

# Affärsmöjligheter med frekvens- och spänningsreglering med nya produktionskällor

Elforsk rapport 13:45



Johnny Vikesjö och Daniel Karlsson, Gothia Power

January 2013

**ELFORSK**

# Affärsmöjligheter med frekvens- och spänningsreglering med nya produktionskällor

Elforsk rapport 13:45

### Förord

Syftet med Smart Grids programmet är att samordna elbranschens utvecklingsaktiviteter för framtida intelligenta elnät inom området Överföring & Distribution.

Som en följd av samhällets anpassning för att minska klimatpåverkan är intresset för att utveckla elsystemet i riktning mot nya produktions- och förbrukningsmönster stort. Smart Grids möter efterfrågan på framtidens elnät genom att göra det möjligt att mäta tillståndet i elnätet. Utav den erhållna informationen, ska det sedan gå att detaljstyra elflödet samt utbyta information med prisaktörer.

Nyttan av ett smart elnät är uppenbart och fördelar kan återfinnas hos alla aktörer.

- Kundnytta - Bättre tillförlitlighet, information av ev. elavbrott samt billigare elleveranser.
- Internnytta - Nätägare och elhandlare kan utföra många av sina funktioner (reparationer, underhåll, spänningsstyrning, identifiering av bortkopplade kunder och lägre kostnader för eventuella investeringar) betydligt mer effektivt.
- Samhällsnytta - På systemnivå märks skillnaden i en förändrad produktion och ett annorlunda konsumtionsmönster. Dessutom bidrar Smart Grids med en minskad miljöpåverkan och lägre överföringsförluster.

Smart Grids programmets programstyrelse består av följande ledamöter:

Peter Söderström, ordförande Vattenfall Eldistribution AB

Göran Ericsson, v.ordf Svenska Kraftnät

Christer Bergerland Fortum Distribution AB

David Westerlund Göteborg Energi AB

Rolf Gustafsson Mälarenergi AB

Susann Persson Jämtkraft AB

Mikael Arvidsson HEM Nät AB

Anders Johansson SABO AB

Claudio Marchetti ABB AB

Ingvar Hagman Ericsson AB

Anders Trana Telia Sonera AB

Anders Bülund Trafikverket

Hannes Schmied NCC AB

Jan Hintze Siemens AB

Lawrence Jones Alstom AB

Matz Tapper (adjungerad) Svensk Energi

Monika Adsten (adjungerad) Elforsk AB

Susanne Olausson, sekreterare Elforsk AB

## ELFORSK

---

Följande bolag har deltagit som finansiärer av projektet. Elforsk framför ett stort tack till samtliga företag för värdefulla insatser.

Svenska Kraftnät	Sandviken Energi Elnät AB
Vattenfall Eldistribution AB	Trollhättan Energi Elnät AB
Göteborg Energi AB	Fortum Distribution AB
Skellefteå Kraft AB	Borås Elnät AB
Mälarenergi Elnät AB	Landskrona Stad
Jämtkraft AB	Ericsson AB
Umeå Energi Elnät AB	SABO
Öresundskraft AB	Combitech AB
Jönköping Energi Nät AB	NCC Construction Sverige AB
Gävle Energi AB	ABB AB
Eskilstuna Energi & Miljö AB	TeliaSonera AB
Sundsvall Elnät AB	Trafikverket
Härjeåns Nät AB	Basprojektet
Halmstad Energi & Miljö Nät AB	Siemens AB
Falu Elnät AB	Elverket Vallentuna
AB Borlänge Energi	Alstom AB

Stockholm i mars 2013

Susanne Olausson

Elforsk AB

Programområde Överföring och Distribution

### Sammanfattning

Syftet med denna studie är att utifrån kraftverkssägarens perspektiv kalkylera de förväntade kostnaderna och intäkterna för att tillhandahålla kontinuerlig frekvens- och spänningsreglering från nya produktionskällor såsom vind-, sol- och vågkraft.

Kostnaderna för frekvensreglering från nya produktionskällor med hjälp av antingen produktionsbegränsning eller med hjälp av energilagring har analyserats.

Kostnaderna för att tillhandahålla reaktiv effektreserv för spänningsreglering från de nya produktionskällornas omriktare har analyserats och jämförts med kostnader för installation av SVC eller STATCOM.

Av analysen av frekvensregleringskrav som uppgår till 5 % av märkeffekten för nya produktionskällor med 35 % kapacitetsfaktor framgår att

- Intäkten för nya produktionskällor med produktionsbegränsning sjunker i de testade fallen med 14 % både med 2009 års elpriser och med 2010 års elpriser, jämfört med fallet utan frekvensreglering. Om kapacitetsfaktorn ändras till 25 % respektive 45 % sjunker intäkten med 20 % respektive 11 %.
- Intäkten för nya produktionskällor med frekvensreglering med energilagring och 70 % verkningsgrad sjunker med 2009 års elpriser med 2 % till 7 % (250 000 SEK respektive 1 miljon SEK i investeringskostnad) jämfört med fallet utan frekvensreglering. Även med 2010 års elpriser sjunker intäkten med 2 % till 7 %.
- Värdet av frekvensregleringen har uppskattats motsvara mellan 0,3 % och 1,0 % av de förväntade inkomsterna 2009. År 2010 uppskattas värdet av frekvensreglering, enligt ENTSO-E:s frekvensregleringsprofil, motsvara mellan 0,4 % och 1,3 % av de förväntade inkomsterna för en ny produktionskälla år 2010 vilket är lägre än kostnaderna för både frekvensreglering med produktionsbegränsning och med energilager. Detta indikerar att frekvensregleringskraven med 2009 och 2010 års priser skulle medföra ökade kostnader för att utföra frekvensregleringen.
- Nya produktionskällor utan lagringskapacitet av primärenergi är ur ett kostnads- och nyttoperspektiv dåligt lämpade för primär (och sekundär) frekvensreglering och det rekommenderas att inte ställa krav på kontinuerlig frekvensreglering av nya produktionskällor utan istället lösa primär frekvensreglering med en marknadslösning där en större reglerkraftsstorlek köps in vid behov och där frekvensregleringen kan ske som mest kostnadseffektivt.
- Energilager kan vara en lösning som kan komma att bli kostnadseffektiv för kontinuerlig frekvensreglering, men det finns inget som säger att energilagret måste vara bundet till den nya produktionskällan ur ett systemperspektiv.

- Ett krav på att frekvensregleringen måste ske vid den nya produktionskällan skulle kunna begränsa möjligheter till bättre lösningar för elsystemet som helhet.
- Nya produktionskällor utan lagringskapacitet har en kostnadsnackdel gentemot vattenkraften vid budgivning på primär- och sekundär reglerkraft så länge som vattenkraftens reglerkapacitet inte är fullt utnyttjad, så länge som vattenkraften inte behöver spilla vatten för att kunna tillhandahålla reglerutrymme eller så länge ingen transmissionsbegränsning finns som begränsar reglerkraftsöverföring från vattenkraften mellan olika elområden.
- I ett elsystem och med en hög andel nya produktionskällor kan det bli nödvändigt, i vissa driftsituationer med hög produktion från nya produktionskällor och med låg elkonsument, att frekvensreglera med nya produktionskällor och kravet på att ha kapacitet att frekvensreglera är därmed motiverat även om kapaciteten under få tillfällen förväntas vara kostnadseffektiv att utnyttja.

Av analysen av ökade krav på reaktiv kapacitet för nya produktionskällor med 35 % kapacitetsfaktor framgår att

- Intäkten för nya produktionskällor sjunker i de analyserade fallen med 0,6 % och 0,6 % med 2009 respektive 2010 års elpriser då reaktiv effektkapacitet ökas från 30 % till 50 % av märkeffekten.
- Intäkten för nya produktionskällor sjunker i de analyserade fallen med 1,8 % och 1,7 % med 2009 respektive 2010 års elpriser då reaktiv effektkapacitet ökas från 30 % till 65 % av märkeffekten
- Eftersom nya produktionskällor har goda förutsättningar att tillhandahålla och reglera reaktiv effekt till en kostnad som är jämförbar med till exempel SVC och STATCOM så är det rimligt att ställa samma krav på nya produktionskällors kapacitet av reaktiv effekt som för konventionella kraftverk med synkrongeneratorer.
- Eftersom reaktiv effekt är en lokal vara och att många små lokala marknader med reaktiv effekt kan bli svårhanterliga och kostsamma förefaller det mer kostnadseffektivt att ställa nätanslutningskrav på reaktiv effektkapacitet istället för att införa en marknadslösning med lokal handel med reaktiv effekt. Värdet av att uppdimensionera omriktare bedöms vara större längre ut i distributionsnät där framförallt problem med för hög spänning kan uppkomma vid hög produktion från de nya produktionskällorna. För större parker anslutna till subtransmissions- eller transmissionsnät med stora anslutningsnät kan det vara nödvändigt att ansluta SVC eller STATCOM vid eller i närheten av anslutningspunkten för produktionskällan och värdet av att uppdimensionera omriktare blir därmed mindre då den reaktiva effektregeringen primärt sker vid anslutningspunkten.

## Summary

The purpose of this study is to, from the owner of the generation source perspective, calculate the expected costs and benefits of providing frequency and voltage control of new generation sources such as wind, solar and wave power.

The costs of providing frequency control of new generation sources with production limitations and frequency control with energy storage have been analyzed.

The costs of providing reactive power reserves for voltage control from the new generation sources inverters have been analyzed and compared with the cost of installation of SVC or STATCOM.

The analysis of frequency control requirements with 5% limitation of rated output for new generation sources with 35% capacity factor shows that

- The revenue of new generation sources with output restriction decreases in the tested cases by 14% both in 2009 spot prices and in 2010 spot prices, compared to the case without frequency control. If the capacity factor is changed to 25% respectively 45%, the revenue decreases with 20% respectively 11%.
- The revenue of new generation sources, with 35% capacity factor, with frequency control with energy storage and 70% efficiency decreases by 2% to 7% (250 000 SEK to 1 million SEK investment costs) with 2009 spot prices compared to the case without frequency control. Also with the spot prices of 2010 is the revenue decreased with 2% to 7%.
- The value of the frequency control has been estimated to be between 0.3% and 1.0% of the expected revenues in 2009 and between 0.4% and 1.3% in 2010, which is lower than the cost of both frequency control with production limitation and energy storage. This indicates that frequency requirements on new production sources with 2009 and 2010 years spot and regulation prices would implicate increased costs for the frequency control.
- The new generation sources without storage capacity of primary energy, from a cost-benefit approach, are poorly suited for frequency control and it is recommended not to implement frequency control requirements for new generation sources and instead solve the frequency control with a market solution where the primary reserve can be bought from the power plants that can provide cost effective frequency control.
- Energy storage can be a solution that can be cost effective, but the energy storage do not have to be bound to the new generation source from a system perspective and a frequency control requirement for the new generation source could limit opportunities to install the energy storage at a place that is better for the power system.
- New generation sources, without energy storage capacity, has a cost disadvantage compared to hydropower in bidding on primary and secondary frequency control markets as long as hydropower capacity for frequency control is not fully utilized, as long as hydropower not

need to spill water in order to provide capacity for frequency control or as long as no transmission limitations between power market areas is exceeded. If any of the limitations above exists, there may be an business opportunity for new generation sources to bid on the primary and secondary frequency control markets.

- In a power system with a high proportion of new generation sources it may be necessary, in certain operating situations with high production from the new generation sources and with low electricity consumption, to utilize frequency control of the new generation sources. Hence, the requirement to have the capacity of frequency control is justified even if the capacity is expected to be cost-effective to use only for a small amount of time.

From the analysis of the requirements for additional reactive capacity for new generation sources with 35% capacity factor shows that

- The revenue of new generation sources with a reactive power capacity increase from 30% to 50% of rated output, decreases in the analyzed cases by 0.6% and 0.6% in 2009 respectively 2010 spot prices.
- The revenue of new generation, with a reactive power capacity increase from 30% to 65% of rated output, decreases in the analyzed cases with 1.8% and 1.7% in 2009 respectively 2010 spot prices.
- Since the new generation sources are well adapted to provide and control reactive power at a cost that is comparable to, for example, SVC and STATCOM, it is reasonable to implement the same requirements of reactive power capacity on new generation sources as for conventional power plants with synchronous generators.
- Since reactive power is a local product and since many small local markets with reactive power can be costly, it may be more cost effective to have requirements of reactive power capacity in the grid connection requirements instead of introducing a market solution with local trade with reactive power.
- The value of increased reactive power capability of inverters is expected to be higher farther out in the distribution network where especially problems with high voltage can occur at high production from the new production sources. For larger production parks connected to a subtransmission grid or the transmission grid, it may be necessary to connect an SVC or STATCOM at or near the connection point to the connecting grid of the park. Hence, the value of increased reactive power capability of the inverter becomes smaller since the reactive power control in these cases primarily is needed at the connection point.

