systemmässiga problem och begränsningar att det inte går att utnyttja genomförda investeringar på ett avsett sätt. Ofrånkomligen måste de samhällsekonomiska och miljömässiga konsekvenserna av sådana begränsningar belysas och ställas mot kostnaderna för avhjälpande åtgärder.

### Krav på analysmetodik

En metodik för att åstadkomma en heltäckande analys och åtgärdsutvärdering måste bygga dels på en tillräcklig bredd i problembeskrivningen, dels på ett tillräckligt djup i de analysverktyg som måste användas i arbetet.

Med bredd menas här att alla de inbördes beroenden mellan olika prestanda i elsystemet som kan identifieras att ha en väsentlig betydelse måste inkluderas i uppbyggnaden av analysmodellen. Avbildningen måste också omfatta en realistisk systemavgränsning som är relevant för de analyserade problemen. Exempelvis är det nödvändigt att balanseringsproblematiken behandlas för hela det nordiska synkrona systemet.

Med djup menas att analysverktygen måste medge en tillräcklig detaljeringsgrad i modelleringen av det fysiska systemet och en tidsupplösning som kan ge en rättvisande bild av de dynamiska förloppen i systemet. För att hantera merparten av balanseringsproblematiken krävs en upplösning på timvärdet. Vissa delanalyser kräver dock en ännu högre tidsupplösning.

Ett analysarbete som drivs med fulla ambitioner avseende både bredd och djup blir naturligtvis synnerligen omfattande. Det är därför nödvändigt att på ett rimligt sätt begränsa och prioritera arbetet. Inledningsvis är det emellertid viktigt att prioritera bredden i analysen framför djupet. Vissa delanalyser för att klarlägga vikten av enskilda faktorer kan drivas med förenklade modeller och resoning för att sedan fördjupas om det visar sig att de kan ha en avgörande betydelse.

### **Analysförutsättningar**

Detta innebär höga krav på det analysarbete som man står inför. I enskilda delar finns goda förutsättningar i form av utarbetade modeller och nödvändiga indata för systemets komponenter, statistiska underlag för förbrukning och väder, kraftfulla beräkningsverktyg och en växande analyskompetens. Det som innebär ett omfattande arbete är att åstadkomma en hållbar utredningsstruktur som täcker in hela det samlade problemkomplexet och där man förmår att stegvis dra slutsatser av delresultat som pekar på vilka områden som kräver fördjupade analyser och vilka som kan anses vara tillräckligt klarlagda.

Det är mycket som pekar på att ett sådant analysarbete behöver fördelas på olika resurser som finns hos akademiska institutioner, myndigheter, branschorgan och hos enskilda företag. Det ställer samtidigt krav på en tydlig styrning av arbetet och en organisation med tillräckligt ansvar och förmåga att driva ett så omfattande utredningsprojekt.

### **Analysmetodik**

En förutsättning för att över huvud taget kunna göra utsagor om vilka nivåer av förnybar elproduktion som är möjliga att uppnå, med eller utan genomgripande anpassningsåtgärder, är en tillräckligt heltäckande analys. I mycket förenklad form skisseras nedan en metodik som kan ligga till grund för en sådan analys.

Vid varje tillfälle i det analyserade tidsintervallet måste elsystemets förmåga att samtidigt klara ett antal grundläggande krav säkerställas.

- Tillräcklig produktionskapacitet
- Tillräcklig förmåga att balansera systemet
- Tillräcklig överföringsförmåga
- Tillräcklig störningstålighet

Vilka nivåer som i respektive punkt avses med "tillräcklig" måste givetvis vara klarlagda i tydliga kriterier för leverans- och driftsäkerhet. Samtidigt måste det vara klarlagt vilken grad av 'otillräcklighet' som är acceptabel med hänsyn till samhällsekonomi och samhällssäkerhet.

Tillräcklig produktionskapacitet måste klarläggas i relation till förväntade förbrukningsnivåer, möjliga anpassningsåtgärder inom förbrukningen, tillgänglighet och styrbarhet på den produktion som förut-

sätts kunna utnyttjas inom systemet samt den import från angränsande system som förväntas vara tillgänglig.

Tillräcklig förmåga att balansera systemet måste bedömas gentemot de fortlöpande variationer i förbrukningen och i produktionen som inte kan styras. Vidare måste det byggas på de fysiska och miljömässiga förutsättningarna för att i varierande tidsperspektiv reglera främst vattenkraften, men också annan produktion.

Tillräcklig överföringsförmåga måste dels grundas på tillgängligheten hos överföringsnätens komponenter i det aktuella tidsskedet, dels på de förutsättningar för produktion av reaktiv effekt som följer av vilka produktionsanläggningar som förutsätts vara i drift för att klara balanseringen av systemet vid den aktuella tidpunkten. Överföringsförmågan på de interna näten och på förbindelserna till angränsande system måste vara tillräcklig för den produktionsfördelning och export eller import som förutsätts för att klara produktionskapaciteten och balanseringen av systemet.

Tillräcklig störningstålighet måste säkerställas så att elsystemets inbyggda skyddsmekanismer har förutsättningar för att fungera på avsett sätt för att se till att levande varelser och materiella tillgångar, inklusive elsystemets komponenter, inte skadas när fel uppstår. Skyddssystemen är också utformade för att se till att endast begränsade delar av systemet frånkopplas vid fel. Om förutsättningarna för det inte föreligger ökar risken för att mindre störningar utvecklas till omfattande elavbrott. Störningståligheten bygger bl.a. på att systemets roterande svängmassa är tillräcklig för att klara balansstörningar, att kortslutningseffekten är tillräcklig för att ge tydliga utlösningssindikationer för reläskydden samt att spänningen kan regleras på ett korrekt sätt både på överförings- och distributionsnäten.

Som nämnts är en upplösning på timvärden nödvändig för flera analysbehov. Med denna upplösning måste således systemets förmåga att samtidigt klara de angivna fyra huvudkraven klarläggas timme för timme. För att klarlägga vilka årliga energivolymer som systemet har förutsättningar för att producera och leverera till elkunderna är det nödvändigt att i nästa steg aggregera timvärdena för årets alla timmar. Med hänsyn till de omfattande hydrologiska sambanden i de utbyggda älvarna är det dessutom nödvändigt att simuleringarna av vattenkraftens utnyttjning baseras på sammanhängande, konsekutiva tidsserier över hela året.

Ur de årsvis aggregerade simuleringsresultaten kan det utläsas hur stora delar av årets timmar som systemet har förutsättningar för att klara de ställda kraven på säkerhet, leveranser m.m. Omfattningen av icke levererade energivolymer är ett mått på otillräckligheten. Ett annat mått är hur stora volymer av förnybar energi som inte har kunnat nyttiggöras och i stället måste spillas bort. Antalet timmar som inte klaras är samtidigt en indikation på vilka utvecklingsinsatser som skulle krävas för att de förväntade nivåerna på tillkommande förnybar elproduktion ska kunna hanteras. Det är först med sådana analyser som grund som det är möjligt att göra trovärdiga utfästelser om hur långt denna utveckling kan vara realistisk.

Denna metodik bygger naturligtvis på ett synnerligen omfattande simuleringsarbete. Även om arbetsbesparande metoder kan utvecklas är det emellertid oundvikligt att på ett realistiskt men krävande sätt avbilda den mångdimensionella komplexitet som finns inbyggd i elsystemet. Om dess förmåga att fungera på ett annat sätt än vad det hittills är byggt för ska sättas på prov och om verk-

ningsfulla anpassningar ska kunna utvecklas så kommer man inte förbi ett analysarbete på denna nivå.