

ISSN 0280-5316  
ISRN LUTFD2/TFRT--5899--SE

# Hedgingstrategier för elhandelsbolag på den svenska elmarknaden efter elområdesuppdelning

Hannes Teder  
Gustav Wiklund

Lund University  
Department of Automatic Control  
May 2012



<b>Lund University</b> <b>Department of Automatic Control</b> <b>Box 118</b> <b>SE-221 00 Lund Sweden</b>		<i>Document name</i> <b>MASTER THESIS</b>	
		<i>Date of issue</i> <b>May 2012</b>	
		<i>Document Number</i> <b>ISRN LUTFD2/TFRT--5899--SE</b>	
<i>Author(s)</i> <b>Hannes Teder</b> <b>Gustav Wiklund</b>		<i>Supervisor</i> <b>Bo Bernhardsson, Dept. of Automatic Control, Lund University, Sweden</b> <b>Jessica Kroon, E.ON, Sweden</b> <b>Ewelina Stepniewska, E.ON, Sweden</b> <b>Rikard Green, Dept. of Economics, Lund University, Sweden</b> <b>Kurt Jörnsten, NHH, Trondheim, Norway</b> <b>Charlotta Johnsson, Dept. of Automatic Control, Lund University, Sweden (Examiner)</b>	
		<i>Sponsoring organization</i>	
<i>Title and subtitle</i> <b>Hedgingstrategier för elhandelsbolag på den svenska elmarknaden efter elområdesuppdelning</b>			
<i>Abstract</i> <p>The Swedish electricity market was divided into four bidding areas on 2011.11.01. The division gave implications to the trade of electricity in the spot market as well as the financial market. Four bidding areas create smaller markets and coupled with an unbalance of production and consumption in the areas, the liquidity on contracts for area price risk management has decreased drastically. This especially renders a problem in bidding area Malmö, or SE4, located in the south of Sweden, because of a large surplus of consumption in comparison to production. The report is written with the purpose to clarify how an electricity trading company best can hedge its commitment towards the consumers in the Malmö bidding area. The main focus with the report is to find and evaluate hedging alternatives, such as proxy hedges, in terms of cost and risk and compare them to the natural hedge, which is to buy contracts with the area price in SE4 as the underlying asset. In order to do the analysis the report first provides a walkthrough of the electricity market with emphasis on congestion, congestion management and how the price is determined. Due to the lack of history on data with several bidding areas in Sweden a statistical analysis of that period doesn't capture various scenarios of the fundamentals affecting the prices. Analysis has therefore been done on a period between 2007.01.01 and 2011.11.01 where a main challenge has been to analyze what the price in SE4 would have been in a situation with four bidding areas. First we analyzed quoted prices of contracts and constructed SE4 prices as well as real SE4 prices. Then we made analysis on risk and reward on different hedging strategies where hedging in bidding area Copenhagen, DK2 and bidding area Stockholm, SE3 were the main objects. Results showed that SE3 would be more profitable in all seasons but that the loss in a worst case scenario could be substantial. Under some fundamental conditions the risk is larger and a portion hedged in DK2 could be used to decrease the variance and one could also hedge in SE4 to lessen the exposure.</p>			
<i>Keywords</i>			
<i>Classification system and/or index terms (if any)</i>			
<i>Supplementary bibliographical information</i>			
<i>ISSN and key title</i> <b>0280-5316</b>		<i>ISBN</i>	
<i>Language</i> <b>Swedish</b>	<i>Number of pages</i> <b>1-98</b>	<i>Recipient's notes</i>	
<i>Security classification</i>			



## Förord

Det här examensarbetet har skrivits under vårterminen 2012 som en avslutning på vår utbildning till civilingenjörer i Industriell ekonomi. Arbetet har skrivits i samarbete med E.ON Försäljning Sverige AB och på institutionen för reglerteknik på Lunds Tekniska Högskola.

Vi skulle vilja rikta våra tack till alla på avdelningen för Anskaffning och Risk på E.ON och särskilt Ewelina Stepniewska, som har gett oss stöd, värdefull information och återkoppling, och Jessica Krook för kloka åsikter. Vi har haft förmånen att få intervjua flera personer inom E.ON, Svenska Kraftnät, LTH och Energimarknadsinspektionen och vill tacka alla för att de har bidragit till det här arbetet.

Fröet till arbetet såddes under diskussioner med Bo Bernhardsson och Charlotta Johnsson på institutionen för reglerteknik på LTH samt Kurt Jörnsten vid NHH i Bergen. De har varit till stor hjälp under hela processen vilket vi är mycket tacksamma för. Vi har även haft stor glädje av att kunna ha tillgång till Rikard Green på nationalekonomiska institutionen vid LU som har gett oss värdefulla råd och insikter.

Det har varit mycket roligt att skriva ett arbete som har engagerat många i vår närhet och där vi har fått tips och idéer från vänner och bekanta. Tack alla!

Lund, maj 2012

Hannes Teder och Gustav Wiklund



## Sammanfattning

Första november 2011 delades Sverige i fyra elområden. Uppdelningen har gett konsekvenser på både på spotmarknaden för elhandel såväl som på den finansiella elmarknaden. Fyra elområden skapar mindre marknader vilket tillsammans med en obalans mellan produktion och konsumtion har försämrat likviditeten för finansiella kontrakt för att hantera områdesprisrisken. Det har särskilt lett till problem i elområde Malmö, SE4 i Sydsverige som har ett stort underskott av produktion i förhållande till konsumtion. Denna rapport är skriven i syfte att redogöra för hur ett elhandelsföretag på bästa sätt kan hedga sina åtaganden mot konsumenter i elområde Malmö. Huvudfokus ligger på att ta fram och utvärdera hedgingalternativ utifrån risk och kostnader och jämföra dem med den naturliga hedgen som är att köpa finansiella kontrakt med elpriset i SE4 som underliggande tillgång.

För att kunna göra analysen går rapporten först igenom elmarknaden med fokus på överföringskapaciteter, hantering av dessa och hur priset kalkyleras. På grund av en kort tid och därmed lite data från perioden med fyra elområden i Sverige skulle en statistisk analys av de data inte fånga hur olika fundamentala scenarion skulle påverka priserna. En analys av perioden 2007-01-01 – 2011-11-01 har därför gjorts, där utmaningen låg i att analysera vad priset i SE4 skulle vara ifall det vore en situation med fyra elområden. Efter att ha undersökt priser för finansiella kontrakt, våra konstruerade SE4 priser och verkliga SE4 priser, efter 2011-11-01, gjordes en analys av risk och förtjänst för olika hedgingstrategier där kontrakten i elområde Köpenhamn, DK2, och elområde Stockholm, SE3, var de huvudsakliga alternativen. Över tiden är vår uppfattning att det kommer vara förtjänstfullt att hedga i SE3 men att det är viktigt att bestämma vilken maximal förlust man kan hantera och utefter det vikta volymen som hedgas i SE3 respektive DK2. Om riskerna är mycket stora kan även CfD-SE4 användas för att eliminera prisrisk för viss del av den totala volymen.





## Innehållsförteckning

Förord.....	I
Sammanfattning .....	III
Innehållsförteckning .....	V
1 Inledning.....	1
1.1 Bakgrund och relaterat arbete .....	1
1.2 Syfte .....	2
1.3 Frågeställningar .....	3
1.4 Avgränsningar .....	3
1.5 Rapportens utformning .....	3
2 Metod.....	4
2.1 Övergripande metod .....	4
2.2 Intervjuer .....	4
2.3 Empirisk del.....	5
2.4 Källkritik .....	5
3 Elmarknaden.....	6
3.1 Svenska elmarknaden .....	6
3.2 Elmarknadens aktörer .....	6
3.3 Marknader för handel med el .....	9
3.4 Produktionslag .....	10
4 Överföring av el.....	14
4.1 Stamnätet.....	14
4.2 Distributionsnät.....	14
4.3 Hur sätts överföringskapaciteten? .....	14
5 Flaskhalshantering .....	18
5.1 Flaskhalshantering på kort sikt.....	18
5.2 Flaskhalshantering på lång sikt .....	19
5.3 För- och nackdelar med de olika metoderna .....	19
6 Varför ska elmarknaden vara integrerad?.....	21
6.2 Elområdesindelningen .....	21
6.3 Framtida investeringar.....	22
7 Hur sätts elpriset på Nord Pool? .....	24
7.1 Elspot .....	24
7.2 Elbas.....	25