# Innehållsförteckning: *Affärsmöjligheter med frekvens- och spänningsreglering med nya produktionskällor*

<b>Förkortningar</b>	<b>1</b>
<b>1 Bakgrund</b>	<b>2</b>
1.1 Syfte .....	2
1.2 Innehåll .....	2
<b>2 Handel på elmarknaden</b>	<b>3</b>
2.1 Balansansvariga .....	4
2.2 Reglerkraftpris .....	4
2.3 Elhandel mellan länder .....	4
<b>3 Prissättning av aktiv effekt</b>	<b>5</b>
3.1 Elspotpris .....	5
3.1.1 Elproduktionsnivån .....	5
3.1.2 Transmissionsbegränsningars påverkan på spotpriset .....	7
3.1.3 Produktionskostnaden i omkringliggande elområden .....	7
3.1.4 De inkopplade kraftverkens produktionskostnaders påverkan på elpriset .....	7
3.1.5 Andelen nya produktionskällor och variationer i primärenergien ...	8
3.2 Pris för primär- och sekundärreglering .....	8
3.2.1 Primärregleringspris .....	8
3.2.2 Sekundärregleringspris .....	8
3.3 Pris för elcertifikat .....	9
3.3.1 Energi från förnyelsebara energikällor .....	9
3.3.2 Årets kvotplikt .....	9
3.3.3 Årets elkonsumtion .....	9
3.3.4 Förväntningar på framtida prisutveckling .....	10
3.4 Spot- och reglerprisernas års- och dygnsvariation .....	10
3.4.1 Elprisernas årsvariation .....	10
3.4.2 Elprisernas variation under dygnet .....	11
3.4.3 Sammanfattning av elprisernas års- och dygnsvariation .....	16
3.5 Värde av frekvensreglering med nya produktionskällor .....	17
<b>4 Affärsmöjligheter med frekvensreglering</b>	<b>18</b>
4.1 Reglering av aktiv effekt enligt frekvenskravprofil .....	18
4.2 Analys av kostnad för kontinuerlig frekvensreglering med produktionsbegränsning .....	19
4.2.1 Intäkt från levererad el utan produktionsbegränsning .....	19
4.2.2 Intäkt elcertifikat .....	20
4.2.3 Kostnad för olevererad el på grund av produktionsbegränsning ..	20
4.2.4 Kostnad för uteblivna elcertifikat på grund av produktionsbegränsning .....	21
4.2.5 Sammanfattning av uppskattade kostnader för frekvensreglering med produktionsbegränsning .....	21
4.3 Analys av kostnad för kontinuerlig frekvensreglering med energilager .....	22

4.3.1	Kostnader för energiförluster .....	22
4.3.2	Kostnader för uteblivna elcertifikat .....	23
4.3.3	Sammanfattning av uppskattade kostnader för frekvensreglering med energilagring .....	23
4.3.4	Annualiserade investeringskostnader.....	24
4.3.5	Underhållskostnader.....	24
4.3.6	Sammanlagda årliga kostnader för energilagring .....	25
4.4	Analys av värdet av kontinuerlig frekvensreglering med nya produktionskällor.....	25
4.4.1	Primärregleringens storlek.....	25
4.4.2	Totala kostnader för primärregleringen och uppskattat maximalt värde av primärreglering enligt frekvensprofil .....	26
4.4.1	Uppskattat värde av den automatiska uppreglning som sker enligt frekvenskravprofil .....	26
4.4.1	Uppskattat värde av den automatiska nedreglering som sker enligt frekvenskravprofil .....	27
4.4.1	Sammanfattning av uppskattat värde av frekvensregleringskrav .....	28
4.5	Faktorer som påverkar kostnader och värde för frekvensreglering.....	29
4.5.1	Skillnad mellan spotpris och reglerpriser.....	29
4.5.1	Produktionsvariationernas påverkan på värdet.....	29
4.5.2	Lastvariationernas påverkan på värdet .....	29
4.5.3	Frekvensregleringens varaktighet .....	30
4.6	Budgivning med primär- och sekundärreglering med nya produktionskällor.....	30
4.6.1	Vindkraftens kostnader för primärreglering jämfört med vattenkraften .....	30
4.6.2	Budgivning på primärreglering .....	31
4.6.3	Budgivning på sekundärreglering.....	31
4.7	Slutsatser affärsmöjligheter med frekvensreglering med nya produktionskällor.....	32
<b>5</b>	<b>Prissättning av reaktiv effekt</b> .....	<b>34</b>
5.1	Värdet av reaktiv effektkapacitet från nya produktionskällor .....	34
5.2	Dimensionering av reaktiv effektreserv.....	35
<b>6</b>	<b>Affärsmöjligheter med reaktiv effektregering</b> .....	<b>36</b>
6.1	Analysförutsättningar .....	36
6.1	Kostnader för reaktiv effektreserv .....	37
6.1.1	Uppdimensionering av omriktare vid ökat krav på reaktiv effektkapacitet vid nominell spänning och ström .....	37
6.1.2	Uppdimensionering av omriktare på grund av spänningsintervallskrav .....	38
6.1.3	Kostnad för uppdimensionering av omriktare.....	38
6.1.4	Kostnader för ökade överföringsförluster .....	39
6.1.5	Alternativkostnad för produktionsbegränsningar.....	39
6.2	Värde .....	40
6.3	Slutsatser affärsmöjligheter med spänningsreglering med nya produktionskällor .....	41
<b>7</b>	<b>Slutsatser</b> .....	<b>42</b>
	<b>Referenser</b> .....	<b>44</b>

## Förkortningar

FNR	Frequency Normal Reserve
FDR	Frequency Disturbance Reserve
SVC	Static Var Compensator
WACC	Weighted Average Cost of Capital

# 1 Bakgrund

En ökad andel nya produktionskällor i elsystemet ger upphov till ett större frekvensregleringsbehov eftersom primärenergien i vindhastigheten, solintensiteten eller vågrörelserna kontinuerligt varierar. Hårdare krav på nya produktionskällors frekvens- och spänningsregleringskapacitet kan innebära en ökad investeringskostnad för producenten samtidigt som den utökade kapaciteten skulle kunna användas till att generera en intäkt genom att sälja aktiv eller reaktiv reglerkraft. Krav på frekvensreglering har införts i några länder som har en hög andel vindkraft. I till exempel Spanien krävs frekvensreglering för all vindkraft [9]. Ett alternativ till att införa frekvensreglering som krav är att ha en marknadslösning där primärreglering kontinuerligt köps in genom budgivning.

För att beakta både kraftverksägarnas vinstintresse och systemnyttan med hårdare krav på kapacitet för reglering av aktiv och reaktiv effekt behövs en studie som analyserar hur kraven påverkar lönsamheten för de nya produktionskällorna och vilket värde kraven genererar för elsystemet.

Reglermöjligheter för nya produktionskällor har tidigare undersökts i [1].

## 1.1 Syfte

Syftet med denna rapport är att analysera den ekonomiska påverkan som nya krav på frekvens- och spänningsregleringskapacitet på nya produktionskällor kan ge upphov till.

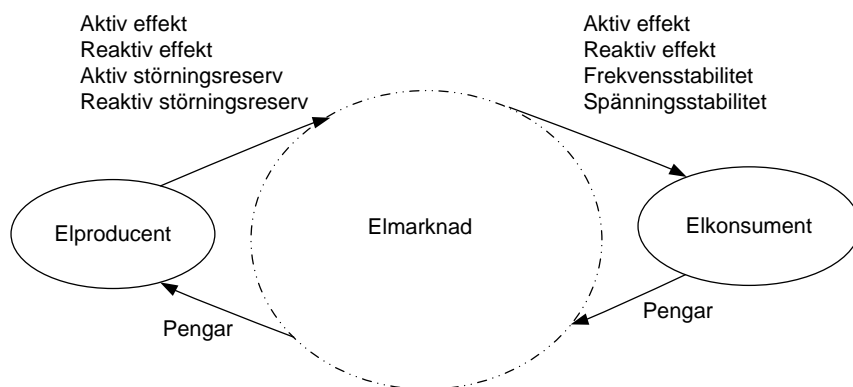
## 1.2 Innehåll

I arbetet diskuteras prissättning av aktiv effekt och prissättning av upp- och nedregleringskraft för frekvensreglering. Därefter kalkyleras kostnaderna för att tillhandahålla frekvensreglering från nya produktionskällor med hjälp av antingen produktionsbegränsning eller med hjälp av energilagring.

I arbetet diskuteras prissättning av reaktiv effekt. Därefter kalkyleras kostnaderna för att tillhandahålla reaktiv effektreserv för spänningsreglering från de nya produktionskällornas omriktare, som sedan jämförs med kostnader för installation av SVC eller STATCOM.

## 2 Handel på elmarknaden

På elmarknaden sker ett utbyte av elenergi från elproducenten till elkonsumenten som via en elmarknad betalar för den el som levereras. Den primära produkten som konsumeras av kunden är den aktiva effekten men för att den ska kunna levereras behövs reaktiv effekt och för att kunna bibehålla en god frekvens- och spänningskvalitet vid nätstörningar behövs aktiv och reaktiv störningsreserv.



**Figur 1: Värdekedja för elmarknaden**

Handeln med aktiv effekt sker antingen via Nord pool eller genom bilaterala avtal, som är ett kontrakt mellan två parter. Handeln med el på Nord Pool sker på följande två marknader

- Elspot
- Elbas

Elspot är marknaden för den el som ska levereras timme för timme från klockan 00:00 till klockan 24:00 under nästkommande dag. Handeln med köp och säljbud för nästkommande dag stänger klockan 12:00 varefter elspotpriset bestäms via ett datorbaserat system. Huvuddelen av den nordiska elhandeln sker på Elspot.

Elbas är en auktionsmarknad med handel som sker nära realtid för att kontinuerligt bestämma elpriset på den energi som ska levereras under en viss timme upp till en timme innan elenergin ska levereras. Elpriset bestäms genom att kontinuerligt matcha det högsta köpbudet med det lägsta säljbudet.

Handel med el sker även utanför Nord pool med bilaterala avtal som innebär handel mellan balansansvariga [10]. Bilaterala avtal får endast ske inom ett elområde. All handel mellan elområden i Sverige måste ske via Nord Pool.

Handel med andra länder sker antingen via Nord pool eller via en marknadskoppling till annan elbörs.

### 2.1 Balansansvariga

Enligt ellagen ska det finnas balansansvariga för varje elleverans som ansvarar för att planera och åstadkomma balans mellan levererad och konsumerad elenergi för varje enskild timme. Balans skapas genom att antingen planera sin produktion efter prognostiserad förbrukning eller genom handel.

När leveranstimmen börjar tar Svenska Kraftnät över ansvaret för energibalansen vilket de dels åstadkommer genom automatisk balansreglering (primärreglering) och dels genom att ta in anbud på upp- och nedreglering från de balansansvariga (sekundärreglering) om att inom en tid som understiger 15 minuter reglera upp eller ned den aktiva effekten [2].

### 2.2 Reglerkraftpris

Det reglerkraftpris som listas på Nord pool avser priset på reglerkraft i sekundärregleringen. Reglerkraft innebär att balanstjänsten på Svenska Kraftnät köper eller säljer elenergi för att skapa balans mellan producerad och konsumerad elenergi. I Sverige finns ett tvåprissystem för reglerkraften, dvs ett prissystem med olika priser för upp- och nedregleringskraft.

Reglerkraftpriser bestäms sedan den 1 november för varje enskilt elområde av marginalpriset för de regleringar som gjorts inom sammanhängande elområden. De sammanhängande elområdena utgörs av elområden där flödet av aktiv effekt inte begränsas av transmissionsbegränsningar mellan elområdena. Om transmissionsbegränsningar finns mellan två elområden, som begränsar handeln med reglerkraft, kan olika reglerkraftpriser uppstå i de båda elområdena.

### 2.3 Elhandel mellan länder

EU-kommissionen har som mål att harmonisera handeln med el inom den Europeiska marknaden. För att handel ska vara möjlig måste det finnas

- En marknadskoppling
- Transmissionskapacitet

En marknadskoppling innebär att det ska finnas en gemensam marknad för handel med elenergi mellan två elområden som gör handeln möjlig.

Transmissionskapaciteten mellan elområden begränsar den handel som är tekniskt möjlig. För att skapa en gemensam marknad i Europa pågår därför ett arbete med att förbättra transmissionskapaciteten mellan länderna.

## 3 Prissättning av aktiv effekt

Detta kapitel innehåller en introduktion till prissättning av aktiv effekt och en analys av elprisernas dygns- och årsvariationer. Utöver det spotpris som nya produktionskällor erhåller för den levererade energin kan förnyelsebara energikällor som tagits i drift efter år 2003 erhålla elcertifikat som ger en extra intäkt för producenten.

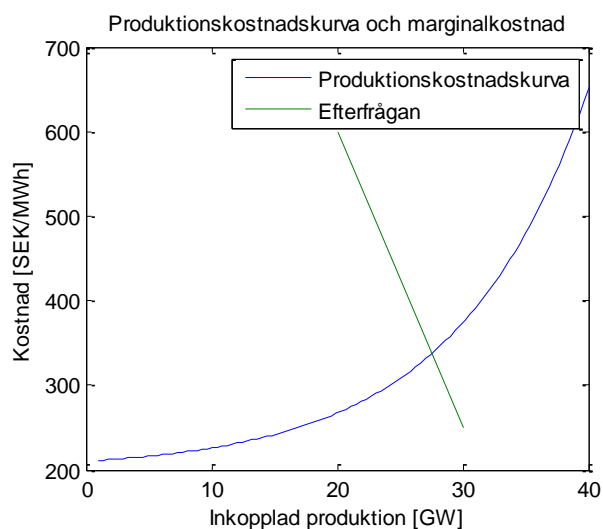
### 3.1 Elspotpris

Spotpriset på el bestäms till stor del av marginalkostnaden för den dyraste inkopplade energikällan men eftersom det är köp- och säljbud som matchas kan det även finnas en vinstmarginal i de bud som läggs. Marginalkostnaden är den produktionskostnad som den dyraste inkopplade produktionskällan har och påverkas bland annat av

- Elproduktionsnivån
- Transmissionsbegränsningar
- Produktionskostnaden i omkringliggande elområden
- Inkopplade kraftverk inom elområdet och deras produktionskostnader
- Andelen nya produktionskällor och variationer i primärenergien

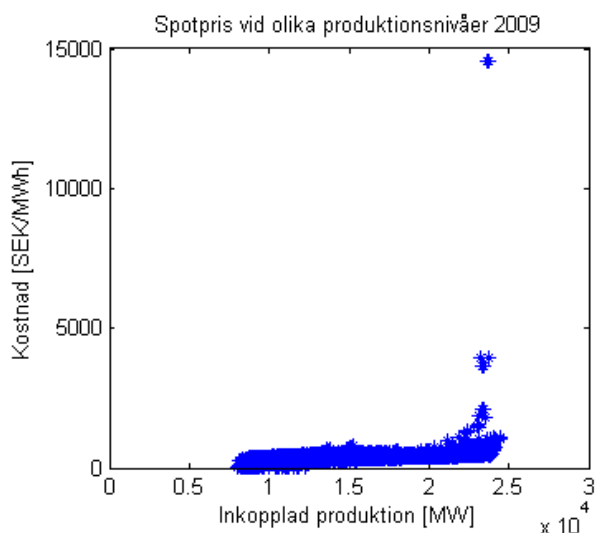
#### 3.1.1 Elproduktionsnivån

Ett teoretiskt exempel för hur elpriset kan variera med den aktuella produktionen visas i Figur 2. Eftersom produktion med lägre produktionskostnader kopplas in före produktion med högre produktionskostnader så ökar marginalkostnaden med mängden inkopplad produktion. Produktionsnivån bestäms av elkonsumtionen och den aktuella importen och exporten av el.

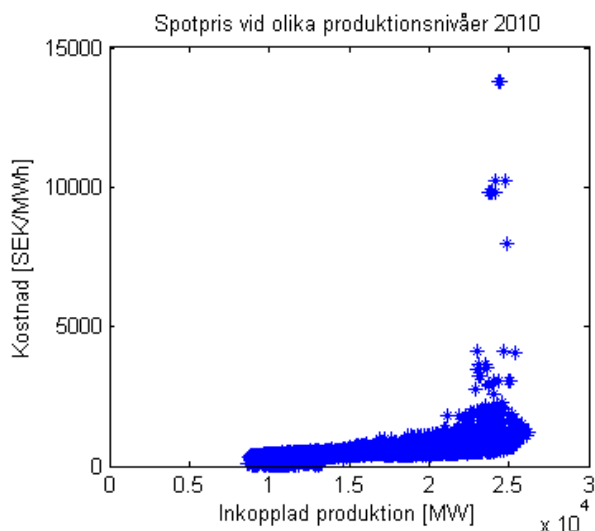


**Figur 2: Elprisets variation med mängden inkopplad produktion**

Figur 3 och Figur 4 visar hur spotpriset varierar med den aktuella produktionen år 2009 respektive år 2010. Figuren visar att spotpriserna ökar med produktionen och att spotpriset kan uppnå höga nivåer vid risk för att produktionen inte räcker till för att få balans med konsumtionen. Detta inträffar normalt vid hög konsumtion men kan även uppstå på grund av att den tillgängliga produktionskapaciteten är tillfälligt nedsatt.



**Figur 3: Spotpriset på el som funktion av produktionsnivån år 2009**



**Figur 4: Spotpriset på el som funktion av produktionsnivån år 2010**

### 3.1.2 Transmissionsbegränsningars påverkan på spotpriset

Transmissionsbegränsningar kan utgöra ett hinder för elhandel. Om det finns en marknadskoppling mellan två elområden kommer flödet av el att gå från det område som har ett lägre elspotpris till det elområde som har ett högre elspotpris vilket utjämnar elpriset i de två områdena. Om den handel som behövs för att utjämna prisskillnader mellan två elområden överstiger transmissionsbegränsningen, dvs den handelsvolym som är praktiskt möjlig, kommer en prisskillnad i spotpriset att uppstå mellan de två elområdena.

### 3.1.3 Produktionskostnaden i omkringliggande elområden

Om det finns transmissionskapacitet till ett närliggande område med ett högre elspotpris kommer el att exporteras från det elområde som har en lägre marginalkostnad till det elområde som har en högre marginalkostnad. Detta leder till att produktionen i det elområde som har lägre marginalkostnad ökar och att produktionen i det elområde med högre marginalkostnad minskar antingen tills transmissionskapaciteten begränsar elhandeln eller till att marginalkostnaden i de två elområdena befinner sig på samma nivå. Detta leder till en sänkning av elpriset i det område som hade högre produktionsmarginalkostnad och en ökning av elpriset i det elområde som hade en lägre produktionsmarginalkostnad.

### 3.1.4 De inkopplade kraftverkens produktionskostnaders påverkan på elpriset

Om ett kraftverk som har lägre produktionskostnader än marginalkostnaden tas ur drift förflyttas den del av produktionskostnadskurvan som ligger till höger om kraftverkets produktionskostnader åt vänster vilket leder till ett

högre elpris, se Figur 2. Ett vanligt fall när detta sker är när kärnkraftverk, med låga produktionskostnader, tas ur drift vid den årliga avställningen vilket leder till att elpriserna för en viss produktionsnivå höjs.

### 3.1.5 Andelen nya produktionskällor och variationer i primärenergien

Eftersom produktionskapaciteten från nya produktionskällor varierar med variationerna i primärenergien så varierar även den totala produktionskapaciteten med variationerna i primärenergien. När det blåser mindre kan de därför leda till att dyrare produktionskällor måste kopplas in vid en viss produktionsnivå och att spotpriset därmed kan börja variera med förändringar i primärenergien.

## 3.2 Pris för primär- och sekundärreglering

En timme innan elen ska levereras tar Svenska Kraftnät över ansvaret för energibalansen på elnätet vilket de åstadkommer med en automatisk primärreglering och en sekundärreglering som upphandlas för varje enskild timme samt med en effektreserv som upphandlas på en längre tid.

### 3.2.1 Primärregleringspris

Upphandling av primärreglering [3], dvs frekvensstyrd normaldriftsreserv FNR och frekvensstyrd störningsreserv FDR, sker genom budgivning från balansansvariga för nästkommande dag (D-1 bud) och för dagen efter nästkommande dag (D-2 bud). Buden avropas i stigande prisordning. Utöver budpriset erhålls dels en ersättning som motsvarar vad reglerkraften kostat om den avropats som reglerkraft i sekundärregleringen, se 3.1.2, och dels en ersättning för den obalans som automatisk reglerkraft förorsakar i produktionsbalanskraften.

### 3.2.2 Sekundärregleringspris

Upphandling av sekundärreglering [4] sker genom kontinuerlig handel med avropad reglerkraft, dvs handel med de balansansvariga om att ha produktion redo som inom 15 minuter efter avrop ska kunna vara fullt aktiverad. Vid budgivning kan budgivaren ange en kortare tid än 15 minuter från avrop till full aktivering. Bud lämnas löpande för de närmaste 24 timmarna och kan ändras upp till 45 minuter innan leveranstimmens start. Priset för reglerkraften bestäms av det dyrast avropade uppregeringsbudet och det billigaste avropade nedregleringsbudet vilket fastställer upp- och nedregleringspriset för varje enskild timme.

- Uppregleringspriset används för att köpa en produktionsökning från de balansansvariga. Uppregleringspriset är normalt högre än spotpriset för att kompensera för de merkostnader som en produktionskälla får för att öka sin produktion. Merkostnaderna kan t.ex. uppstå på grund av att kraftverket behöver arbeta på en sämre verkningsgrad, på grund av upp- och nedregleringstider eller ökat slitage.

- Nedregleringspriset används för att betala produktionskällor för att begränsa sin produktion. Detta görs genom att sälja tillbaks produktion till de balansansvariga till ett lägre pris än spotpriset. Prisdifferensen mellan spotpriset och nedregleringspriset ska kompensera för den alternativkostnad som en produktionskälla får för att inte leverera sin el vid avropstillfället. Om energikällan har lagringsmöjlighet går elen att leverera vid ett senare tillfälle med en viss effektförlust som beror på verkningsgraden för energilagret.

### 3.3 Pris för elcertifikat

För varje producerad MWh från en förnybar energikälla, som tagits i drift efter elcertifikatsystemets införande år 2003, tilldelas producenten ett elcertifikat som går att sälja till kvotpliktiga elinköpare (elleverantörer, stora elanvändare med årsförbrukning över 60 MWh samt elintensiva industrier). Medelpriset per år för elcertifikat har sjunkit varje år sedan år 2008 då det låg på över 320 SEK per elcertifikat till att ligga strax under 170 SEK för år 2012. Priset på elcertifikat bestäms bland annat av

- tillgången till energi från förnyelsebara energikällor
- årets kvotplikt
- årets elkonsumtion
- förväntningar på framtida prisutveckling

#### 3.3.1 Energi från förnyelsebara energikällor

Desto mer energi som nya produktionskällor genererar på ett år desto högre blir tillgången på elcertifikat. I takt med att andelen förnyelsebara energikällor ökar så får det därmed en prissänkande påverkan på elcertifikaten.

#### 3.3.2 Årets kvotplikt

De kvotpliktiga måste ha en viss andel elcertifikat i förhållande till den el som de köper in vilket påverkar priser för elcertifikaten. Högre kvotplikt leder till ett högre pris eftersom det ökar efterfrågan på elcertifikaten. Kvotplikten på elcertifikat varierar från år till år enligt en förbestämd kurva där kvoten var 7,4 % vid elcertifikatsystemets införande år 2003 och når sitt max år 2020 med en kvot på 19,1 % varefter elcertifikatsystemet gradvis fasas ut med en nedtrappning av kvotplikt fram till och med år 2035 [13].

#### 3.3.3 Årets elkonsumtion

Desto högre elkonsumtion på ett år desto högre blir priset på elcertifikaten eftersom fler elcertifikat behövs för att uppfylla kvotplikten och därigenom ökar efterfrågan. Elkonsumtionen har generellt en stigande trend vilket ger en prishöjande påverkan på elcertifikaten.

### 3.3.4 Förväntningar på framtida prisutveckling

Förväntningar på framtida prisutveckling påverkar priset. Om många säljare av elcertifikat förväntar sig högre priser kan de börja begära högre priser eller vänta med att sälja och på så sätt minska tillgången på elcertifikat vilket ger en prishöjande påverkan. På motsvarande sätt kan köparnas förväntningar på framtida prisutveckling påverka efterfrågan på elcertifikaten.

## 3.4 Spot- och reglerprisernas års- och dygnsvariation

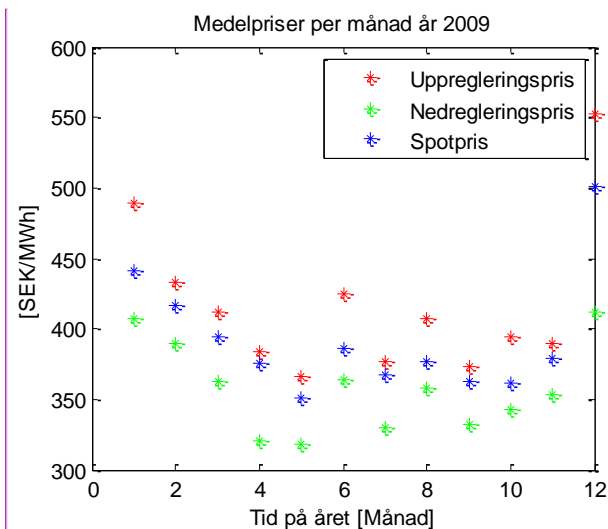
På grund av elkonsumentens års- och dygnsvariation samvarierar även elpriserna med

- Tid på året
- Tid på dygnet

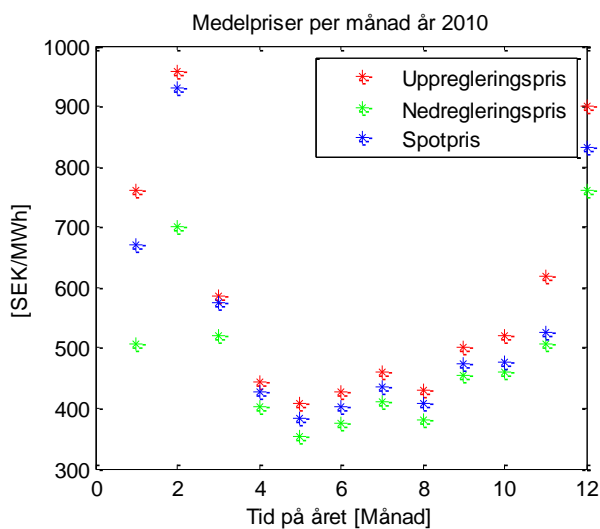
### 3.4.1 Elprisernas årsvariation

Figur 5 och Figur 6 visar medelpriser per månad 2009 respektive år 2010. Av figurerna framgår att medelvärdet av spotpriserna var högre under vintermånaderna jämfört med resten av året.

Medelvärdet av uppregleringspriset år 2009 var som högst under december då Svenska Kraftnät aviserade en ansträngd effektbalans mellan den 18-19 december samt den 22 december vilket ledde till höga uppreglerings- och spotpriser. Även medelvärdet för nedregleringspriset var högre under december. Uppregleringspriset visar i juni månad något högre värden än under föregående och efterkommande månader. Medelvärdet av spotpriserna under 2010 var generellt högre än under 2009 med högre priser under vintermånaderna jämfört med resten av året. I februari 2010 uppstod ett högt uppregleringspris och spotpris på grund av låga temperaturer som gav upphov till en hög elkonsument.



Figur 5: Medelpriser per månad år 2009



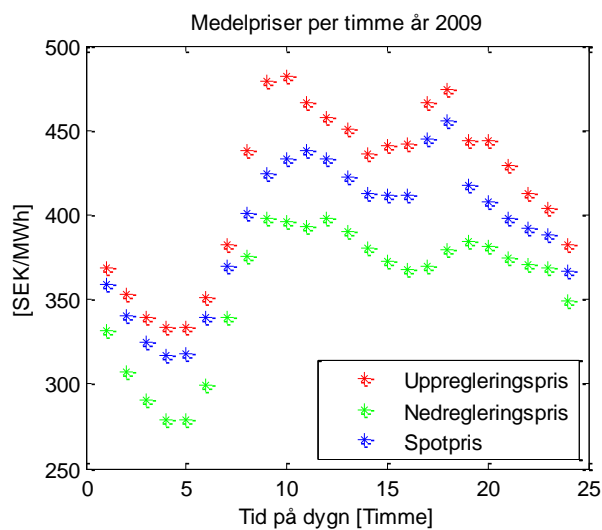
Figur 6: Medelpriser per månad år 2010

### 3.4.2 Elprisernas variation under dygnet

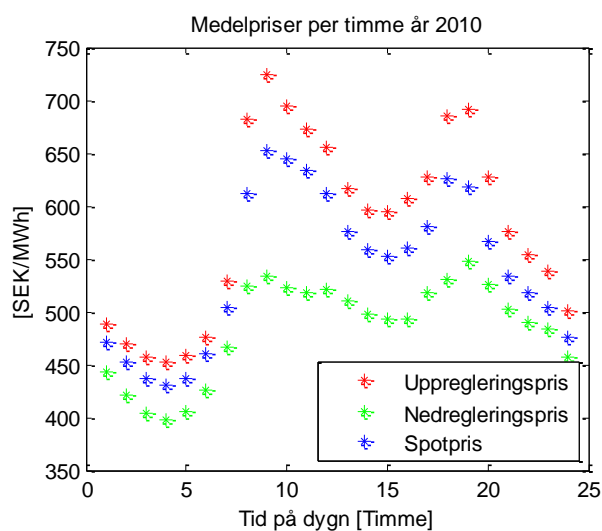
Figur 7 och Figur 8 visar medelpriser per timme under 2009 respektive 2010. Medeldifferensen mellan uppregleringspriset och spotpriset är relativt konstant från klockan 23:00 till 06:00. Medeldifferensen blir som störst omkring klockan 08:00 till klockan 10:00 samt på kvällen mellan klockan 19:00 och klockan 20:00. Medeldifferensen mellan spotpriset och

Kommentar [M1]:

nedregleringspriset är även de som störst på morgonen mellan klockan 08:00 och 11:00, samt på eftermiddagen mellan klockan 17:00 och klockan 19:00.

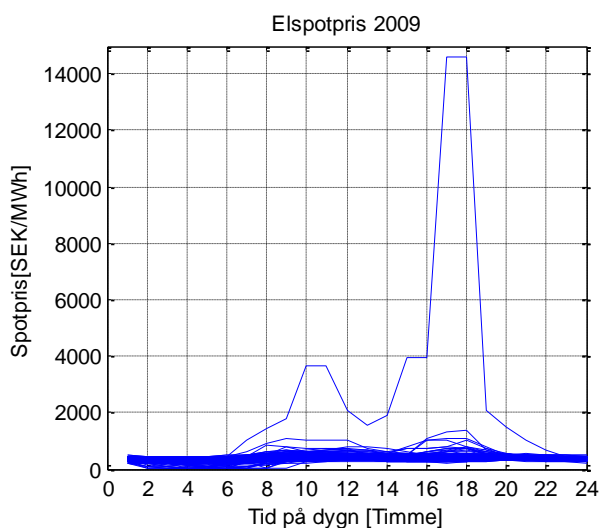


Figur 7: Medelpriser per timme år 2009

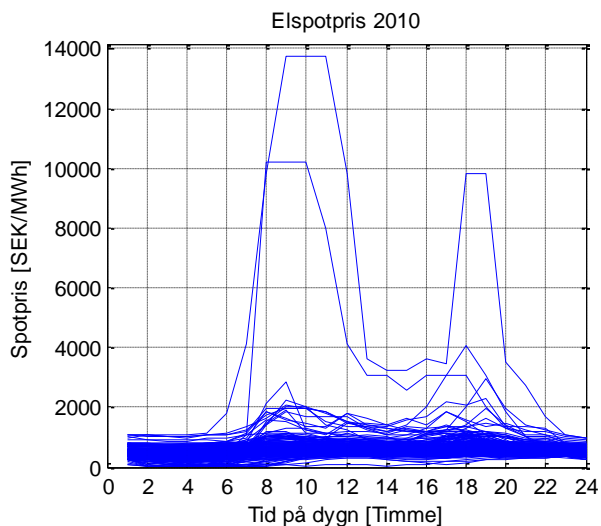


Figur 8: Medelpriser per timme år 2010

Figur 9 och Figur 10 visar elspotpris per timme under 2009 respektive 2010. Under ett fåtal dagar per år uppstår elspotpriser som kan vara över 10 gånger så höga som normalt vilket ofta beror på att risken för brist på produktion blir stor vilket brukar inträffa under vintermånader då elkonsumtionen är som störst. Elspotprisernas maxvärden inträffade på morgonen mellan klockan 08:00 och 12:00 samt på eftermiddagen mellan klockan 16:00 och 20:00. Inga maxvärden inträffade under natten mellan klockan 22:00 och 06:00.