8	Säkringsalternativ.....	27
8.1	Vad är en hedge?.....	27
8.2	Prissäkring på elmarknaden.....	28
8.3	Risker för elhandelsbolag.....	29
8.4	Hur fungerar finansiella kontrakt på Nasdaq OMX Commodities? .....	29
8.5	Andra möjligheter till att hantera prisrisken.....	31
8.6	När ska man hedga? .....	32
9	Fundamentalanalys.....	33
9.1	Antaganden.....	33
9.2	Vilket prisområde kommer SE4 att tillhöra.....	34
9.3	Metod .....	35
9.4	Resultat.....	37
10	Prisanalys efter elområdesuppdelningen.....	45
10.1	Förutsättningar för analys.....	45
10.2	Spotmarknaden.....	45
10.3	Priser för nu handlade CfD-kontrakt .....	52
11	Strategier för hedging av el i elområde SE4.....	54
11.1	CfD-SE4 .....	54
11.2	CfD-SE3 .....	55
11.3	CfD-DK2.....	55
12	Utvärdering av olika hedgealternativ.....	56
12.1	Hur fungerar hedge SE3 vid olika scenarion .....	57
12.2	Hur fungerar hedge DK2 vid olika scenarier .....	60
13	Vilken volym ska hedgas? .....	61
13.1	Kombination av CfD-SE3 och CfD-DK2.....	62
13.2	Möjlighet att säkra med option.....	65
14	När ska man hedga? .....	66
14.1	Kvartal 1.....	66
14.2	Kvartal 2.....	67
14.3	Kvartal 3.....	67
14.4	Kvartal 4.....	67
15	Diskussion .....	68
16	Slutsatser .....	70
17	Litteraturförteckning .....	72

Appendix I - Installerad effekt på SE4 och överföringskapaciteter .....	76
Appendix II - Sammanfattning av elåren 2007 - 2011 .....	78
2007 .....	78
2008 .....	79
2009 .....	79
2010 .....	80
2011 .....	81
Appendix III - Scenariomatrix .....	82
Appendix IV –Fundamentalanalyser, resultat på matrisform .....	83
Kvartal 1 .....	83
Kvartal 2 .....	83
Kvartal 3 .....	84
Kvartal 4 .....	84
Vinter.....	85
Vår.....	85
Sommar .....	86
Höst.....	86

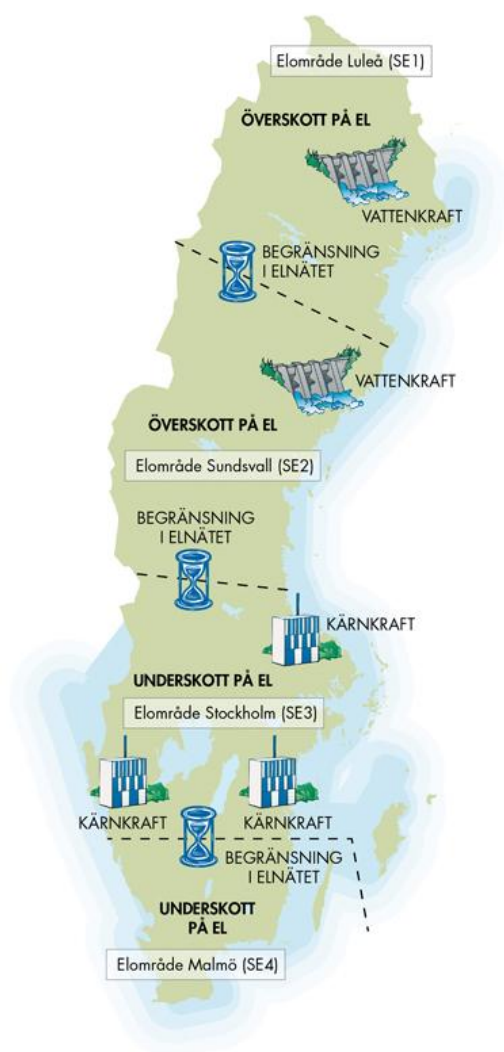


# 1 Inledning

Första november 2011 delades Sverige i fyra elområden. Uppdelningen har gett konsekvenser på både spotmarknaden för elhandel såväl som på den finansiella elmarknaden. Det är den förändringen på den finansiella marknaden som ligger till grund för det här examensarbetet.

## 1.1 Bakgrund och relaterat arbete

Sverige är en del av en integrerad nordisk elmarknad som består av fyra områden i Sverige, ett i Finland, ett i Estland, fem områden i Norge och två i Danmark. Innan elområdesindelningen var hela Sverige ett område i den nordiska elmarknaden. Grunden för elområdesindelningen var att EU-kommissionen tvingade Svenska Kraftnät att ändra sitt sätt att hantera flaskhalsar på elmarknaden. Det resulterade i att Svenska Kraftnät i maj 2010 beslutade att införa elområden. Indelningen innebär att köp av el numer sker i fyra olika budområden i Sverige. På spotmarknaden orsakar inte det några problem på grund av en integrerad elmarknad men på den finansiella marknaden blir de nya delmarknaderna mindre och likviditeten sämre. Dessutom gick Sverige ifrån att vara ett område i balans till fyra områden i obalans där det finns ett överskott av produktion i norr och ett underskott i söder vilket även det försämrar likviditeten på marknaden.



Figur 1, De svenska elområdena. Källa: (Svensk Energi, 2012)

Innan beslutet om indelning i elområden togs, gjordes flera rapporter för att utreda frågan. 2007 gjordes utredningen "Prisområden på elmarknaden (POMPE)" gemensamt av Energimarknadsinspektionen, Svenska Kraftnät, Svensk Energi och Svenskt Näringsliv. POMPE behandlar hur begränsningar av överföringen av el i stamnätet bör hanteras i Sverige.

Svenska Kraftnät gjorde 2009 på uppdrag av regeringen en rapport om möjligheterna att dela in elspotmarknaden i Sverige i flera olika elområden (Svenska Kraftnät, 2009). EU-kommissionen har också skrivit en rapport som behandlar ärendet. (EU-kommissionen, 2010).

SKM Market Predictor<sup>1</sup> gjorde inför indelningen simuleringar på vilka prisseffekter en uppdelning av Sverige skulle få under 2010 samt under 2018 där de baserat sina simuleringar på två scenarion av vindkraftsutveckling. Simuleringarna gjordes med hjälp av EMPS-modellen<sup>2</sup> och enligt deras simulering skulle den genomsnittliga prisskillnaden mellan spotpriset i SE4 och systempriset ha varit 0,5 EUR/MWh. Den genomsnittliga prisskillnaden mellan SE4 och SE3 var enligt deras simulering 0,6 EUR/MWh. Deras rapport menar vidare att SE4 kommer att ha ett högre pris än resten av Sverige under hela året. SKM:s rapport indikerar att den högsta prisskillnaden mellan SE4 och SE3 kommer att vara cirka 5 Euro (SKM Market Predictor AS, 2010).

Eftersom att tidsperioden från indelningen i elområden till att detta examensarbete skrevs var kort (6 månader) finns det inte mycket skrivet om effekten av införandet. Dock publicerade Energimarknadsinspektionen (EI) i maj 2012 rapporten "Elområden i Sverige". Rapporten är skriven på uppdrag av regeringen med syfte att utreda utfallet av införandet av elområdena. I rapporten skriver EI att med hänsyn till att rapporten skrevs så nära inpå införandet "ska den ses som en pilotstudie och en metodutveckling för kommande uppföljning av systemet med elområden". I rapporten har de genom Sweco Energuide AB och deras simuleringsverktyg WiMo simulerat prisdifferenser för Sveriges elområden under tre olika scenarion: 1) Normal tillgänglighet för alla kraftslag och överföringar, 2) Kärnkraftsbortfall motsvarande 3000 MW men ingen hänsyn till eventuell minskning i överföringskapacitet, 3) Ingen vindkraftsproduktion i SE4. Samtliga scenarion har körts med och utan Sydvästlänken<sup>3</sup>. Resultatet var att medelvärdet av prisskillnaden blev utan Sydvästlänken 1) 3,9 Euro/MWh, 2) liten och endast under vintern och 3) 4,8 Euro/MWh. Med Sydvästlänken blev prisskillnaden liten i samtliga fall (Energimarknadsinspektionen, 2012).

## 1.2 Syfte

Syftet med detta examensarbete är att, utifrån ett elhandelsbolags perspektiv, undersöka hur man på bästa sätt kan hedga prisrisken på el i ett elområde. Arbetet har valt E.ON som elhandelsbolag och fokus ligger på elområde SE4. Arbetet syftar även till att belysa förändringar på elhandelsmarknaden som har uppkommit i samband med införandet av fyra elområden i Sverige.