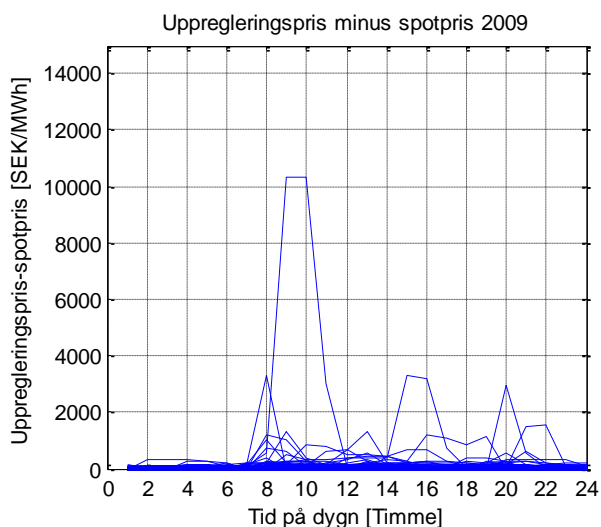


**Figur 9: Elspotpris år 2009**

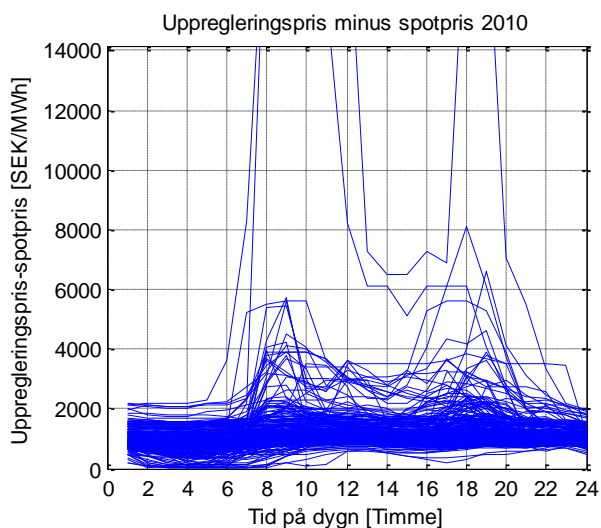


**Figur 10: Elspotpris år 2010**

Figur 11 och Figur 12 visar uppregeringspris minus spotpris för 2009 respektive 2010 på timbasis, dvs den vinst som finns att göra under en viss timme med att sälja den aktiva effekten till uppregeringspris istället för till spotpris. Figuren visar att de högre maxvärdena inträffade mellan klockan 07:00 och klockan 23:00, inget av de högre maxvärdena inträffade under natten mellan klockan 23:00 och 06:00.

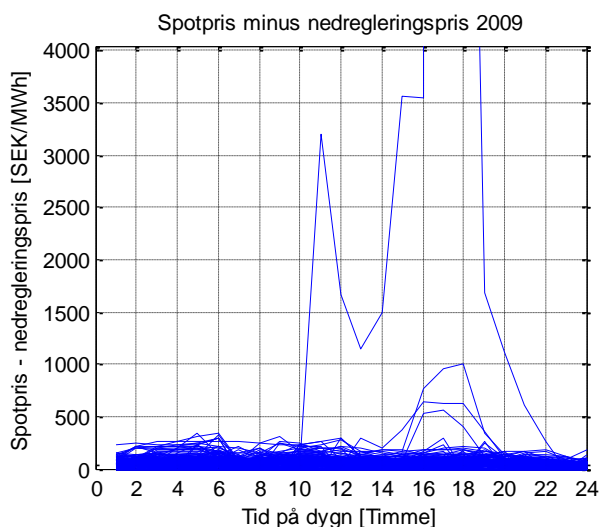


**Figur 11: Uppregeringspris minus spotpris år 2009**

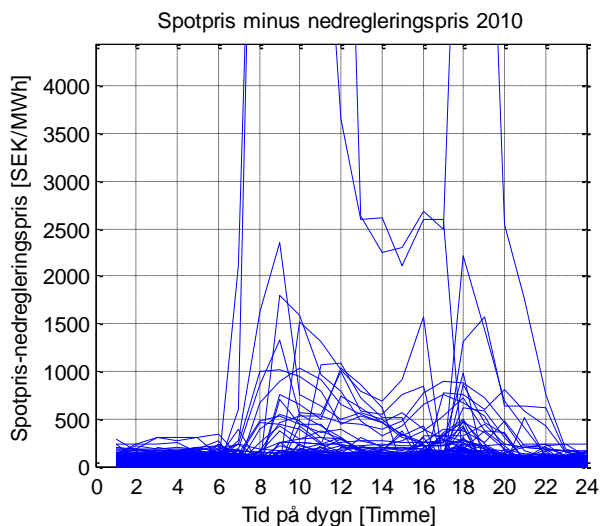


**Figur 12: Uppregeringspris minus spotpris år 2010.**

Figur 13 och Figur 14 visar spotpris minus nedregleringspris för 2009 respektive 2010 på timbasis, dvs den intäkt som erhålls för en viss timme då el köps tillbaka från balanstjänsten till ett lägre pris än spotpriset. Figurerna visar att de högre maxvärdena inträffade mellan klockan 06:00 och klockan 22:00, inget av de högre maxvärdena inträffade under natten mellan klockan 22:00 och 06:00.



**Figur 13: Spotpris minus nedregleringspris år 2009**



**Figur 14: Spotpris minus nedregleringspris år 2010.**

### 3.4.3 Sammanfattning av elprisernas års- och dygnsvariation

Av elprisernas års- och dygnsvariation för åren 2009 och 2010 framgår att

- Elspotpriserna hade högre medelvärden under månaderna december till och med februari då elkonsumtionen normalt är högre.
- Elspotprisernas maxvärden inträffade under december och januari månad.
- Elspotpriserna hade högre medelvärden runt klockan 9-10 på morgon och klockan 18-19 på kvällen.
- Elspotprisernas maxvärden inträffade på morgonen mellan klockan 08:00 och 12:00 samt på eftermiddagen klockan 16:00 till 20:00. Inga maxvärden inträffade under natten mellan klockan 22:00 och 06:00.
- Differensen mellan uppregleringspris och spotpris hade högre maxvärden mellan klockan 07:00 och klockan 23:00, inget av de högre maxvärdena inträffade under natten mellan klockan 23:00 och 06:00.
- Differensen mellan spotpris och nedregleringspris hade högre maxvärden mellan klockan 06:00 och klockan 22:00, inget av de högre maxvärdena inträffade under natten mellan klockan 22:00 och 06:00.

### 3.5 Värde av frekvensreglering med nya produktionskällor

En stabil frekvens på elnätet nära den nominella frekvensen 50 Hz är nödvändigt för korrekt funktion för kraftverket och anslutna objekt. Frekvensstabiliteten måste därför uppfylla en viss acceptansnivå vilket kan uppnås på flera olika sätt. Värde av frekvensreglering med nya produktionskällor bör därför sättas i relation till de alternativa kostnaderna för att uppnå samma frekvensstabilitet med frekvensreglering av annan produktion eller last.

Frekvensreglering kan göras genom att antingen reglera produktion eller konsumtion. Olika typer av produktionskällor och laster har olika lämplighet för frekvensreglering och olika associerade kostnader för frekvensreglering. Traditionellt har frekvensreglering i det nordiska elsystemet skett med vattenkraft eftersom vattenkraften har goda förutsättningar för att utföra frekvensreglering kostnadseffektivt vilket bland annat beror på att vattenkraftverken har lagringsmöjlighet av primärenergien och på att vattenmängden på en årlig basis är begränsad vilket gör att vattenkraftverken i många fall kan generera en större intäkt genom budgivning på upp- och nedreglering jämfört med att endast sälja el till spotpris.

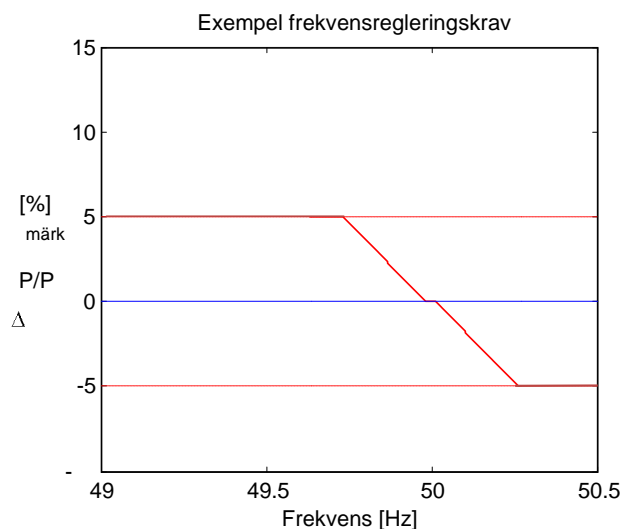
Eftersom nya produktionskällors produktionskapacitet varierar med tillgången till primärenergi så kan de nya produktionskällorna i sig öka behovet av frekvensreglering på elnätet om de inte är frekvensreglerande. Behovet av reglerkraft är därför beroende av andelen nya produktionskällor och deras aktuella produktion samt hur väl denna produktion går att prognostisera. I takt med att andelen nya produktionskällor i elsystemet växer så ökar även behovet av frekvensreglering och därmed ökar även kostnaderna för att utföra frekvensregleringen.

## 4 Affärsmöjligheter med frekvensreglering

I detta avsnitt analyseras hur krav på frekvensreglering kan komma att påverka lönsamheten för nya produktionskällor.

### 4.1 Reglering av aktiv effekt enligt frekvenskravprofil

I ENTSO-E:s pågående arbete [5] om harmoniserade nätanslutningskrav i Europa finns ett förslag på att alla generatorer ska ha kapacitet att frekvensreglera enligt en viss frekvensprofil som bestäms för ett gemensamt elområde, som till exempel det nordiska elnätet. Ett exempel på hur en sådan profil skulle kunna se ut visas i Figur 15. Enligt frekvensprofilen finns ett dödband runt den nominella frekvensen 50 Hz där ingen frekvensreglering behöver ske. Utanför dödbandet ändras effektutmatningen proportionellt negativt mot frekvensförändringen upp till en stationär nivå som infaller vid större frekvensförändringar. I Figur 15 har den stationära nivån antagits vara 5 % av märkeffekten vilket ligger inom intervallet 1,5 % till 10 % som anges i ENTSO-E:s utkast [5]. Dödband, droop (förändring av utmatad effekt vid viss förändring i frekvens) och maximal stationär nivå bestäms gemensamt av TSO:erna inom elområdet men måste ligga inom de intervall som anges i [5].



**Figur 15: Exempel på frekvensregleringskrav, det föreslagna kravet i ENTSO-E innebär endast krav på att ha möjlighet att frekvensreglera enligt kravet och är inte ett direkt krav på att utföra frekvensregleringen.**

## 4.2 Analys av kostnad för kontinuerlig frekvensreglering med produktionsbegränsning

Kostnaden för uteblivna intäkter med frekvensreglering med produktionsbegränsning kan beräknas som kostnaden för den stationära begränsning som behövs enligt frekvensregleringskravet minus intäkter för uppreglering plus kostnader för nedreglering. Eftersom frekvensavvikelsen under normal drift är relativt symmetrisk runt 50 Hz blir nettoresultatet av intäkter för uppreglering och kostnader för nedreglering av samma storleksordning vilket gör att de kan försummas i kostnadsuppskattningen. Kostnaden för frekvensreglering kan därför uppskattas som produktionsbegränsning per timme multiplicerat med spotpris per timme med det förenklade antagandet att hela produktionsbegränsningen är möjlig under hela året.

Vinst utan begränsning kan beräknas genom att anta en kapacitetsfaktor som anger en genomsnittlig kapacitet för produktionskällan som andel av dess märkeffekt. Kapacitetsfaktorn för ett vindkraftverk varierar med tid på året eftersom det normalt är högre medelvindhastigheter under vintermånader jämfört med sommarmånader. I analysen har en kapacitetsfaktor på 35 % antagits som ett normalvärde för nya produktionskällor, där värdet valts främst med avseende på vindkraft, men även intäktsbortfall för 25 % och 45 % kapacitetsfaktor har undersökts. Vågkraftverk har ofta högre kapacitetsfaktor än vindkraftverk och solkraftverk har normalt en lägre kapacitetsfaktor än vindkraftverk.

### 4.2.1 Intäkt från levererad el utan produktionsbegränsning

Medelspotpriset var ca 393 SEK/MWh år 2009 och ca 543 SEK/MWh år 2010.

Intäkten år 2009 för levererad energi per MW märkeffekt med en kapacitetsfaktor på 35 % blir cirka 1 205 000 SEK. Med 25 % respektive 45 % kapacitetsfaktor blir intäkten 861 000 ca SEK respektive 1 549 000 SEK.

$$I_{\text{Maximering } 2009} = \text{Spotpris } el_{2009} \cdot \text{Kapacitetsfaktor} \cdot \text{Märkeffekt} \cdot \text{Timmar per år} = \\ = 393 \cdot 0,35 \cdot 1 \cdot 8766 \approx 1\,205\,000 \text{ SEK}$$

Intäkten år 2010 för levererad energi per MW märkeffekt med en kapacitetsfaktor på 35 % blir cirka 1 665 000 SEK. Med 25 % respektive 45 % kapacitetsfaktor blir intäkten ca 1 189 000 SEK respektive 2 140 000 SEK.

$$I_{\text{Maximering } 2010} = \text{Spotpris } el_{2010} \cdot \text{Kapacitetsfaktor} \cdot \text{Märkeffekt} \cdot \text{Timmar per år} = \\ = 543 \cdot 0,35 \cdot 1 \cdot 8766 \approx 1\,665\,000 \text{ SEK}$$

#### 4.2.2 Intäkt elcertifikat

Medelpriset för elcertifikat var ca 317 SEK/MWh år 2009 och ca 255 SEK/MWh år 2010 baserat på månadsvis genomsnittliga listade spotpriser.