---

<sup>1</sup> SKM Market Predictor är ett norskt företag som är specialiserat på analyser av energimarknaden.

<sup>2</sup> EPMS-modellen är en processororienterad modell för att optimera/simulera elsystem baserade på vatten- och värmekraft.

<sup>3</sup> Sydvästlänken är en förstärkning av stamnätet för att minska flaskhalsarna mellan elområde SE3 och SE4. Se stycke 6.3.1.

### 1.3 Frågeställningar

Den grundläggande frågeställningen för vår analys är hur elområdesuppdelningen har påverkat möjligheterna att hedga i elområde SE4 och hur man bäst kan bemöta den nya situationen. Det skapar flertalet följdfrågor:

- Hur påverkas priset på el i elområde SE4 samt prisskillnader till systempris och SE3 vid olika fundamentala lägen, såsom våt/torrår och kärnkraftsproduktionsbortfall, och hur varierar det över de olika säsongerna?
- Hur har elområdesindelningen påverkat likviditeten på finansiella kontrakt i elområde SE4 och hur har det påverkat de optimala hedgingstrategierna?
- Vilka möjliga alternativ finns till att hedga i SE4 och när ska olika hedgingstrategier användas?
- Vilka risker och möjliga förtjänster finns det med att använda sig av olika hedgingstrategier?

### 1.4 Avgränsningar

Examensarbetet syftar till att undersöka hedging för prisrisk på el med standardkontrakt som bas och behandlar därför varken profil- eller volymrisk mer än ytligt. Arbetet undersöker inte heller hedging av prisrisken på systempriset, då förutsättningarna för systempriset inte har förändrats, utan fokuserar endast på prisrisken för elområde SE4. Arbetet är skrivet ur ett elhandelsbolags perspektiv vilket innebär att endast aspekter som kan vara intressanta för elhandelsbolaget beaktas. Tidshorisonten framåt avgränsas till 2017, vilket är det sista år vid skrivandet av denna rapport som det går att handla finansiella kontrakt för el i Norden.

### 1.5 Rapportens utformning

Rapporten är uppdelad i tre huvuddelar:

Den första delen är en teoretisk bakgrund som återfinns i kapitel 3-8 och handlar om elmarknaden och riskhantering på den. Den är byggd på litteraturstudier och intervjuer. Extra fokus ligger på överföring av el, flaskhalshandling och prissäkring.

Den andra delen är en analysdel och återfinns i kapitel 9-10 som är till för att skapa ett underlag för att göra möjliga hedgingstrategier. Eftersom att tiden efter elområdesuppdelningen är kort är analysen uppdelad i två olika delar. Den första delen av analysen är baserad på perioden 2007-01-01 – 2011-11-01 och syftar till att ge ett långsiktigt perspektiv av priser samt att förklara hur fundamentala lägen påverkar prisskillnader. Den andra delen av analysen berör tiden efter elområdesindelningen och fokuserar på att kvantitativt se hur spotpriserna och priserna på CfD-kontrakten har varierat samt att kvalitativt förklara dessa.

Den tredje delen är utvärdering av hedgingstrategier och återfinns i kapitel 11-14 och syftar till att utvärdera hedgingstrategier som fanns lämpliga utifrån analysdelen. De utvärderades utifrån förtjänst och risken testas på varians och position. Utvärderingen syftar även till att undersöka hur hedgingalternativen fungerar vid olika fundamentala förutsättningar.

## 2 Metod

### 2.1 Övergripande metod

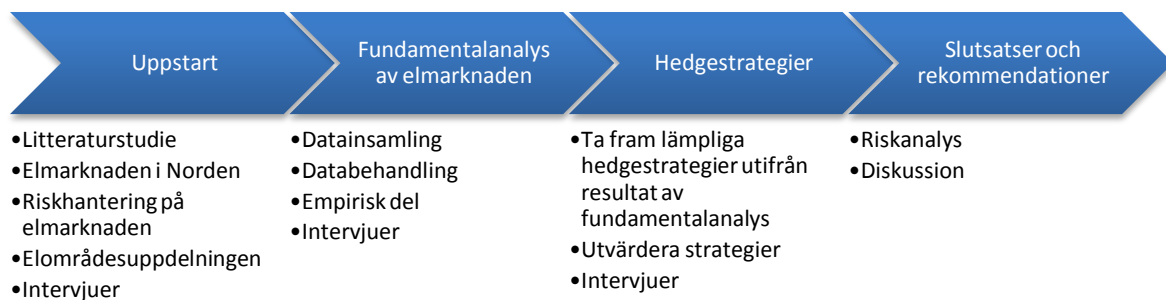
Metoden som används i det här examensarbetet består av fyra faser, vilka ses i figur 2. Initialt fastställdes syfte och ur vilket perspektiv arbetet skulle skrivas.

Den första fasen bestod även i att tillskansa oss kunskap om elmarknaden och riskhantering på den. För att göra det gjordes både en litteraturstudie och intervjuer av personer med kunskap om marknaden och riskhantering. Litteraturstudien bestod av vetenskapliga artiklar, faktaböcker, rapporter och hemsidor. Intervjupersonerna bestod av marknadsanalytiker, portföljförvaltare, key account manager och fysiska handlare på E.ON.

Den andra fasen bestod av en fundamentalanalys av elmarknaden. Här låg fokus på datainsamling och databehandling. Det genomfördes även intervjuer med en fundamentalanalytiker och en energihandlare på ett E.ON samt med marknadsanalytiker från Energimarknadsinspektionen och experter om överföringskapaciteter på elmarknaden, både från Svenska Kraftnät och Lunds Tekniska Högskola.

Den tredje fasen bestod i att ta fram hedgingstrategier som fanns lämpliga utifrån fundamentalanalysen. De utvärderades utifrån möjliga scenarion och diskuterades under intervjuer med portföljförvaltare och anskaffningschef på E.ON.

I den sista fasen sammanfattades resultatet och en riskanalys togs med i analysen för att komma fram till rekommendationer.



Figur 2, Illustration av arbetsprocessen.

### 2.2 Intervjuer

Intervjuer genomfördes med personer från elhandelsbolag, tillsynsmyndigheter, universitet och systemansvarig myndighet. Personerna valdes utifrån deras kunskaper och erfarenheter om ämnen som var viktiga för arbetet. Största delen utgjordes av muntliga intervjuer men även skriftliga har förekommit. Inför intervjuerna gjordes förberedelser för att kunna få ut maximalt av dem. Huvudsyftet med intervjuerna var att lära sig om specifika ämnen som vara centrala för arbetet. I slutfasen gjordes även intervjuer där arbetets resultat och rekommendationer diskuterades.



## 2.3 Empirisk del

Den empiriska delen består av en kvantitativ analys med hjälp av data hämtad ifrån SysPower<sup>4</sup>, Svenska Kraftnät och Nord Pool Spot. Då perioden som förlöpt från elområdesuppdelningen är kort har bedömningen gjorts att en analys på endast dessa data blir för bristfällig. Istället har vi valt att göra den fundamentala analysen med hjälp av data mellan perioden 2007-01-01 och 2011-11-01. Data har bearbetats genom medelvärdesinterpolering mellan närliggande data då luckor funnits men har i övrigt hållits intakt. En mer ingående metodbeskrivning görs av pedagogiska skäl i rapportens analysdel. Den data vi har haft att tillgå efter elområdesuppdelningen har i huvudsak använts för att analysera prisutfall och utfall av möjliga hedgingstrategier.

## 2.4 Källkritik

Data som har använts för att göra analyser anses som pålitlig då den kommer ifrån förstahandskällor som Svenska Kraftnät och Nord Pool Spot.

Fakta som kommer från vetenskapliga artiklar och litteratur anses stämma. För de fakta som kommer ifrån hemsidor, rapporter och intervjuer är viktigt att beakta vem som ligger bakom fakta och vilka möjliga egenintressen dessa har. I den mån det går är det viktigt att kunna verifiera den fakta med flera olika källor och tydligt klargöra om det rör sig om åsikter eller allmänna sanningar.

Elmarknaden är en marknad i ständig förändring och det kan göra att vissa fakta eller data inte är uppdaterade.

---

<sup>4</sup> SysPower är en online tjänst av SKM Market Predictor som tillhandahåller analysverktyg och data om elmarknaden.

## 3 Elmarknaden

### 3.1 Svenska elmarknaden

Elanvändningen i Sverige uppgick 2011 till 139,7 TWh. Drivande faktorer för elanvändningen är konjunkturen, vilken avgör elanvändningen av den svenska energiintensiva industrin, och utomhustemperaturen. Sverige har relativt mycket elvärme, drygt 30 TWh (Svensk Energi, 2011).

Vädret styr till stor del elförsörjningen i Sverige. Nederbörden påverkar tillrinningen till vattenmagasin och kraftstationer och är avgörande för vattenkraftsproduktionen. Även vindförhållanden spelar en större roll med en ökande mängd vindkraft.

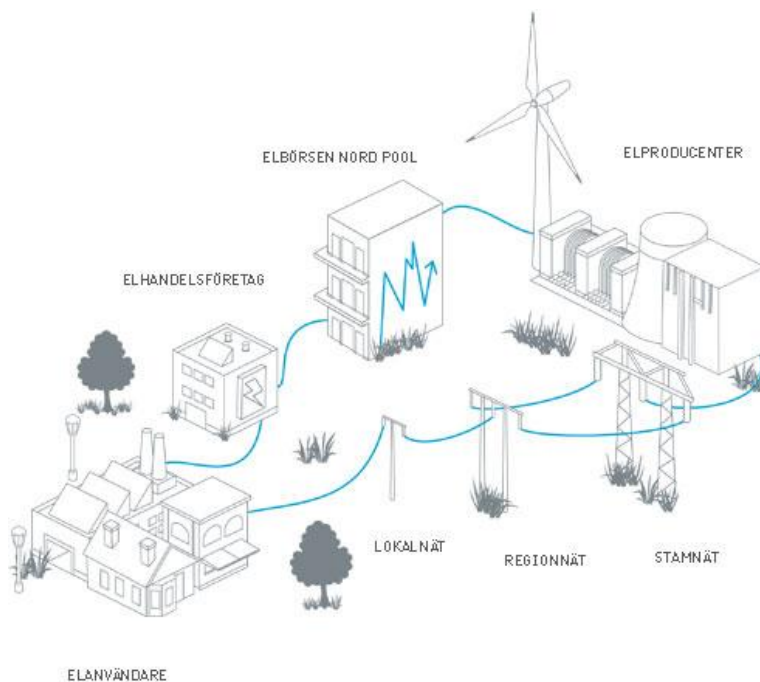
Konsumentpriset på el varierar mellan länderna i Norden, mellan stad och landsbygd och mellan olika kundkategorier. Konsumentpriset på el består av tre komponenter:

- Ett elhandelspris, den delen av konsumentpriset som påverkas av konkurrens.
- En elnätsavgift som bekostar överföringen av el på nätet.
- Skatter och avgifter vilket innebär elskatt, moms och avgifter till myndigheter.

Elnätspriset bestäms av elnätsföretagen själva och kunden har ingen möjlighet att byta elnätsföretag, utan det beror på vilket elnätsföretag som levererar el i det området där kunden bor. För att övervaka denna monopolistiska marknad regleras därför elnätsverksamheten i Sverige av Energimarknadsinspektionen. De har i uppgift att granska om nät- och anslutningsavgifterna är skäliga. Energimyndighetens granskning ska ta hänsyn till att elnätsföretagen ska kunna tillhandahålla ett långsiktigt hållbart elnät.

### 3.2 Elmarknadens aktörer

Elmarknaden är uppbyggd av fem olika aktörer, elanvändare, elproducenter, elnätsföretag, elhandelsföretag och elbörsen, se figur 3.



Figur 3, Överskådlig bild över de olika aktörerna på elmarknaden. Källa: (Svenska Kraftnät, 2012)

Förutom ovanstående aktörer finns det andra aktörer som har olika uppdrag på elmarknaden däribland Svenska Kraftnät som är systemansvarig myndighet. Elproducenter, elnätsföretag och elhandelsföretag kan vara vitt skilda företag men flera stora företag inom energisektorn har verksamhet inom samtliga tre delar, till exempel Vattenfall och E.ON.

### **3.2.1 Elanvändare**

Elanvändare är de näringsidkare eller hushåll som tar ut el från elnätet och konsumerar den. Elkonsumenterna betalar till ett elnätsföretag för sitt nyttjande av elnätet i form av en elnätsavgift. Elanvändaren måste också betala till ett elhandelsföretag för den elen som förbrukas. Elnäts- och elhandelsföretaget kan vara samma företag men behöver inte vara det. Elhandelsföretag kan elanvändaren välja själv elnätsföretag bestäms av var elanvändaren finns geografiskt.

### **3.2.2 Elproducent**

En elproducent producerar el som den sedan matar in på elnätet. Elproducenterna säljer till största del sedan sin el till elhandelsbolag genom elbörsen men kan även göra bilaterala avtal med stora elanvändare. I Norden finns det fyra stycken dominerade elproducenter som står för 50 % av produktionen (Svensk Energi, 2011). De fyra är Vattenfall, Fortum, Statkraft och E.ON. Övriga producenter består både av privata och kommunala kraftproducenter.

### **3.2.3 Elnätsföretag**

Elnätsföretagen är de som tillhandahåller elnätet och ansvarar för att elen transporteras från elproducenterna till elanvändarna. För att ha rätten att bygga och driva starkströmsledningar måste elnätsföretagen ha tillstånd från Energimarknadsinspektionen. Det är elnätsföretagen som har all originalinformation om mätvärden i sitt nätavräkningsområde. För att kunder ska faktureras rätt är det viktigt att denna information stämmer samt kommer elhandelsföretagen tillhanda.

### **3.2.4 Elhandelsföretag**

Ett elhandelsföretag köper in el från elproducenter, exempelvis via elbörsen Nord Pool, och/eller från ett annat elhandelsföretag och säljer sedan vidare till elkonsumenterna. Elen som säljs till elanvändare säljs i konkurrens med andra elhandelsföretag. Det finns ingen kontroll av priset utan det sätts genom fri rörlighet bland elanvändarna. Elpriset sätts efter överenskommelse mellan köpare och säljare. Den konkurrensutsatta energimarknaden övervakas av Energimarknadsinspektionen i syfte att det ska finnas en väl fungerande energimarknad och aktiva konsumenter.

### 3.2.5 Svenska Kraftnät

Svenska Kraftnät(SvK) är ett statligt affärsverk, som bildades 1992. De har bland annat systemansvar för el i Sverige. I Svenska Kraftnäts verksamhetsplan för 2012 beskrivs SvKs huvuduppdrag enligt följande (Svenska Kraftnät, 2011):

- i. Erbjuda säker, effektiv och miljöanpassad överföring av el på stamnätet.
- ii. Utöva systemansvaret för el och naturgas kostnadseffektivt.
- iii. Främja en öppen svensk, nordisk och europisk marknad för el och naturgas.
- iv. Verka för en robust elförsörjning.

Systemansvaret innebär att SvK ska se till att det är balans mellan produktion och förbrukning av el i Sverige. Det svenska elnätet har av tekniska skäl utformats för en frekvens på 50 Hz, den frekvensen råder när det är balans i systemet. Obalans uppstår när den planerade elproduktionen inte motsvarar den aktuella förbrukningen, då avviker frekvensen från de normala 50 Hz. SvK ser till att energi köps eller säljs för att kompensera för obalanserna (SvK; Oberoende Elhandlare; Svensk Energi, 2011). I systemansvaret ingår också att se till att det finns tillräckliga reserver i kraftsystemet. Reserverna kan till exempel bestå av snabbstartande gasturbiner. Svenska Kraftnät ansvarar även för stamnätet för el i Sverige. På stamnätet transporteras elen från de stora kraftverken till de regionala elnäten.