Intäkt år 2009 för elcertifikat per MW märkeffekt med en kapacitetsfaktor på 35 % uppskattas till 973 000 SEK. Med 25 % respektive 45 % kapacitetsfaktor blir intäkten ca 695 000 SEK respektive 1 250 000 SEK.

$$I_{Elcert \max 2009} = Spotpris_{elcertifikat \ 2009} \cdot Kapacitetsfaktor \cdot Märkeffekt \cdot Timmar \ per \ år = \\ = 317 \cdot 0,35 \cdot 1 \cdot 8766 \approx 973 \ 000 \ SEK$$

Intäkt år 2010 för elcertifikat per MW märkeffekt med en kapacitetsfaktor på 35 % uppskattas till 782 000 SEK. Med 25 % respektive 45 % kapacitetsfaktor blir intäkten ca 559 000 SEK respektive 1 006 000 SEK.

$$I_{Elcert \max 2010} = Spotpris_{elcertifikat \ 2010} \cdot Kapacitetsfaktor \cdot Märkeffekt \cdot Timmar \ per \ år = \\ = 255 \cdot 0,25 \cdot 1 \cdot 8766 \approx 559 \ 000 \ SEK$$

#### 4.2.3 Kostnad för olevererad el på grund av produktionsbegränsning

Kostnaden för utebliven elintäkt på grund av produktionsbegränsning för en ny produktionskälla med en begränsning på 5 % av märkeffekten kan uppskattas till ca 172 000 SEK med år 2009 års elpriser. och ca 238 000 SEK med 2010 års elpriser.

$$K_{Begränsning \ 2009} = Spotpris_{el \ 2009} \cdot Begränsning \cdot Märkeffekt \cdot Timmar \ per \ år = \\ = 393 \cdot 0,05 \cdot 1 \cdot 8766 \approx 172 \ 000 \ SEK$$

Med 2010 års elpriser blir den uppskattade kostanden ca 238 000 SEK.

$$K_{Begränsning \ 2010} = Spotpris_{el \ 2010} \cdot Begränsning \cdot Märkeffekt \cdot Timmar \ per \ år = \\ = 543 \cdot 0,05 \cdot 1 \cdot 8765,81 \approx 238 \ 000 \ SEK$$

#### 4.2.4 Kostnad för uteblivna elcertifikat på grund av produktionsbegränsning

Uppskattade kostnader för uteblivna elcertifikat med 2009 års genomsnittliga elcertifikatpriser (ca 317 SEK/MWh) blir ca 139 000 SEK.

$$K_{\text{Begränsning 2009}} = \text{Spotpris}_{\text{elcertifikat 2009}} \cdot \text{Begränsning} \cdot \text{Märkeffekt} \cdot \text{Timmar per år} = 317 \cdot 0,05 \cdot 1 \cdot 8766 \approx 139\,000 \text{ SEK}$$

Uppskattade kostnader för uteblivna elcertifikat med 2010 års genomsnittliga elcertifikatpriser (ca 255 SEK/MWh) blir ca 112 000 SEK.

$$K_{\text{Begränsning 2010}} = \text{Spotpris}_{\text{elcertifikat 2010}} \cdot \text{Begränsning} \cdot \text{Märkeffekt} \cdot \text{Timmar per år} = 255 \cdot 0,05 \cdot 1 \cdot 8765,81 \approx 112\,000 \text{ SEK}$$

#### 4.2.5 Sammanfattning av uppskattade kostnader för frekvensreglering med produktionsbegränsning

En sammanfattning av uppskattade kostnader för produktionsbegränsning visas i Tabell 1. Den uppskattade kostnaden motsvara mellan 11 % och 20 % av de förväntade intäkterna utan produktionsbegränsning med en kapacitetsfaktor som varierar mellan 45 % och 25 %.

**Tabell 1: Uppskattade kostnader för frekvensreglering med 5 % produktionsbegränsning med 2009 och 2010 års spotpriser**

	Kapacitetsfaktor	Intäkt från levererad el utan begränsning $\left[ \frac{\text{SEK}}{\text{MW} \cdot \text{År}} \right]$	Intäkt från elcertifikat utan begränsning $\left[ \frac{\text{SEK}}{\text{MW} \cdot \text{År}} \right]$	Kostnad för begränsning med 5 % av markeffekt $\left[ \frac{\text{SEK}}{\text{MW} \cdot \text{År}} \right]$	Kostnad uteblivna elcertifikat med 5 % produktionsbegränsning $\left[ \frac{\text{SEK}}{\text{MW} \cdot \text{År}} \right]$	Procentuell förlust på grund av frekvensregleringskrav
2009	25 %	861 000	695 000	172 000	139 000	20 %
	35 %	1 205 000	973 000	172 000	139 000	14 %
	45 %	1 549 000	1 250 000	172 000	139 000	11 %
2010	25 %	1 189 000	559 000	238 000	112 000	20 %
	35 %	1 665 000	782 000	238 000	112 000	14 %
	45 %	2 140 000	1 006 000	238 000	112 000	11 %

### 4.3 Analys av kostnad för kontinuerlig frekvensreglering med energilagring

Kostnaden för frekvensreglering med energilagring består av kostnader för energiförluster som uppstår vid upp- och urladdning av energilagret, investeringskostnader och underhållskostnader.

#### 4.3.1 Kostnader för energiförluster

Uppskattade kostnader för de energiförluster som uppstår vid upp- och urladdning av ett energilagring med en verkningsgrad på 70 %, 80 % eller 90 % framgår av Tabell 2. Energiförluster ökar normalt kvadratisk men här antas förenklat en linjär modell vara tillräckligt för att ge ett indikerande värde av storleksordningen på energiförlusterna. Det antas att genomsnittlig uppreglning under året ligger på omkring  $\frac{1}{4}$  av det frekvensintervallet, dvs 1,25 % ( $\frac{1}{4}$  av 5 %) av märkeffekten.

Kostnad för energiförluster i energilagring år 2009 blir ca cirka 861 000 SEK med 70 % verkningsgrad, se beräkning nedan. Med 80 % respektive 90 % verkningsgrad blir kostnaden för energiförluster ca 8 600 SEK respektive 4 300 SEK. Medelspotpriset var 393 SEK/MWh år 2009.

$$K_{\text{Energiförluster } 2009} = \text{Spotpris } el_{2009} \cdot \text{Genomsnittlig urladdning} \cdot \text{Märkeffekt} \cdot (1 - \text{verkningsgrad}) \cdot \text{Timmar per år} =$$

$$= 393 \cdot 0,0125 \cdot 1 \cdot (1 - 0,7) \cdot 8766 \approx 12\,900 \text{ SEK}$$

Kostnad för energiförluster i energilagring år 2010 blir ca cirka 17 834 SEK med 70 % verkningsgrad, se beräkning nedan. Med 80 % respektive 90 % verkningsgrad blir kostnaden för energiförluster ca 11 900 SEK respektive 5 900 SEK. Medelspotpriset var ca 543 SEK/MWh år 2010.

$$K_{\text{Energiförluster } 2010} = \text{Spotpris } el_{2010} \cdot \text{Genomsnittlig urladdning} \cdot \text{Märkeffekt} \cdot (1 - \text{verkningsgrad}) \cdot \text{Timmar per år} =$$

$$= 543 \cdot 0,0125 \cdot 1 \cdot (1 - 0,7) \cdot 8766 \approx 17\,800 \text{ SEK}$$

#### 4.3.2 Kostnader för uteblivna elcertifikat

Nedanstående kalkyl räknar med att energilagret placeras på ett sådant sätt att det inte minskar den energi som mäts upp från den nya produktionskällan för att erhålla elcertifikat och därmed förväntas ingen kostnad uppstå för uteblivna intäkter för elcertifikat. Uppskattade kostnader har beräknats nedan men tas inte med i sammanfattningen i Tabell 2. Uppskattade kostnader för uteblivna elcertifikat med 2009 års genomsnittliga elcertifikatpriser (ca 317 SEK/MWh) blir ca 10 400 SEK.

$$K_{\text{Energiförluster 2009}} = \text{Spotpris}_{\text{elcertifikat 2009}} \cdot \text{Genomsnittlig urladdning} \cdot \text{Märkeffekt} \cdot (1 - \text{verkningsgrad}) \cdot \text{Timmar per år} =$$

$$= 317 \cdot 0,0125 \cdot 1 \cdot (1 - 0,7) \cdot 8766 \approx 10\,400 \text{ SEK}$$

Uppskattade kostnader för uteblivna elcertifikat med 2010 års genomsnittliga elcertifikatpriser (ca 255 SEK/MWh) blir ca 8 400 SEK.

$$K_{\text{Energiförluster 2010}} = \text{Spotpris}_{\text{elcertifikat 2010}} \cdot \text{Genomsnittlig urladdning} \cdot \text{Märkeffekt} \cdot (1 - \text{verkningsgrad}) \cdot \text{Timmar per år} =$$

$$= 255 \cdot 0,0125 \cdot 1 \cdot (1 - 0,7) \cdot 8766 \approx 8\,400 \text{ SEK}$$

#### 4.3.3 Sammanfattning av uppskattade kostnader för frekvensreglering med energilagring

En sammanfattning av uppskattade kostnader för produktionsbegränsning visas i Tabell 2. Av tabellen framgår att kostnaden för energiförluster på grund av frekvensreglering är i storleksordningen 4 000 SEK till 18 000 SEK med 2009 och 2010 års elpriser, vilket motsvarar ca 0,2 % till 0,7 % av den uppskattade intäkten för en ny produktionskälla med 35 % kapacitetsfaktor.

**Tabell 2: Uppskattade kostnader för energiförluster till följd av frekvensreglering med energilager med 2009 och 2010 års spotpriser**

	Verkningsgrad	Kostnad för energiförluster	Total intäkt utan begränsning för ny produktionskälla med 35 % kapacitetsfaktor	Procentuell förlust om energilagret används för att uppfylla frekvensregleringskrav
		$\left[ \frac{\text{SEK}}{\text{MW} \cdot \text{År}} \right]$	$\left[ \frac{\text{SEK}}{\text{MW} \cdot \text{År}} \right]$	
2009	70 %	12 900	2 178 000	0,6 %
	80 %	8 600	2 178 000	0,4 %
	90 %	4 300	2 178 000	0,2 %
2010	70 %	17 800	2 447 000	0,7 %
	80 %	11 900	2 447 000	0,5 %
	90 %	5 900	2 447 000	0,2 %

#### 4.3.4 Annualiserade investeringskostnader

Investeringskostnaden för svänghjul med upp till 15 minuters urladdning kan ligga i intervallet 100 \$/kW till 300 \$/kW [6] (700 SEK/kW till 2 100 SEK/kW, med 15 minuters urladdningskapacitet per svänghjul fås för 4 svänghjul en teoretisk kostnad på 2 800 SEK/kWh till 8 400 SEK/kWh). Kostnaden för batterilagring kan ligga i intervallet 290 \$/kWh till 740 \$/kWh [6].

Om en investering i energilagret görs, med en antagen investeringskostnad som ligger i intervallet 2 500 SEK/kWh till 10 000 SEK/kWh, med en maxkapacitet på 100 kW med 1 timmes utmatningskapacitet så blir investeringskostnaden 250 000 till 1 miljon SEK. Den årliga ekonomiska kostnaden, som dels består av nuvärdet av värdeminskningen av energilagret (avskrivning) och dels av nuvärdet av kostnaden för finansieringen, för energilagret kan beräknas som

$$\text{Annualiserad\_ekonomisk\_kostnad} = \frac{C_{\text{investering}}}{AF}$$

Där  $C_{\text{investering}}$  är investeringskostanden och AF är annualiseringsfaktorn som beräknas enligt

$$AF = \frac{1 - DF}{r} = \frac{1 - (1 + r)^{-n}}{r}$$

Där

$r$  = diskonteringsräntan som sätts till den genomsnittliga kapitalkostnaden för projektet (WACC)

$DF$  = diskonteringsfaktor (Discounting Factor) =  $(1 + r)^{-n}$

$n$  = energilagrets förväntade livstid i år

Diskonteringsräntan bör motsvara den genomsnittliga kapitalkostnad, WACC (Weighted Average Cost of Capital), som gäller för att finansiera energilagret. Eftersom den genomsnittliga kapitalkostnaden är en kombination av det kapital som kommer från kraftverksägarna (eget kapital) och andra långgivare såsom banker, som tar en lägre risk än kraftverksägarna, så är kapitalkostnaden högre än den vanliga banklåneräntan. Med antagandet att kapitalkostnaden är 8 % och energilagrets livslängd är 10 år blir den annualiserade ekonomiska investeringskostnaden ca 37 000 SEK till 149 000 SEK för en initial investeringskostnad på 250 000 SEK respektive 1 miljon SEK.

#### 4.3.5 Underhållskostnader

Underhållskostnader på ett energilager varierar men ett rimligt antagande är ca 10 % av den annualiserade ekonomiska kostnaden beroende på vilken energilagringsteknik som används. I analysen här antas en genomsnittlig underhållskostnad på 4 000 SEK per år.

#### 4.3.6 Sammanlagda årliga kostnader för energilager

De sammanlagda uppskattade kostnaderna för frekvensreglering med energilager med 2009 och 2010 års spotpriser visas i Tabell 3. Av tabellen framgår att elprisskillnaderna mellan år 2009 och år 2010 har en liten inverkan på de årliga kostnadsskillnaderna för frekvensreglering med energilager men har en stor inverkan på de procentuellt framräknade förlusterna.

**Tabell 3: Uppskattade sammanlagda kostnader för frekvensreglering med energilager med 2009 och 2010 års spotpriser**

	Investeringskostnad	Kostnad för begränsning (70 % verkningsgrad) [SEK]	Intäkt utan begränsning $\left[ \frac{SEK}{MW \cdot \text{År}} \right]$	Procentuell förlust (70 % verkningsgrad)
2009	250 000	50 000	2 178 000	2 %
	1 000 000	162 000	2 178 000	7 %
2010	250 000	55 000	2 447 000	2 %
	1 000 000	167 000	2 447 000	7 %

#### 4.4 Analys av värdet av kontinuerlig frekvensreglering med nya produktionskällor

Värdet av frekvensreglering med nya produktionskällor bör sättas i relation till de alternativa kostnaderna för att uppnå samma frekvensstabilitet med frekvensreglering av annan produktion eller last. Frekvensregleringen enligt frekvensregleringskravet är en typ av primärreglering och värdet bör därför jämföras med kostnaden för annan primärreglering.

För frekvensstyrd normaldriftsreserv (FNR) och frekvensstyrd störningsreserv (FDR), ges ersättning dels för det avropade budets storlek (den reservkapacitet som kraftverket lagt bud på att kunna använda för reglering), och dels för den faktiska regleringen som görs (ersättning motsvarar priset på sekundärreglering) samt för den obalans som regleringen orsakar i produktionsbalansen.

##### 4.4.1 Primärregleringens storlek

Balansreglering inom Norden måste ske på ett samordnat sätt och primärregleringens storlek är därför bestämd för det Nordiska elsystemet.

Frekvensstyrd normaldriftsreserv (FNR) i det nordiska elsystemet ska uppgå till 600 MW vid 50 Hz och ha en reglerstyrka på 6000 MW/Hz för att hålla frekvensen inom 49,9 till 50,1 Hz [10]. Hur de 600 MW fördelas mellan de olika elsystemen i de nordiska länderna uppdateras varje år den 1 mars baserat på elkonsumtionen under det föregående året [11]. År 2012 var den svenska delen av normaldriftsreserven bestämd till att vara 245 MW [10]. Regleringen ska ske till 63 % inom 60 s och till 100 % inom 3 minuter [3].