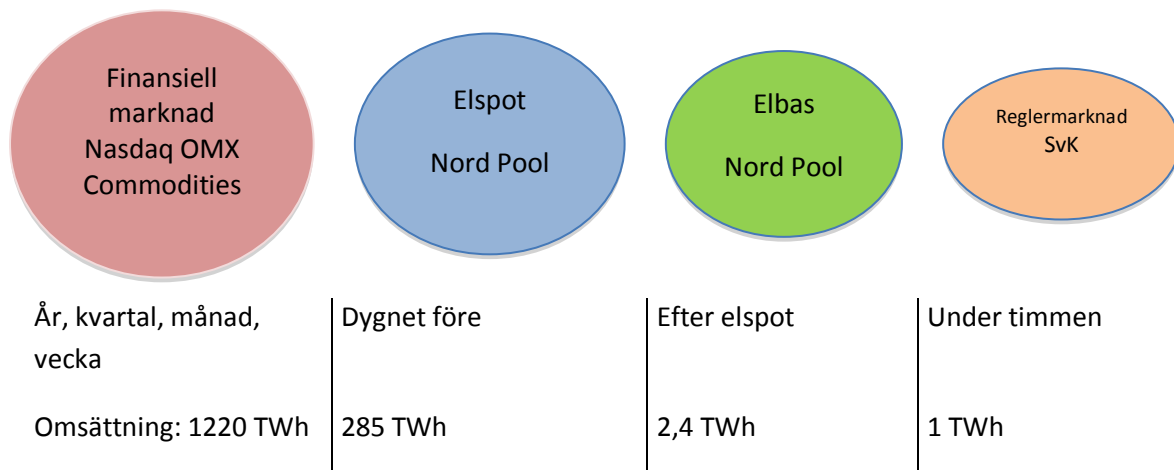
I de andra nordiska länderna motsvaras SvK av Energinet.dk – Danmark, Fingrid – Finland, Landsnet – Island och Statnett – Norge. År 1963 bildades Nordel, som var en samarbetsorganisation för de systemansvariga operatörerna i respektive nordiskt land. Syftet med Nordel var att skapa förutsättningar för en gemensam utveckling av en effektiv nordisk elmarknad. År 2008 bildades organisationen European Network of Transmission System Operators of Electricity (ENTSO-E). ENTSO-E är en sammanslutning av sex tidigare samarbetsorganisationer av systemansvariga för el i olika europeiska länder. Idag består ENTSO-E av systemansvariga för el från 34 europeiska länder. I och med bildandet av ENTSO-E upphörde Nordel 2009. Skapandet av ENTSO-E syftar till att öka samarbetet och samordningen mellan stamnätsägare i Europa. I förlängningen syftar även ENTSO-E till att bidra till god konkurrens på den europeiska elmarknaden.

### 3.2.6 Energimarknadsinspektionen

Energimarknadsinspektionen är en statlig myndighet. Den har i uppgift att ha tillsyn över marknaderna för el, naturgas och fjärrvärme. På regeringens och riksdagens uppdrag kontrollerar de att företagen på energimarknaderna följer lagar och regler.

### 3.3 Marknader för handel med el

Det finns fyra marknader för el med handel i Norden vilka visas i figur 4 nedan.



Figur 4, Handelsmarknader av el. Källa: (Fysiskahandlare, 2012)

Handeln på den finansiella marknaden sker på NASDAQ OMX Commodities eller bilateralt. Elspot är en auktionsmarknad där jämvikt mellan utbud och efterfrågan sätts för alla elområden i Norden<sup>5</sup> och Estland, för samtliga timmar nästkommande dag. Elbas är en intradagsmarknad med kontinuerlig handel fram till en timme före leverans. Elbas ger aktörerna på elspot en möjlighet att korrigera sina prognoser från dagen innan. Reglermarknaden sköts i Sverige av Svenska Kraftnät. På reglermarknaden sker slutgiltiga justeringar för att se till att hålla balans mellan utbud och efterfrågan. Priset på reglermarknaden sätts efter det att leverans har skett.

#### 3.3.1 Nord Pool Spot

Den nordiska elbörsen Nord Pool Spot är den största elbörsen i Europa och där avgörs det nordiska marknadspriset på el. Nord Pool Spot ägs gemensamt av systemoperatörerna i Norge (Statnett 30 %), Sverige (Svenska Kraftnät 30 %), Finland (Fingrid 20 %), och Danmark (Energinet.dk 20 %). Nord Pool Spot organiserar handel med el på en fysisk marknad och idag handlas drygt 70 procent av all elkonsument i Norden via Nord Pool Spot. Förutom den handel som sker på elbörsen förekommer det handel genom bilaterala kontrakt. (NordPoolSpot, 2011)

<sup>5</sup> Förutom Island

### 3.3.2 Nasdaq OMX Commodities

Som ett komplement till den fysiska elmarknaden (Nord Pool Spot) finns Nasdaq OMX Commodities (tidigare Nord Pool ASA) som är en börs för finansiell handel för aktörer på den nordiska marknaden. På den finansiella marknaden sker handel med olika finansiella produkter. De finansiella kontrakten är utformade för att tillgodose behovet hos olika aktörer:

- Producenter, elhandlare och slutförbrukare vilka använder produkterna som riskhanteringsverktyg.
- Handlare (traders) som utnyttjar volatiliteten på elmarknaden. De bidrar till högre likviditet och handelsaktivitet.

Genom att handla futures- och forwardskontrakt för en viss tidsperiod ges aktörerna en möjlighet till att säkra systempriset på upp till fem år. Nasdaq OMX Commodities har även en clearingverksamhet som innebär att de går in som kontraktspart i de standardkontrakt som handlas. Därigenom reduceras kreditrisken för de som ingått i kontrakten.

För att det ska finnas likviditet på de olika kontrakten på börsen finns det särskilt utvalda medlemmar på börsen som är så kallade "market makers". En market maker är ansvarig för att det finns utställda köp- och säljpriser med vissa maximalspreadar<sup>6</sup> på de kontrakten som de åtagit sig att vara market maker för. En market maker får i gengäld vissa fördelar till exempel lägre courtage för att de ska ställa upp och se till att det finns likviditet på marknaden (Nasdaq OMX Commodities, 2012).

Vad gäller de svenska Contracts for Difference(CfD)-kontrakten<sup>7</sup> för de fyra olika elområdena är det Vattenfall som är market maker. För de båda danska CfD-kontrakten är det Dong och Energi Danmark A/S som är market makers. (Nasdaq OMX Commodities, 2012).

## 3.4 Produktionslag

Elproduktionen i Sverige bygger till största del på vattenkraft och kärnkraft. Resterande kraftslag, vindkraft, kraftvärme med biobränslen och fossilbaserad produktion står för 2,5 %, 9 % respektive 5 %. Den sammanlagda produktionen i Sverige uppgick år 2011 till 146,9 TWh. I Norden uppgick produktionen 2011 till 378 TWh (Svensk Energi, 2012).

### 3.4.1 Vattenkraft

#### 3.4.1.1 Beskrivning

Vatten förångas från sjöar och hav för att sedan avdunsta som nederbörd på olika platser. Genom älvar och åar forsar sedan vattnet ner tillbaka mot sjöar och hav. Elektriciteten skapas genom att vattnet låts forsas genom turbiner som driver elgeneratorer. Det som avgör hur mycket elektricitet som skapas är fallhöjden och hur mycket vatten som passerar turbinen. Vattenkraften kan användas både som baskraft och reglerkraft (Svensk Energi, 2011).

---

<sup>6</sup> Spread är skillnaden mellan köp- och säljbud

<sup>7</sup> Kontrakt med prisskillnad som underliggande tillgång. På Nasdaq OMX Commodities är det prisskillnad mellan områdespris och systempris. Mer information finns under stycke 8.4.2

### **3.4.1.2 Reglering**

Vattenkraften är mycket reglerbar eftersom den kan lagras med hjälp av dammar. Regleringen behövs då tillrinningen är som lägst på vintern då samtidigt konsumtionen är som högst. På så sätt skapas ett behov för årsreglering där vatten sparas i magasin under året för att använda det på vintern (Vattenregleringsföretagen, 2012). När konsumtionen skiljer sig mellan dygnets timmar och veckans dagar används också vattenkraften för korttidsreglering. Vattentillrinningen kan skilja mycket mellan olika år där särskiljning sker mellan våt-, normal- och torrår. För att minska skillnaderna i tillgänglig vattenkraft mellan åren kan till viss del även flerårsreglering användas i de största magasinerna (Vattenregleringsföretagen, 2012). Vid våtår kan det skapas situationer där vattenkraften måste köras i en högre grad för att undvika spillning. Spillning sker då magasinens nivåerna är fulla och vatten måste passera vid sidan om turbinen och på så sätt förloras möjligheten att få betalt för den vattenmängden (Produktansvarig, 2012).

Enligt en elhandlare är Norges vattenkraft mycket mer reglerbar än den svenska. Den svenska vattenkraften färdas ned ifrån fjällen i norr och om vatten släpps på i de stora magasinerna måste korttidsreglering användas i resten av vattnets färd. Den norska vattenkraften är uppbyggd i flera mindre system med långtidsreglering (Portföljförvaltare, 2012).