Storleken på frekvensstyrd störningsreserv baseras på dimensionerande fel (det största i drift varande kraftverket minus 200 MW) [10]. Fördelning av den frekvensstyrda normaldriftsreserven mellan länderna i Norden är beroende av storleken på de största drifttagna kraftverken i länderna, Sveriges andel är ofta runt 440 MW [10]. Regleringen ska ske till 50 % inom 5 s och till 100 % inom 30 s [3].

Totalt köps ca 685 MW primär uppregleringskraft av Svenska Kraftnät och ca 245 MW primär nedregleringskraft via budgivning. I prisberäkningen nedan antas att kostnaderna är ungefär likvärdiga för frekvensstyrd normaldriftsreserv och för frekvensstyrd störningsreserv.

#### 4.4.2 Totala kostnader för primärregleringen och uppskattat maximalt värde av primärreglering enligt frekvensprofil

Svenska Kraftnäts kostnad för primärregleringen var 298 miljoner år 2009 och 453 miljoner år 2010 [8]. Förändringen i kostnader för primärregleringen beror främst på förändringar i spotpriset på el.

Enkelt räknat blir den utslagna kostnaden för primärreglering ca 435 000 SEK/MW år 2009 och 661 000 SEK/MW år 2010 baserat på en primärregleringsstorlek på 685 MW.

Reglerkraft tillför värde i form av kapacitet för reglering samt ett värde av den faktiska reglering som görs. Den kapacitet som en ny produktionskälla tillför med ett krav på 5 % av märkeffekt blir +-50 kW per MW märkeffekt. Det totala värdet av kapacitet och reglervärde per MW kan då uppskattas till 5 % av kostnaden för primärregleringen under året, dvs ca 22 000 SEK år 2009 (5 % av 435 000 SEK) och 33 000 SEK år 2010 (5 % av 661 000 SEK).

#### 4.4.1 Uppskattat värde av den automatiska uppreglering som sker enligt frekvenskravprofil

Det uppskattade värdet av de upp och nedregleringar som görs fås genom att anta att det i snitt mats ut runt ¼ av den tillgängliga reglerkapaciteten, dvs ca 1,25 % av märkeffekten för en produktionskälla med ett krav på 5 % av märkeffekten som reglerkraftsutrymme.

Det genomsnittliga värdet av uppreglering (uppregleringspris minus spotpris) per MW och timme var ca 24 SEK år 2009 och ca 40 SEK år 2010.

Det uppskattade värdet av den automatiska uppregleringen med 2009 års reglerpriser blir ca 2 700 SEK.

$$\begin{aligned} \text{Värde}_{\text{Uppreglering 2009}} &= \frac{\text{Uppreglervärde}_{2009}}{\text{Timme}} \cdot \frac{\text{Timmar}}{\text{År}} \cdot \frac{\text{Reglerkrav}}{\text{MW märkeffekt}} \\ &= 24 \cdot 8766 \cdot 0,0125 \approx 2\,700 \text{ SEK} \end{aligned}$$

Det uppskattade värdet av den automatiska uppregleringen med 2009 års reglerpriser blir ca 4 400 SEK.

$$\begin{aligned} \text{Värde}_{\text{Uppreglering 2010}} &= \frac{\text{Uppreglervärde}_{2010}}{\text{Timme}} \cdot \frac{\text{Timmar}}{\text{År}} \cdot \frac{\text{Reglerkrav}}{\text{MW märkeffekt}} \\ &= 40 \cdot 8766 \cdot 0,0125 \approx 4\,400 \text{ SEK} \end{aligned}$$

#### 4.4.1 Uppskattat värde av den automatiska nedreglering som sker enligt frekvenskravprofil

Det genomsnittliga värdet av nedreglering per MW och timme (spotpris minus nedregleringspris) var ca 35 SEK år 2009 och ca 60 SEK år 2010. Genom att multiplicera det genomsnittliga värdet per timme med antal timmar per år gånger reglerandel per MW vindkraft fås en uppskattning av värdet av regleringen.

Det uppskattade värdet av den automatiska nedregleringen med 2009 års reglerpriser blir ca 3 900 SEK.

$$\begin{aligned} \text{Värde}_{\text{Nedreglering 2009}} &= \frac{\text{Nedreglervärde}_{2009}}{\text{Timme}} \cdot \frac{\text{Timmar}}{\text{År}} \cdot \frac{\text{Reglerkrav}}{\text{MW märkeffekt}} \\ &= 35 \cdot 8766 \cdot 0,0125 \approx 3\,900 \text{ SEK} \end{aligned}$$

Det uppskattade värdet av den automatiska nedregleringen med 2009 års reglerpriser blir ca 6 300 SEK.

$$\begin{aligned} \text{Värde}_{\text{Nedreglering 2010}} &= \frac{\text{Nedreglervärde}_{2010}}{\text{Timme}} \cdot \frac{\text{Timmar}}{\text{År}} \cdot \frac{\text{Reglerkrav}}{\text{MW märkeffekt}} \\ &= 60 \cdot 8766 \cdot 0,0125 \approx 6\,300 \text{ SEK} \end{aligned}$$

#### 4.4.1 Sammanfattning av uppskattat värde av frekvensregleringskrav

En sammanfattning av det uppskattade värdet för elsystemet av frekvensregleringskrav på nya produktionskällor per MW märkeffekt visas i Tabell 4. Det beräknade maxvärdet är baserat på Svenska Kraftnäts totalkostnader för primär frekvensregleringen utslaget på den andel som en ny produktionskälla bidrar med. Det uppskattade värdet med 2009 respektive 2010 totalkostnader uppgår till ca 1,0 till 1,3 % av de uppskattade inkomsterna för en ny produktionskälla med 35 % kapacitetsfaktor. Detta värde inkluderar även administrativa kostnader för primärregleringen och värdet av frekvensregleringen med nya produktionskällor bör därför vara lägre än detta värde. Reglervärdet är värdet av den faktiska reglering som sker enligt frekvenskravprofilen för vilket ersättning utgår enligt sekundärregleringens marginalpriser. Eftersom detta bara är en del av den ersättning som ges för primärregleringen så bör värdet av primärregleringen vara högre än dessa värden. Värdet av primärregleringen bedöms därför motsvara mellan 0,3 % och 1,0 % med 2009 års primärkostnader och reglerpriser och mellan 0,4 % och 1,3 % med 2010 års primärkostnader och reglerpriser.

**Tabell 4: Uppskattat värde av upp- och nedreglering med ett 2 MW vindkraftverk och 2009 och 2010 års medelfrekvenser och reglerpriser per timme**

	Uträknat värde baserat på totalkostnad för primärreglering $\left[ \frac{SEK}{MW \cdot \text{År}} \right]$	Uppskattat värde uppreglering $\left[ \frac{SEK}{MW \cdot \text{År}} \right]$	Uppskattat värde nedreglering $\left[ \frac{SEK}{MW \cdot \text{År}} \right]$	Uppskattat totalt reglervärde $\left[ \frac{SEK}{MW \cdot \text{År}} \right]$	Beräknat maximalt värde och uppskattat totalt reglervärde som andel av förväntad vinst utan frekvensregleringskrav
2009	22 000	2 700	3 900	6 600	Max 1,0 % / Reglervärde 0,3 %
2010	33 000	4 400	6 300	10 700	Max 1,3 % / Reglervärde 0,4 %

#### 4.5 Faktorer som påverkar kostnader och värde för frekvensreglering

Kostnaderna för frekvensregleringen består till största delen av alternativkostanden att sälja el till spotpris istället för att sälja reglerkraft.

Eftersom den större delen av kostnaden för frekvensreglering med energilagring kommer från investeringskostnaderna så är det främst investeringskostnaderna som behöver reduceras för att energilagring ska bli kostnadseffektivt för frekvensreglering gentemot andra frekvensregleringsalternativ.

Värdet av frekvensregleringen påverkas av

- Skillnad mellan spotpris och reglerkraftspriser
- Produktionsvariationer
- Lastvariationer
- Frekvensregleringens varaktighet

##### 4.5.1 Skillnad mellan spotpris och reglerpriser

Om differensen mellan spotpris och uppregeringspris blir större ökar värdet av frekvensregleringen.

##### 4.5.1 Om differensen mellan spotpris och nedregleringspris blir större ökar värdet av frekvensregleringen. Produktionsvariationernas påverkan på värdet

Större produktionsvariationer som ger upphov till större frekvensvariationer innebär att mer reglerkraft behövs för att bibehålla en viss acceptansnivå på frekvensvariationerna. Eftersom produktionen från nya produktionskällor med produktionsmaximering varierar mer än traditionell kraftproduktion såsom t.ex. kärnkraft, vattenkraft eller värmekraft så medför en ökad andel nya produktionskällor ett ökat behov av reglerkraft. Vindkraftens påverkan på primärregleringen är relativt liten eftersom medelvindarna på ett större område varierar i mindre grad på sekundskalan. Däremot kan större variationer i produktionen uppkomma på en något längre tidshorisont som påverkar sekundärregleringen i större grad. Produktionsvariationerna från nya produktionskällor påverkas dels av den sammanlagda installerade märkeffekten och dels av den temporärbara mängden primärenergi i vindhastigheten, solintensiteten eller i vågornas rörelser.

##### 4.5.2 Lastvariationernas påverkan på värdet

Då elkonsumtionen minskar så måste produktion kopplas bort varvid produktion med högre produktionskostnader kopplas bort först. Eftersom nya produktionskällors primärenergi är i stort sett gratis kommer de att ligga inkopplade att generera hela tiden när konsumtionen sjunker och kraftverk med högre bränslekostnader kopplas bort. När lasten sjunker kommer därmed andelen nya produktionskällor som ligger inkopplade till elsystemet att öka och de får en större påverkan på frekvensvariationerna i elsystem.

Vid kombinationen låg last och hög tillgång på primäre energi (t.ex. höga vindhastigheter) för nya produktionskällor kan nya produktionskällor få en stor påverkan på frekvensstabiliteten i elsystemet och reglerkraftbehovet.

### 4.5.3 Frekvensregleringens varaktighet

Värdet av frekvensreglering med ett energilagringssystem är begränsat av energilagrets uthållighet som begränsar frekvensregleringens varaktighet. Om utmatningen av aktiv effekt fortgår under en längre tid kommer energilagret att tömmas på energi och tiden som energilagret kan leva upp till frekvensregleringskravet med uppreglering är därmed begränsat. Om syftet med frekvensregleringen är att utgöra primärreglering så skulle kraven på energilagrets uthållighet kunna vara att klara en frekvensreglering enligt frekvenskravprofilen tills sekundärregleringen är fullt inkopplat, dvs minst 15 minuters uthållighet.

## 4.6 Budgivning med primär- och sekundärreglering med nya produktionskällor

För att budgivning på primär- eller sekundärreglering ska vara lönsamt måste budgivning resultera i en högre vinst än vid produktionsmaximering.

Eftersom vattenkraften traditionellt används för primärreglering görs nedan en diskussion om vindkraftens kostnader jämfört med vattenkraften för att bestämma situationer där vindkraften kan ha en kostnadsfördel.

### 4.6.1 Vindkraftens kostnader för primärreglering jämfört med vattenkraften

Den faktiska kostnaden för primärreglering från vattenkraft är relativt låg under förutsättningen att verkningsgradsförlusten är låg, det vatten som sparas för att spara ett reglerutrymme går att använda för att generera el vid ett senare tillfälle med likvärdigt eller högre spotpris, förslitningsskador orsakade av regleringen är låga samt att primärregleringen inte leder till att vatten måste spillas.

Vid fall där vattenmagasinen är fulla och vattenkraftverken tvingas att spilla vatten för att kunna genomföra primärreglering så kan vindkraften få en kostnadsfördel gentemot vattenkraft eftersom det vatten som spills skulle kunna ha använts vid ett annat tillfälle med ett högre elpris medan vindkraftens kostnad för regleringen är spotpriset vid regleringstillfället. Denna situation bedöms vara begränsad till ett fåtal veckor per år då tillrinningen till dammarna är hög och dammarna fulla med vatten.

Vid fall där vattenkraftverken inte har tillräcklig reglerkapacitet för att uppfylla reglerbehovet kan det bli nödvändigt att använda frekvensreglering av nya produktionskällor för att bibehålla frekvensstabiliteten på elnätet.

#### 4.6.2 Budgivning på primärreglering

Bud till primärreglering ska enligt Svenska Kraftnäts faktablad [14] samt balansansvarsavtalet [4] vara baserat på den faktiska kostnaden för regleringen. I praktiken ingår även en vinstmarginal för att det ska vara motiverat ur ett företagsekonomiskt perspektiv att lägga buden. Beräkningarna baseras framförallt på alternativkostnaden som inkluderar spotpriset av el och omplanering av el (prisdifferens mellan olika produktionstillfällen), beräkningarna tar även med verkningsgradsförluster. Utöver budpriset utgår ersättning motsvarande marginalpriset på sekundärreglering samt ersättning för den obalans som regleringen orsakar i produktionsbalansen. Dessa kostnader tas därför inte med i buden.

Budgivning på FNR, frekvensstyrd normaldriftsreserv, innefattar både upp- och nedreglering inom de normala frekvensvariationerna  $\pm 0,1$  Hz. Budet måste, för att kunna generera vinst, täcka alternativkostnader och därmed ligga högre än spotpriset på el och ersättningen för elcertifikat för den kapacitet som anges i budet. Ersättning ges även för den automatiska reglerkraft som genereras till följd av den reglering som görs i primärregleringen.

Budgivning på FDR, frekvensstyrd störningsreserv, innefattar endast uppregering vilket sker vid större frekvensvariationer. Även budgivning på FDR måste, för att kunna generera vinst, täcka alternativkostnader och därmed ligga högre än spotpriset på el och ersättningen för elcertifikat för den kapacitet som anges i budet. FDR kraften utnyttjas relativt sällan då det endast är ett begränsat antal timmar totalt under en månad som frekvensen är lägre än 49,9 Hz.

Chansen att bli avropad vid produktionsbegränsning av nya produktionskällor bedöms som liten eftersom vattenkraften har en kostnadsfördel tack vare dess lagringsmöjligheter så länge inga begränsningar förekommer, se diskussion i 4.6.1.

#### 4.6.3 Budgivning på sekundärreglering

Vid budgivning på sekundärreglering lämnas separata bud för upp- och nedreglering.

Vid budgivning på uppregeringskraft måste ett uppregeringsutrymme finnas och betalning erhålls om reglerbudet antas för den aktuella timmen. Den ersättning som erhålls är marginalprissättningen för den dyraste avropade uppregeringen under den aktuella timmen. Den totala ersättningen som erhålls från budgivningen måste, för att generera vinst, täcka alternativkostnader och därmed ligga högre än spotpriset på el och ersättningen för elcertifikat samt eventuella kostnader för obalans i produktionsbalansen som regleringen orsakar.