### **3.4.1.3 Pris**

Marginalpriset för vattenkraft är mycket lågt men tack vare reglerbarheten kan produktionen optimeras vilket gör att priset kan jämföras med alternativkostnaden att sälja en annan timme.

## **3.4.2 Vindkraft**

### **3.4.2.1 Beskrivning**

Vindkraften fungerar genom att vinden får rotorbladen att snurra och via axeln de sitter på överförs energi till en generator. Vindkraften producerar normalt el vid vindhastigheter över ca 3 m/s och har sin maximala effekt då det blåser ca 13-14 m/s.

### **3.4.2.2 Reglering**

Vindkraften kan inte regleras utan är beroende på att det blåser och vindkraft kan inte heller lagras på ett ekonomiskt försvarbart sätt. För att möta vindkraftsproduktionen är det därför viktigt att vindkraften är sammankopplad i ett system med reglerbar kraft som vattenkraft alternativt med reglerbar konsumtion (Svensk Energi, 2011).

### **3.4.2.3 Pris**

Vindkraften har ett mycket lågt marginalpris men är samtidigt beroende av ett högt pris för att investeringen ska bli lönsam. Därför subventioneras vindkraften med elcertifikat i Sverige sedan 2003 (Svensk Energi, 2011).

## **3.4.3 Kärnkraft**

### **3.4.3.1 Beskrivning**

Kärnkraft är en form av värmekraft där atomkärnor klyvs varvid energi frigörs som värmer upp vatten. Vattnet övergår till ånga som driver turbinerna. Kärnkraften i Sverige har genomgått ett moderniseringsarbete som har sänkt tillgängligheten de senare åren men efter det är klart ska både tillgängligheten och maximal effekt bli högre (Svensk Energi, 2011).

### **3.4.3.2 Reglering**

Kärnkraft är baskraft och regleras sparsamt då den kräver uppstartskostnader. På vintern strävas det efter att ha full tillgänglighet på kärnkraften medan under vår, sommar och höst de olika kärnkraftverken ställs av för revision i olika omgångar med underhåll och säkerhetsåtgärder (Fysiskahandlare, 2012) (Svensk Energi, 2011).

### **3.4.3.3 Pris**

Kärnkraften har lågt marginalpris.

## **3.4.4 Kondenskraft**

### **3.4.4.1 Beskrivning**

Kondenskraft är en form av värmekraft baserad på olja, kol eller naturgas som bränsle. Bränslet förbränns och värmer upp vatten vars ånga driver turbiner. På grund av högt pris används den som reservkraft i Sverige (Svensk Energi, 2011).

### **3.4.4.2 Reglering**

Kondenskraften är reglerbar men har höga startkostnader.

### **3.4.4.3 Pris**

Priset är högt relativt vatten- och kärnkraft.

## **3.4.5 Gasturbiner**

### **3.4.5.1 Beskrivning**

Gasturbiner är spetskraft och används som reservkraft vid nätproblem och vid mycket hög konsumtion. Istället för att värma upp vatten används förbränningsgaserna för att driva turbiner (Svensk Energi, 2011).

### **3.4.5.2 Reglering**

Gasturbiner är mycket reglerbara och kan därför användas som reservkraft på reglermarknaden alternativt som extra kraft vid mycket hög konsumtion

### **3.4.5.3 Pris**

Priset för el producerad av gasturbiner är mycket högt och det används därför sparsamt.

## **3.4.6 Kraftvärme**

### **3.4.6.1 Beskrivning**

Kraftvärme producerar elektricitet på samma sätt som kondenskraft med skillnaden att värme tas till vara på, genom att skicka direkt till industrin eller ut i ett fjärrvärmesystem (Svensk Energi, 2011).

### **3.4.6.2 Reglering**

Då kraftvärme kan producera såväl el som värme in i fjärrvärmesystemet beror regleringen mycket på värmebehovet. Andelen el av den totala energiproduktionen är cirka 30 % - 50 % och en biprodukt som styrs av värmebehovet. Därmed blir elproduktionen som störst vintertid och vid kalla dagar kan producenten välja att strypa elproduktionen för att på så sätt kunna ta ut mer värme.



### **3.4.6.3 Pris**

Då stor effektivitet uppnås när värmen används blir priset relativt lågt men priset är beroende av värmebehov. Om inte värmebehov finns kan det ställas om och fungera som ett vanligt kondenskraftverk med en lägre verkningsgrad och därmed ett högre pris.

## 4 Överföring av el

Överföringen av el i Sverige sker via ett högspänningsnät, stamnätet, som utbreder sig över hela Sverige och ett lågspänningsnät, distributionsnätet, med en lokal utsträckning oftast på en kommunal nivå.

### 4.1 Stamnätet

Stamnätet ägs i Sverige av Svenska Kraftnät och är byggt för att föra ihop kraftverk med konsumenter. I Sverige tillverkas mycket av elen i de norrländska vattenkraftverken medan den konsumeras i de mer befolkade södra regionerna. Alla Sveriges stora kraftverk är idag ihopkopplade via stamnätet. Det svenska stamnätet är även sammankopplat med Norge, Danmark och Finland via växelström och med Tyskland, Polen, Finland och Danmark via likströmskablar (Alaküla, et al., 2009).

### 4.2 Distributionsnät

Ett distributionsnät är utgrenat från en knutpunkt på stamnätet varifrån elen matas ut och fördelas till elanvändare i form av till exempel industri och hushåll. I städer ägs distributionsnätet oftast av en kommunal aktör medan det på landsbygden ofta har samma ägare som stamnätet.

### 4.3 Hur sätts överföringskapaciteten?

Den totala överföringskapaciteten (TTC)<sup>8</sup> på ett elnät beräknas med en viss säkerhetsmarginal från den maximala överföringskapaciteten för att klara av störningar som kan uppstå. Osäkerheten på den verkliga överföringskapaciteten är främst beroende på fysiska reglerproblem därför finns en marginal (TRM)<sup>9</sup> som bestäms för de olika flaskhalsarna. Marginalerna för överföringen mellan SE3-SE4 är 100 MW och för överföringen SE4-DK2 50 MW. Marginalen bestäms utifrån N-1 kriteriet som innebär att elsystemet ska klara av följderna av förlusten av vilken enda komponent som helst (generator, ledning, transformator eller kopplingsstation) utan konsekvenser för elförsörjningen. För felen som har den största påverkan på elsystemet används termen dimensionerade felfall. Genom att använda sig av N-1 kriteriet ska alltså elförsörjningen kunna upprätthållas även vid så kallade dimensionerade felfall. Utifrån TTC och TRM bestäms sedan nettoöverföringskapaciteten (NTC)<sup>10</sup> enligt  $NTC = TTC - TRM$ . Det är sedan NTC som rapporteras in till Nord Pool Spot och är med i deras priskalkyleringsverktyg när de räknar ut områdespriser (ENTSO-E, 2012). Efter handel på Nord Pool Spot kan förutsättningarna ha förändrats så att det kan finnas marginaler i nätet för att överföra mer effekt momentant (Bäck, 2012).

Överföringskapaciteten beror även på till vilken grad nätet är belastat. Ju högre nyttjandegrad desto större fara för att ligga nära driftsäkerhetsgränserna. Nyttjandegraden beror på storleken och den geografiska fördelningen av produktion och konsumtion. Det är underskottet av produktion i förhållande till konsumtion i elområde SE4 som gör att överföringsförbindelsen mellan SE3-SE4 utnyttjas till så hög grad.

Om överföringskapaciteten överskrids, äts till att börja med marginalen (TRM) upp. I ett senare skede överskrids spänningsstabilitetsgränsen vilket kan bidra till nätkollaps (Samuelsson, 2012).

---

<sup>8</sup> TTC = Total Transfer Capacity

<sup>9</sup> TRM = Transmission Reliability Margin

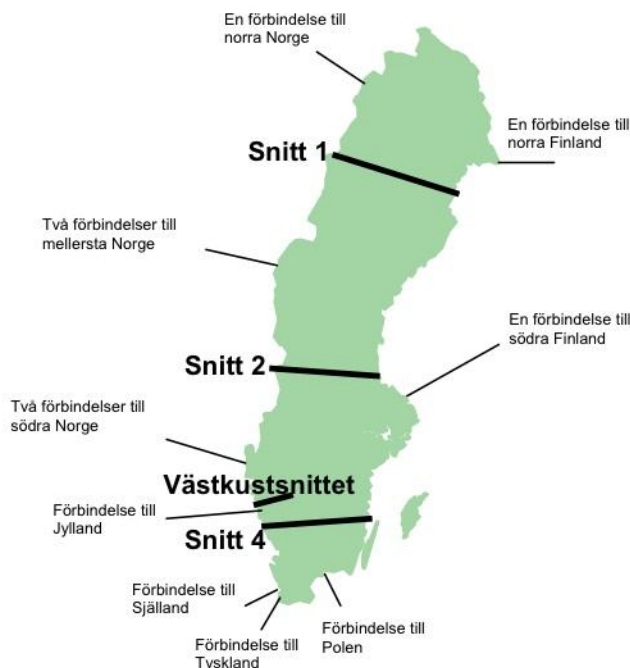
<sup>10</sup> NTC = Net Transfer Capacity

Om det går att köpa rättigheter att överföra el så kallade Physical Transmission Rights (PTR) på marknaden måste även de räknas bort ifrån nettoöverföringskapaciteten för att få den tillgängliga överföringskapaciteten (ATC)<sup>11</sup>.

#### 4.3.1 Så sätter Svenska Kraftnät överföringskapaciteten

Numera skall överbelastningar i det svenska elnätet hanteras genom de marknadsmekanismer som skapades i och med elområdesuppdelningen, med undantag för den så kallade Västskustkorridoren i Göteborgsområdet.

Svenska kraftnät sätter normalt överföringskapaciteten till andra länder till den maximala NTC men kan begränsa den med anledning av överbelastningar i Västskustkorridoren. Kapaciteten på de sydgående överföringsförbindelserna mellan de olika elområdena sätts ofta lägre än maximal NTC för att klara av dimensionerade felfall beroende på operationella förhållanden, medan kapaciteten på de norrgående normalt sätts till NTC (ENTSO-E, 2012). I figur 5 nedan illustreras de kapacitetsbegränsande snitten i det svenska elnätet. Det är efter snitt 1,2 och 4 som de svenska elområdena är uppdelade.



Figur 5, De svenska snitten samt förbindelser till/från Sverige. Källa: (Energimarknadsinspektionen; Svenska Kraftnät; Svensk Energi; Svenskt Näringsliv, 2007)

De viktigaste överföringsbegränsningarna inom Sverige är västkustsnittet, snitt 2 och snitt 4. Västskustsnittet kan bli begränsande vid stor import från Tyskland och Danmark för att kunna exportera kraft till södra Norge. Problemet är inte att överföringskapaciteten norrut från södra Sverige är för liten utan att en för stor del av kraftflödet går genom Västskustkorridoren på väg till Norge. Det kan bli så stort kraftflöde längs västkusten att stabiliteten i elnätet hotas om inte handelskapaciteterna begränsas. Sådana situationer inträffar främst under torrår men kan inträffa

<sup>11</sup> ATC = Available Transfer Capacity

nattetid eller helger vid andra tillfällen. Svenska Kraftnät med flera skriver i POMPE, 2007, att det ”inte är möjligt att konstruera ett särskilt prisområde som löser Västkustsnittet”.

Snitt 1 går norr om Skellefteälven. Norr om snitt 1 finns endast 6 % av Sveriges förbrukning och 14 % av maximalt möjlig samtidig produktion i Sverige (Energimarknadsinspektionen, 2012).

Snitt 2 går norr om Dalälven och utgör en strukturell gräns mellan Sveriges vatten- och värmekraftsproduktion<sup>12</sup>. Endast 19 procent av Sveriges förbrukning, men hela 42 procent av produktionskapaciteten, finns norr om snitt 2. Överskridanden av överföringskapaciteten i snitt 2 beror normalt på hög svensk vattenkraftsproduktion norr om snittet (Energimarknadsinspektionen; Svenska Kraftnät; Svensk Energi; Svenskt Näringsliv, 2007).

Snitt 4 går söder om kärnkraftverken i Ringhals och Oskarshamn och utgör ingen strukturell gräns för olika produktionsslag såsom snitt 2 gör. Den största delen av elproduktionen söder om snitt 2 består av kärn- och värmekraft. Problematiken med snitt 4 är en följd av stängningen av kärnkraftsreaktorerna i Barsebäck (1999 och 2005) som utgjorde den största produktionsanläggningen söder om snitt 4. Söder om snitt 4 fanns 2007 endast 10 procent av den svenska produktionskapaciteten men 19 procent av den svenska förbrukningen. (Energimarknadsinspektionen; Svenska Kraftnät; Svensk Energi; Svenskt Näringsliv, 2007). År 2010 var det verkliga utfallet att cirka 5 % producerades söder om snitt 4 medan cirka 17 % konsumerades.

#### **4.3.2 Hur påverkar produktion överföringskapacitet**

I vissa områden beror den begränsade överföringskapaciteten i elnätet på risken för spänningskollaps. Vid elproduktion produceras aktiv och reaktiv effekt. Den aktiva effekten är den som ger upphov till elektricitet medan den reaktiva effekten är en sidoeffekt som uppstår och som inte producenten får betalt för. Av spänningsskäl behöver reaktiv effekt matas in i nätet vid hög belastning för att kunna upprätthålla samma effektöverföring. För att möjliggöra större överföring mellan elområde 3 och elområde 4 används reaktiv stöttning från produktion, som exempelvis kärnkraft i elområde 3, för att ge spänningsstöd. Därför är överföringskapaciteten mellan elområde 3 och elområde 4 starkt beroende av kärnkraftsproduktionen i elområde 3 (Energimarknadsinspektionen, 2012). Hur mycket överföringskapaciteten påverkas av produktionsbortfall är starkt situationsberoende. Det har setts variationer från ca 0 – 1000 MW påverkan på överföringskapaciteten för ett enskilt aggregat på ett kärnkraftsverk (Olofsson, 2012).

Det är producerad effekt som avgör reglerbarheten och därmed överföringskapaciteten vilket gör att produktionsslaget i sig inte spelar någon roll (Samuelsson, 2012). Det finns till exempel möjlighet att reglera reaktiv effekt med vindkraftsturbiner och på så sätt öka nätkapaciteten. Det görs inte i Sverige idag men kommer att bli ett måste i takt med att vindkraften utgör en allt viktigare del av det svenska elsystemet (Bäck & Olofsson, 2012). Vissa vindkraftverk har möjlighet att skicka ut reaktiv effekt även när det inte blåser. Dock kan vindkraftens positiva påverkan på överföringskapaciteter över olika snitt i Sverige vara begränsad på grund av att de inte är lokaliserade invid stamnätet (Samuelsson, 2012).

---

<sup>12</sup> Inklusiv kärnkraft

### 4.3.3 Sydvästlänken

Sydvästlänken är en förstärkning av stamnätet för att minska flaskhalsarna i snitt 4 och västkustkorridoren. Sydvästlänken byggs med ny teknik för likströmsdelarna. HVDC-VSC<sup>13</sup> (Svenska Kraftnät, 2011). Det innebär att den kan hålla upp spänningen utan stöd från produktion vilket ökar spänningsstabiliteten. På så sätt bidrar Sydvästlänken med både ökad överföringsförmåga och leder till ett stabilare elnät eftersom att produktionsavbrotts påverkan på överföringskapaciteten minskar (Bäck & Olofsson, 2012). Se stycke 6.3.1 för mer information om Sydvästlänken.

---

<sup>13</sup> High Voltage Direct Current – Voltage Source Converter

## 5 Flaskhalshantering

### 5.1 Flaskhalshantering på kort sikt

Det finns tre sätt att behandla flaskhalsar på en existerande marknad (utan att produktion eller konsumtion tillkommer eller flyttas). De tre är import/exportbegränsning, motköp samt marknadsuppdelning (Feuk, 2011) (Svenska Kraftnät, 2009).

#### 5.1.1 Import/exportbegränsning

Om ett elområde fungerar som ett transitområde kan en begränsning av export leda till att de interna flaskhalsarna upplöses. Kostnaden för detta förfarande hamnar på kunder i det importerande området (Svenska Kraftnät, 2009). Att kostnaden läggs på kunderna i det importerande området var grunden till att Sverige inte fick använda sig av denna flaskhalshantering. Svenska Kraftnät använde metoden för att motverka flaskhalsar i snitt fyra vilket då gav högre priser på den danska elmarknaden.

#### 5.1.2 Mothandel

Mothandel sköts genom att den systemansvarige beordrar ökad produktion eller minskad förbrukning på underskottssidan och minskad produktion eller ökad konsumtion på överskottssidan. Kostnaden uppkommer på eftermarknaden Elbas och faller på systemoperatören som sedan för den vidare till konsumenterna via elnätspriset (Svenska Kraftnät, 2009).