Budgivning på nedregeringskraft blir olönsamt för nya produktionskällor utan energilagring om eftersom nedregeringspriset är lägre än spotpriset och eftersom det inte finns någon möjlighet att leverera elen vid en annan tidpunkt om inte energilagring är möjlig.

#### 4.7 Slutsatser affärsmöjligheter med frekvensreglering med nya produktionskällor

En sammanfattning av uppskattade procentuella förluster på grund frekvensregleringskrav samt uppskattat värde av frekvensreglering visas i Tabell 5.

**Tabell 5: Sammanfattning av uppskattade procentuella förluster på grund av frekvensregleringskrav samt uppskattat värde av frekvensreglering**

	Procentuell förlust på grund av frekvensregleringskrav		Värde
	Produktionsbegränsning med 5 % av märkkapaciteten med 25 % till 45 % kapacitetsfaktor	Energilagring med en investeringskostnad på 250 000 SEK till 1 miljon SEK	Beräknat maximalt värde och uppskattat totalt reglervärde som andel av förväntad vinst utan frekvensregleringskrav
2009	20 % till 11 %	2 % till 7 %	Max 1,0 % / Reglervärde 0,3 %
2010	20 % till 11 %	2 % till 7 %	Max 1,3 % / Reglervärde 0,4 %

Av kostnads-nyttoanalysen av frekvensregleringskrav som uppgår till 5 % av märkeffekten för nya produktionskällor framgår att

- Intäkten för nya produktionskällor med produktionsbegränsning sjunker i de testade fallen med 14 % både med 2009 års elpriser och med 2010 års elpriser, jämfört med fallet utan frekvensreglering. Om kapacitetsfaktorn ändras till 25 % respektive 45 % sjunker intäkten med 20 % respektive 11 %.
- Intäkten för nya produktionskällor med frekvensreglering med energilagring och 70 % verkningsgrad sjunker med 2009 års elpriser med 2 % till 7 % (250 000 SEK respektive 1 miljon SEK i investeringskostnad) jämfört med fallet utan frekvensreglering. Även med 2010 års elpriser sjunker intäkten med 2 % till 7 %.
- Värdet av frekvensregleringen har uppskattats motsvara mellan 0,3 % och 1,0 % av de förväntade inkomsterna 2009. År 2010 uppskattas värdet av frekvensreglering enligt frekvensregleringsprofilen motsvara mellan 0,4 % och 1,3 % av de förväntade inkomsterna för en ny produktionskälla år 2010 vilket är lägre än kostnaderna för både frekvensreglering med produktionsbegränsning och med energilager. Detta indikerar att frekvensregleringskraven med 2009 och 2010 års priser skulle medföra ökade kostnader för att utföra frekvensregleringen.
- Kostnads-nyttoanalysen indikerar att frekvensreglering med nya produktionskällor med produktionsbegränsning inte är kostnadseffektivt ur ett systemperspektiv.

- Kostnads-nyttoanalysen indikerar att frekvensreglering med energilagring eventuellt kan bli kostnadseffektivt ur ett systemperspektiv under förutsättning att investeringskostnaden i energilagret sjunker och att energilagret har tillräckligt hög effektivitet.
- Nya produktionskällor utan lagringskapacitet har en kostnadsnackdel gentemot vattenkraften vid budgivning på primär- och sekundär frekvensreglering så länge som vattenkraftens reglerkapacitet inte är fullt utnyttjad, så länge som vattenkraften inte behöver spilla vatten för att kunna tillhandahålla reglerutrymme eller så länge ingen transmissionsbegränsning finns som begränsar reglerkraftsöverföring från vattenkraften mellan olika elområden.
- I ett elsystem och med en hög andel nya produktionskällor kan det bli nödvändigt, i vissa driftsituationer med hög produktion från nya produktionskällor och med låg elkonsumtion, att frekvensreglera med nya produktionskällor och kravet på att ha kapacitet att frekvensreglera är därmed motiverat även om kapaciteten under få tillfällen förväntas vara kostnadseffektivt att utnyttja.

## 5 Prissättning av reaktiv effekt

Reaktiv effekt produceras och konsumeras lokalt vilket skapar en lokal marknad för den reaktiva effekten. Detta gör prissättningen av reaktiv effekt svårare än prissättning av aktiv effekt där ett enhetligt spotpris kan sättas för ett större elområde.

I många av de studier som gjorts för att prissätta reaktiv effekt föreslås olika typer av kostnadsbaserade metoder, till exempel

- Nodbaserad prissättning där produktionskostnaden relateras till den reaktiva effektkonsumtionen i en nod. Oftast inkluderas endast bränslekostnaden.
- Marginalkostnadsbaserade metoder där priset sätts efter den dyraste inkopplade produktionskällan av reaktiv effekt.

Ett alternativ till de kostnadsbaserade metoderna är värdebaserade metoder, vilket innebär att prissättningen sätts efter det uppskattade värde, som det tillför elnätet i form av effektivitet och tillförlitlighet.

### 5.1 Värdet av reaktiv effektkapacitet från nya produktionskällor

Den reaktiva effektkapaciteten anger det möjliga reglerområdet och en utökning av kapaciteten kan bidra till att förbättra spänningsstabiliteten på elnätet.

Värdet av utökad reaktiv effektkapacitet bestäms lämpligen genom att bestämma en acceptansnivå för den reaktiva effektkapaciteten och därefter jämföra kostnaden att uppnå acceptansnivån med utökad reaktiv effektkapacitet för nya produktionskällor med alternativkostnaden för att uppnå samma acceptansnivå med hjälp av installation av mer reaktiv effektkapacitet i det anslutande nätet. Den reaktiva effektkapaciteten i det anslutande nätet kan utökas genom installation av t.ex. STATCOM eller SVC.

Om produktionsenheterna tillhandahåller reaktiv effekt till elnätet uppstår en fråga om vilken kompensation som produktionskällorna ska få för att de tillhandahåller den reaktiva effekten. Vanligen ställs minimikrav på produktionsanläggningar i nätanslutningskraven. Med ett sådant krav bildas inget direkt enskilt pris för den reaktiva effekt som en produktionskälla levererar för att uppfylla kraven.

Ett vanligt krav är produktionsparker ska leverera sin el inom en viss effektfaktor.

## 5.2 Dimensionering av reaktiv effektreserv

Hur mycket reaktiv effekt som behövs för att reglera spänningen i anslutningspunkten beror på de omkringliggande nätförutsättningarna och på det aktuella flödet av aktiv effekt från produktionskällan och i det anslutande nätet. Det reaktiva effektbehovet blir som störst då flödet av aktiv effekt i det omkringliggande nätet är som störst vilket vanligen sker vid höglast.

Behovet av reaktiv effekt ska täckas av de lokala produktionskällorna av reaktiv effekt. Om en produktionskälla är inkopplad till ett nät där en stor aktiv effekt transporteras förbi kan det reaktiva effektbehovet bli stort och det behövs i sådana fall inkoppling av ytterligare utrustning för reaktiv effekterreglering utöver den reaktiva kapacitet som produktionskällan har. Om produktionskällan istället är ansluten till en radiell ledning där den reaktiva effektkonsumtionen främst bestäms av produktionskällans produktion av aktiv effekt kan det vara tillräckligt att endast reglera den reaktiva effekten med produktionskällan i ändpunkten, men ytterligare kompensering kan vara nödvändig längre in i nätet.

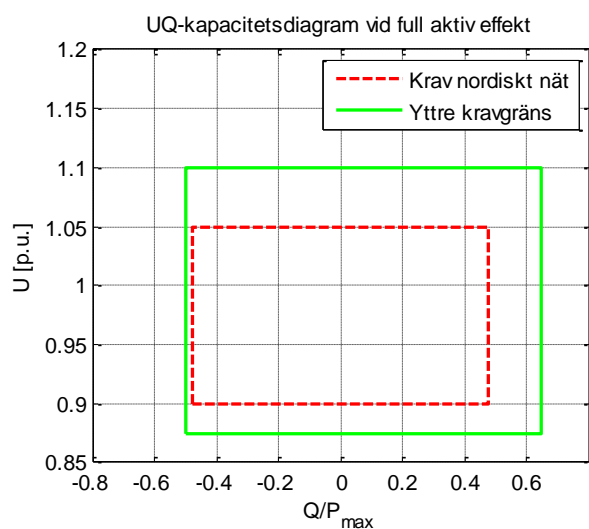
Eftersom den reaktiva effektreserven används till att kompensera för reaktiv effektkonsumtion eller produktion i det anslutande nätet finns en avtagande nytta desto mer den reaktiva effektreserven dimensioneras upp.

Det reaktiva effektbehovet skiljer sig från plats till plats och bestäms normalt genom att beräkna ett optimalt flödesproblem (Optimal Power Flow) där effektbehovet i anslutningspunkten kan bestämmas.

## 6 Affärsmöjligheter med reaktiv effektreglering

### 6.1 Analysförutsättningar

Nya eventuellt kommande krav som framgår av ENTSO-E:s arbetsdokument visas i Figur 16. Figuren visar ett exempel på hur kraven på reaktiv effektinmatning vid inmatning av full aktiv effekt kan komma att se ut. Eftersom kravet gäller vid full aktiv effekt måste omriktaren dimensioneras för att klara den ström som uppstår vid inmatning av full aktiv effekt och den reaktiva effekt som krävs enligt kravprofilen. Den röda figuren visar de nordiska kravgränserna som framgår av ENTSO-E:s arbetsdokument. Den reaktiva effekten ska enligt figuren nedan kunna regleras så att produktionsparken ska kunna konsumera eller producera reaktiv effekt motsvarande 45 % av full aktiv effekt.



Figur 16: Exempel på hur nya krav på reaktiv kapacitet för nya produktionskällor kan komma att se ut

## 6.1 Kostnader för reaktiv effektreserv

Ökade krav på att tillhandahålla reaktiv effekt kan medföra tre olika kostnadsökningar

- Ökade fasta kostnader på grund av att omriktaren på nätsidan eventuellt måste dimensioneras för högre ström och eventuellt högre spänning.
- Kostnader för ökade överföringsförluster på grund av den högre ström som uppstår då effektfaktorn avviker från 1.
- Alternativkostnad för eventuella begränsningar i produktion av aktiv effekt. Om nätanslutningskraven är utformade så att full reaktiv effekt ska kunna tillhandahållas vid maximal produktion uppkommer inte denna kostnad. Kravet leder i detta fall till en högre kostnad för att dimensionera omriktaren för att klara högre ström och eventuellt högre spänning.

Kostnaderna för att tillhandahålla reaktiv effekt består dels av fasta kostnader och dels av rörliga kostnader.

- I de fasta kostnaderna inkluderas kostnader för uppdimensionering av generator, omriktare eller STATCOM/SVC för att kunna klara en högre ström. En uppdimensionering av omriktaren ger större möjligheter att reglera den reaktiva effekten även vid utmatning av full effekt. Om omriktaren inte är dimensionerad för att klara den ström som uppstår vid utmatning av den reaktiva effekt som behövs för att reglera spänningen vid utmatning av full aktiv effekt så behöver den aktiva effekten begränsas för att klar utmatning av en högre reaktiv effekt.
- I de rörliga kostnaderna inkluderas kostnader för överföringsförluster och alternativkostnad för begränsning av aktiv effekt om generatoren eller omriktaren inte är dimensionerad för att klara samtidig utmatning av både den reaktiva effekten och full aktiv effekt.

### 6.1.1 Uppdimensionering av omriktare vid ökat krav på reaktiv effektkapacitet vid nominell spänning och ström

Om den reaktiva effektkapaciteten  $Q_{\max}$  ökas från 30 % av aktiv märkeffekt  $P_{\max}$  till 50 % respektive 65 % så behöver omriktarens skenbara märkeffekt  $S$  öka från 104 % av aktiv märkeffekt till 112 % respektive 119 % vid märkspänning och märkström.

$$S_{Q=0,65P_{\max}} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{1^2 + \left(\frac{0,65}{1}\right)^2} \approx 1,19$$

$$S_{Q=0,5P_{\max}} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{1^2 + \left(\frac{0,5}{1}\right)^2} \approx 1,12$$

$$S_{Q=0,3P_{\max}} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{1^2 + \left(\frac{0,3}{1}\right)^2} \approx 1,04$$

### 6.1.2 Uppdimensionering av omriktare på grund av spänningsintervallskrav

Kravet är att den reaktiva effekten ska kunna tillhandahållas från 0,9 p.u. spänning till 1,05 p.u. enligt SvKFS 2005:2 spänningskrav. Om kravet på reaktiv effektutmatning vid en lägre spänning ökar så måste omriktarens komponenter dimensioneras för att klara en högre ström vid kontinuerlig drift, vilket följer av följande formel där  $P_{\max}$  och  $Q_{\max}$  antas vara konstanta.

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}}{3U_{\min}} = \frac{K}{U_{\min}}$$

Förändringen i detta innebär i praktiken att omriktaren måste överdimensioneras med minst faktorn  $k$  för att klara variationer i spänning och ström under kontinuerlig drift där  $k$  är

$$k = \frac{S_{\text{över}}}{S_{\text{märk}}} = \frac{\sqrt{3}U_{\max}I_{\max}}{\sqrt{3}U_{\text{nom}}I_{\text{nom}}} = \frac{U_{\max} \frac{K}{U_{\min}}}{U_{\text{nom}} \frac{K}{U_{\text{nom}}}} = \frac{U_{\max}}{U_{\text{nom}}}$$

Med  $U_{\max}$  och  $U_{\min}$  enligt kravprofilen fås

$$k = \frac{U_{\max}}{U_{\min}} = \frac{1,05}{0,9} \approx 1,17$$

Om spänningsintervallet i kravet ökar kan det få stor inverkan på vilka dimensioneringskrav som ställs under normal drift.

### 6.1.3 Kostnad för uppdimensionering av omriktare

Med en antagen kostnad på 1000 SEK/kVA för uppdimensionering av omriktare skulle investeringskostnaden för en omriktaren öka med ca 93 600 SEK om en 1 MW omriktare uppdimensionerades från  $Q=0,3P_{\max}$  till  $Q=0,5P_{\max}$ .

$$C_{\text{Inv}Q=0.3 \rightarrow 0.5} = P_{\text{märk}} \cdot (S_{Q=0.5P_{\max}} - S_{Q=0.3P_{\max}}) \cdot k \cdot C_{\text{SEK} / \text{kVA}} = \\ = 1000 \cdot (1,12 - 1,04) \cdot 1,17 \cdot 1000 = 93\,600 \text{ SEK}$$

Den annualiserade kostnaden blir ca 14 000 SEK baserat på 10 års livslängd och 8 % diskonteringsränta.

En uppdimensionering av en 1 MW omriktare från  $Q=0,3P_{\max}$  till  $Q=0,65P_{\max}$  skulle på motsvarande sätt öka investeringskostnaden med ca 175 500 SEK.

$$C_{\text{Inv}Q=0.5 \rightarrow 0.65} = P_{\text{märk}} \cdot (S_{Q=0.65P_{\max}} - S_{Q=0.5P_{\max}}) \cdot k \cdot C_{\text{SEK} / \text{kVA}} = \\ = 1000 \cdot (1,19 - 1,04) \cdot 1,17 \cdot 1000 = 175\,500 \text{ SEK}$$

Den annualiserade kostnaden blir ca 26 000 SEK baserat på 10 års livslängd och 8 % diskonteringsränta.

#### 6.1.4 Kostnader för ökade överföringsförluster

Om en större skenbar effekt ska överföras genom omriktaren på nätsidan och genom produktionsenhetens transformator så ökar ledningsförlusterna kvadratisk med strömmen enligt

$$P_{\text{förlust}_{\text{ledning}}} = 3RI^2$$

Den energi som går förlorad under ett år fås genom att integrera ledningsförlusterna

$$W_{\text{förlust}_{\text{ledning}}} = \int 3R \cdot i(t)^2 dt = 3R \int i(t)^2 dt$$

Skillnad i energiförluster fås genom att ta differensen mellan uppskattade ledningsförluster innan kravet på reaktiv effektkapacitet och uppskattade ledningsförluster efter att kravet införts.

Normalt ställs krav på nya produktionsenheter att fasvinkelreglera under normal drift, dvs leverera effekten med en fasvinkel nära noll i produktionsparkens anslutningspunkt vilket håller nere ledningsförlusterna. Påverkan på överföringsförluster av införandet av en högre reaktiv effektkapacitet skapar i sig inte högre överföringsförluster om inte själva regleringen förändras och eventuell påverkan på överföringsförlusterna försummas därmed i den här analysen.

#### 6.1.5 Alternativkostnad för produktionsbegränsningar

Eftersom kraven på reaktiv effekt gäller vid full aktiv effektutmatning så måste omriktaren vara dimensionerad så att inga produktionsbegränsningar behöver göras vid full utmatning av reaktiv effekt enligt krav.

Om däremot behovet av reaktiv effekt överstiger kravet finns en möjlighet att begränsa den aktiva effekten för att mata ut högre reaktiv effekt. För att det ska vara lönsamt måste intäkten för den utökade reaktiva effektproduktionen vara större än ersättningen för den förlorade inkomsten för aktiv effekt.

## 6.2 Värde

Värdet av utökad reaktiv effektkapacitet bestäms lämpligen genom att se vilken kostnadsbesparing som den reaktiva effektreserven vid den nya produktionskällan ger upphov till i det anslutande nätet, vilket kan variera och beroende på vilket typ av nät som produktionsenheten ansluts till.

Värdet av en utökad reaktiv kapacitet kan spela en stor roll längre ut i ett distributionsnät där den nya produktionskällan får en betydande roll i spänningsregleringen. Framförallt kan problemet med för hög spänning uppkomma i distributionsnät vid extremfall när lasten är låg och den nya produktionsenheten har en hög produktion. Här kan en utökning av den reaktiva kapaciteten i kombination med en implementerad kontroll av reaktiv effekt för spänningsreglering ge en utökad möjlighet till drift vid extremfall. Reaktiv kontroll av de nya produktionsenheterna kan användas i kombination med lindningskopplare på anslutande transformator [12] i distributionsnäten för att slippa spilla primäre energi från nya produktionsenheter vid extremfall och i vissa fall för att slippa göra dyra förstärkningar av elnätet.

För större parker anslutna till subtransmissions- eller transmissionsnät med stora anslutningsnät kan det vara nödvändigt att ansluta SVC eller STATCOM vid eller i närheten av anslutningspunkten för produktionskällan och värdet av att uppdimensionera omriktare kan i en del fall bli mindre. Speciellt vid stora vindkraftparker med ett uppsamlingsnät med långa kabellängder då det blir svårt att reglera spänningen i anslutningspunkten på ett tillfredställande sätt med enbart reglering vid vindkraftsenheterna.

Kapitalkostnaden [7] (investerings-, installations- och reservdelskostnader inkluderade) för att installera kan vara i storleksordningen 18 miljoner \$ (ca 126 miljoner SEK) för SVC och i storleksordningen 21 miljoner \$ (ca 147 miljoner SEK) för STATCOM med en reaktiv effektkapacitet på +-150 Mvar. Detta ger en ungefärlig kapitalkostnad på ca 840 SEK/kvar för SVC och ca 980 SEK/kvar för STATCOM där kvar anger både negativ och positiv kapacitet.

Kostnaden för att uppdimensionera omriktare med högre reaktiv effektkapacitet bedöms därmed vara i samma storleksordning som det värde det genererar till elsystemet.

Faktorer som påverkar kostnader och värde för utökade krav på reaktiv kapacitet för nya produktionskällor:

- Investeringskostnader för omriktare i relation till kostnaden för STATCOM eller SVC har en direkt inverkan på totalkostnaden eftersom merparten av kostnaderna kommer från investeringskostnaden.
- Flöde av aktiv effekt i det anslutande nätet har en påverkan på behovet av reaktiv effekt och därmed även på värdet av en utökad reaktiv kapacitet.
- Längden på ledningar i det anslutande nätet har en påverkan på behovet av reaktiv effekt och därmed även på värdet av en utökad reaktiv kapacitet.

### 6.3 Slutsatser affärsmöjligheter med spänningsreglering med nya produktionskällor

Den procentuella förlusten på grund av högre krav på reaktiv kapacitet visas i Tabell 6.

**Tabell 6: Procentuell förlust på grund av högre krav på reaktiv kapacitet**

	Ökning från $Q=0,3P_{\max}$ till $Q=0,5P_{\max}$	Ökning från $Q=0,5P_{\max}$ till $Q=0,65P_{\max}$	Ökning från $Q=0,3P_{\max}$ till $Q=0,65P_{\max}$
2009	0,6 %	1,2 %	1,8 %
2010	0,6 %	1,1 %	1,7 %

Av analysen av affärsmöjligheter med spänningsreglering av nya produktionskällor framgår att

- Lönsamheten för vindkraftverk med en reaktiv effektkapacitet som ökas från 30 % till 50 % av märkeffekten sjunker i de analyserade fallen med 0,6 % och 0,6 % med 2009 respektive 2010 års elpriser.
- Lönsamheten för vindkraftverk med en reaktiv effektkapacitet som ökas från 30 % till 65 % av märkeffekten sjunker i de analyserade fallen med 1,8 % och 1,7 % med 2009 respektive 2010 års elpriser.
- Utökade krav på reaktiv effektreserv medför en ökad kostnad för ägaren till den nya produktionskällan samtidigt som den tillför ett värde till nätägaren som antingen behöver investera mindre i reaktiva effektreserver för att uppnå en viss acceptansnivå eller får en total reaktiv effektreserv som överskrider acceptansnivån med större marginal.
- Kostnaden för att uppdimensionera nya produktionskällors omriktare för en högre reaktiv effektkapacitet bedöms vara i samma storleksordning som kostnaderna per kvar för att installera SVC eller STATCOM i det anslutande nätet.
- Värdet av att uppdimensionera nya produktionskällors omriktare för en högre reaktiv effektkapacitet är beroende av nätförutsättningarna i det anslutande nätet. Värdet av att uppdimensionera omriktare bedöms vara större längre ut i distributionsnät där framförallt problem med för hög spänning kan uppkomma vid hög produktion från de nya produktionskällorna. För större parker anslutna till subtransmissions- eller transmissionsnät med stora anslutningsnät kan det vara nödvändigt att ansluta SVC eller STATCOM vid eller i närheten av anslutningspunkten för produktionskällan och värdet av att uppdimensionera omriktare blir därmed mindre då den reaktiva effektregeringen primärt sker vid anslutningspunkten.

## 7 Slutsatser

I denna studie har frekvensregleringskrav för primär frekvensreglering samt utökade krav på reaktiv kapacitet för nya produktionskällor analyserats.

Av analysen av frekvensregleringskrav som uppgår till 5 % av märkeffekten för nya produktionskällor med 35 % kapacitetsfaktor framgår att

- Intäkten för nya produktionskällor med produktionsbegränsning sjunker i de testade fallen med 14 % både med 2009 års elpriser och med 2010 års elpriser, jämfört med fallet utan frekvensreglering. Om kapacitetsfaktorn ändras till 25 % respektive 45 % sjunker intäkten med 20 % respektive 11 %.
- Intäkten för nya produktionskällor med frekvensreglering med energilagring och 70 % verkningsgrad sjunker med 2009 års elpriser med 2 % till 7 % (250 000 SEK respektive 1 miljon SEK i investeringskostnad) jämfört med fallet utan frekvensreglering. Även med 2010 års elpriser sjunker intäkten med 2 % till 7 %.
- Värdet av frekvensregleringen har uppskattats motsvara mellan 0,3 % till 1,0 % av de förväntade inkomsterna 2009. År 2010 uppskattas värdet av frekvensreglering enligt frekvensregleringsprofilen motsvara mellan 0,4 % till 1,3 % av de förväntade inkomsterna för en ny produktionskälla år 2010 vilket är lägre än kostnaderna för både frekvensreglering med produktionsbegränsning och med energilager. Detta indikerar att frekvensregleringskraven med 2009 och 2010 års priser skulle medföra utökade kostnader för att utföra frekvensregleringen.
- Nya produktionskällor utan lagringskapacitet av primärenergi ur ett kostnads- och nyttoperspektiv är dåligt lämpade för primär (och sekundär) frekvensreglering och det rekommenderas att inte ställa frekvensregleringskrav på nya produktionskällor utan istället lösa primär frekvensregleringen med en marknadslösning där en större reglerkraftsstorlek köps in vid behov och där frekvensregleringen kan ske som mest kostnadseffektivt.
- Energilager kan vara en lösning som kan komma att bli kostnadseffektiv för kontinuerlig frekvensreglering, men det finns inget som säger att energilagret måste vara bundet till den nya produktionskällan ur ett systemperspektiv.
- Ett krav på att frekvensregleringen måste ske vid den nya produktionskällan skulle kunna begränsa möjligheter till bättre lösningar för elsystemet som helhet.

- Nya produktionskällor utan lagringskapacitet har en kostnadsnackdel gentemot vattenkraften vid budgivning på primär- och sekundär frekvensreglering så länge som vattenkraftens reglerkapacitet inte är fullt utnyttjad, så länge som vattenkraften inte behöver spilla vatten för att kunna tillhandahålla reglerutrymme eller så länge ingen transmissionsbegränsning finns som begränsar reglerkraftsöverföring från vattenkraften mellan olika elområden.
- I ett elsystem och med en hög andel nya produktionskällor kan det bli nödvändigt, i vissa driftsituationer med hög produktion från nya produktionskällor och med låg elkonsumention, att frekvensreglera med nya produktionskällor och kravet på att ha kapacitet att frekvensreglera är därmed motiverat även om kapaciteten under få tillfällen förväntas vara kostnadseffektivt att utnyttja.

Av analysen av ökade krav på reaktiv kapacitet för nya produktionskällor med 35 % kapacitetsfaktor framgår att

- Intäkten för nya produktionskällor sjunker i de analyserade fallen med 0,6 % och 0,6 % med 2009 respektive 2010 års elpriser då reaktiv effektkapacitet ökas från 30 % till 50 % av märkeffekten.
- Intäkten för nya produktionskällor sjunker i de analyserade fallen med 1,8 % och 1,7 % med 2009 respektive 2010 års elpriser då reaktiv effektkapacitet ökas från 30 % till 65 % av märkeffekten
- Eftersom nya produktionskällor har goda förutsättningar att tillhandahålla och reglera reaktiv effekt till en kostnad som är jämförbar med till exempel SVC och STATCOM så är det rimligt att ställa samma krav på nya produktionskällors kapacitet av reaktiv effekt som för konventionella kraftverk med synkrongeneratorer.
- Eftersom reaktiv effekt är en lokal vara och att många små lokala marknader med reaktiv effekt kan bli svårhanterliga och kostsamma förefaller det mer kostnadseffektivt att ställa nätanslutningskrav på reaktiv effektkapacitet istället för att införa en marknadslösning med lokal handel med reaktiv effekt. Värdet av att uppdimensionera omriktare bedöms vara större längre ut i distributionsnät där framförallt problem med för hög spänning kan uppkomma vid hög produktion från de nya produktionskällorna. För större parker anslutna till subtransmissions- eller transmissionsnät med stora anslutningsnät kan det vara nödvändigt att ansluta SVC eller STATCOM vid eller i närheten av anslutningspunkten för produktionskällan och värdet av att uppdimensionera omriktare blir därmed mindre då den reaktiva effektregeringen primärt sker vid anslutningspunkten.

## Referenser

- [1] Vikesjö J. och Karlsson D. (2011). Reglermöjligheter för nya produktionskällor, *ELFORSK rapport 11:67, November 2011*. [http://www.elforsk.se/Rapporter/?rid=11\\_67\\_](http://www.elforsk.se/Rapporter/?rid=11_67_)
- [2] <http://www.svk.se/om-oss/var-verksamhet/Systemansvar--/El-Balansreglering--/>
- [3] Svenska Kraftnät (2012), *Regler för upphandling och rapportering av primärreglering FNR och FDR (från 16 november 2012)*, Faktblad
- [4] Svenska Kraftnät (2010), *Avtal om Balansansvar för el mellan Affärsverket svenska kraftnät ("Svenska Kraftnät") och ...*, 2010-12-02
- [5] ENTSOE, (2012). ENTSO-E Draft Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators. 26 June 2012
- [6] Public Interest Energy Research (PIER) Program (2011), *2020 STRATEGIC ANALYSIS OF ENERGY STORAGE IN CALIFORNIA*, November 2011
- [7] Teshmont Consultants LP (2005), *Vermont Electric Power Company – Granite Reactive Power Device*, January 2005  
<http://www.velco.com/Projects/NRP/Documents/Northwest/Reactivity%20Study%20Report.pdf>
- [8] Svenska Kraftnät, *Årsredovisning 2010*
- [9] Red Eléctrica Española (REE), *P.O. 7.1 Servicio complementario de regulación primaria*  
[http://www.ree.es/operacion/procedimientos\\_operacion.asp](http://www.ree.es/operacion/procedimientos_operacion.asp)
- [10] Svenska Kraftnät (2012), *Perspektivplan 2025 – en utvecklingsplan för det svenska stamnätet*, Remissutgåva oktober 2012
- [11] Nordic Grid Code 2007 (Nordic collection of rules)
- [12] Leiße I. (2011), *Integration of Wind Power in Medium Voltage Networks – Voltage Control and Losses*, Licentiatuppsats Lunds Universitet 2011
- [13] <http://www.energimyndigheten.se/sv/Foretag/Elcertifikat/Kvotplikt/>
- [14] Svenska Kraftnät (2010), *Prisberäkning för att lämna bud till primärregleringen*, Faktblad 2010-12-22

# **ELFORSK**

SVENSKA ELFÖRETAGENS FORSKNINGSGRUPP OCH UTVECKLINGSGRUPP - ELFORSK - AB

Elforsk AB, 101 53 Stockholm. Besöksadress: Olof Palmes Gata 31  
Telefon: 08-677 25 30, Telefax: 08-677 25 35  
[www.elforsk.se](http://www.elforsk.se)