#### 5.1.3 Marknadsuppdelning

Flaskhalshantering via marknadsuppdelning sköts via marknadsmekanismer. Första steget är att definiera olika anmälningsområden eller budområden där de geografiska gränserna går vid flaskhalsarna i elnätet. I prisberäkningen för de olika områdena tas hänsyn till flaskhalsar varvid priset på underskottssidan blir högre och priset på överskottssidan blir lägre. Det stimulerar att öka produktionen och minska konsumtionen på underskottssidan och vice versa på överskottssidan. Kostnaden för marknadsuppdelning bärs av marknadens aktörer där konsumenterna på underskottssidan och producenterna på överskottssidan är förlorare och producenterna på underskottssidan och konsumenterna på överskottssidan är vinnare (Svenska Kraftnät, 2009).

Det finns olika sätt att göra en marknadsuppdelning där särskiljning mellan noder och zoner ska göras. En uppdelning i noder tar hänsyn till alla möjliga flaskhalsar och priserna sätts separat i alla noder. I en zonuppdelning tar marknaden hänsyn till flaskhalsar mellan zoner enligt beskrivningen ovan. Interna flaskhalsar i zonerna måste sedan behandlas ytterligare via andra flaskhalshanteringar (Holmberg & Lazarczyk, 2012).

Schematiskt fungerar zonprissättning i fem olika steg (Jörnsten & Björndal, 2001):

1. Först sker en prissättning utifrån utbud och efterfrågan där flaskhalsar i elnätet bortses från vilket ger systempriset.
2. Om överföringsbegränsningar bildas delas marknaden in i olika zoner.
3. Zonerna delas upp i överskottsområden och underskottsområden.
4. Överföringskapaciteten mellan zonerna bestäms och beräkningarna utgår ifrån dessa begränsade kapaciteter.

5. Ett jämviktspris räknas ut för varje enskild zon. Om det fortfarande skulle vara begränsningar över samma snitt itereras det ifrån punkt 4 och om det skulle skapas nya flaskhalsar itereras det från punkt 2.

De prisskillnader som uppstår blir intäkter till nätägaren i form av kapacitetsavgifter. Kapacitetsavgiften bestäms som volymen som går mellan två områden och prisskillnaden mellan områden. Antingen fasta eller rörliga zoner kan väljas, där Sverige har valt fasta zoner och Norge har delvis rörliga zoner.

#### **5.1.4 Flaskhalshantering på kort sikt på den nordiska marknaden**

På den nordiska elmarknaden hanteras flaskhalsar genom marknadsdelning. Systemet är då uppdelat i minst två olika marknader eller prisområden. Prisskillnaden mellan två områden som är sammanbundna och där överföringskapaciteten mellan dessa är begränsande kallas för kapacitetsavgift och tillfaller systemansvarig. Systemet med marknadsdelning kan skapa incitament för de enskilda systemansvariga att inte investera i ytterligare överföringskapacitet för att maximera sina kostnader. (Kristiansen, 2004). Det förhindras av att de nordiska systemansvariga har förbundit sig att lägga intäkterna från kapacitetsavgifter på antingen nätavgiftsreduceringar, som norska Statnett och danska Energinet.dk, eller på nätinvesteringar, så som Svenska Kraftnät och finska Fingrid gör (Nord Pool Spot, 2012). Det kan även finnas interna flaskhalsar inom de olika zonerna och de behandlas med mothandel där kostnaden påförs systemansvarige.

Uppdelningen av elområden har gjorts med fasta zonindelningar i alla fall förutom de interna zonuppdelningarna i Norge som är delvis rörliga.

## **5.2 Flaskhalshantering på lång sikt**

På lång sikt kan investering i nätkapacitet eller investering i produktion eller konsumtionsanläggningar göras för att hantera flaskhalsar. Investering i produktionsanläggningar görs i underskottsområden för att det i ett underskottsområde är högre pris. Det kommer att kunna dra ned flödet genom flaskhalsen då importbehovet till området minskar. Konsumtionsanläggningar som stora fabriker har incitament att förläggas i överskottsområden vilket förbättrar överföringsbegränsningen genom att priset ökar i överskottsområdet.

## **5.3 För- och nackdelar med de olika metoderna**

Håkan Feuk från E.ON tog på Market Design Europe upp olika kriterier på hur flaskhalsar kan behandlas på elmarknaden. Kortfattat kan de möjliga åtgärderna delas upp i fem olika kategorier med olika horisonter. På medellång sikt kan man dela upp marknaden i mindre marknader för att skapa prissignaler. På kort sikt kan man begränsa handel eller ägna sig åt mothandel. Man jämförde en hel marknad där flaskhalshanteringen sköts med motköp med en marknad som är uppdelad i zoner eller noder. Han kom fram till att en hel marknad hade fördelar i likviditet, marknadskonkurrens, incitament för investeringar i såväl nät som produktion samt ett ökat ansvar för den systemansvarige. Investeringarincitamenten för nätägare härstammar ifrån att de står för kostnader relaterad till mothandeln. Feuk menar att incitamenten att investera i produktionskapacitet skulle försvinna vid en zon/noduppdelning då investeraren skulle kunna påverka priset allt för mycket i den enskilda zonen/noden (Feuk, 2011).

I rapporten POMPE framhävs det att flaskhalsar inte kan lösas endast med nätinvesteringar utan att endast nya produktionsinvesteringar kan ge varaktiga förstärkningar på elbalansen (Energimarknadsinspektionen; Svenska Kraftnät; Svensk Energi; Svenskt Näringsliv, 2007).



## 6 Varför ska elmarknaden vara integrerad?

Olika områden har olika produktionsförutsättningar och konsumtion. Genom att integrera områdena kan en högre total samhällsnytta uppnås än om områdena hade varit separata. Detta genom att utbuds- och efterfrågekurvan möts vid en högre kvantitet (Wangensteen, 2006).

På en elmarknad med kraftslag med olika reglerbarhet fungerar en integrerad marknad för att kunna reglera effekten bättre och samtidigt uppnås stordriftsfördelar. På den nordiska elmarknaden kan det exemplifieras med att baslast som kondenskraft och kärnkraft kan kombineras med vattenkraft på dagtid då konsumtionen är hög. På natten kan baslasten fortsätta köras tack vare en integrerad marknad och därmed kan man slippa uppstartskostnader och samtidigt spara på vattenkraften (Fysiskahandlare, 2012).

### 6.1.1 Lågt och normalt hydroläge

När hydroläget är lågt eller normalt behövs den integrerade elmarknaden främst för att enligt exemplet ovan spara på vatten och använda det som reglerbar energi till annan baslast.

### 6.1.2 Högt hydroläge

Vid ett högt hydroläge är det viktigt att ha en integrerad elmarknad för att inte behöva spilla vatten vid sidan om turbinerna.

### 6.1.3 Säsongernas olika egenskaper

#### 6.1.3.1 Vinter

På vintern är konsumtionen hög vilket ställer krav på produktionen och att det finns en stor mängd tillgänglig effekt. Därför sparar man gärna vatten i magasinerna under resten av året samt har en integrerad marknad.

#### 6.1.3.2 Vår

Det mest specifika med våren är vårfloden när snön börjar smälta. Allt smältvatten går inte att samla upp i årsmagasin och det kan ställa krav på en hög vattenkraftsproduktion.

#### 6.1.3.3 Sommar

Sommaren kännetecknas av låg konsumtion. Därför utförs även kärnkraftsrevisioner främst sommartid, vilket förutom nedsatt kärnkraftsproduktion även kan ge genomslag på överföringskapaciteten.

#### 6.1.3.4 Höst

Hösten uppvisar ett liknande beteenden som våren men det finns inte någon vårflod att ta hänsyn till.

## 6.2 Elområdesindelningen

Elområdesindelningen hade sin grund i nedstängningen av kärnkraftsproduktionen i Barsebäck, 1999 och 2005, då det nuvarande elområdet SE4 gick från att vara ett område med balans mellan produktion och konsumtion till att ha ett underskott av elproduktion (Jörnsten, 2012). Det ledde i sin tur till ökat behov av kraftöverföring över snitt 4 i Sverige. För att klara hanteringen av kapacitetsbrist på flaskhalsar inom Sverige ströp Svenska Kraftnät exportkapaciteten på Öresundförbindelsen mellan nuvarande elområdena SE4 och DK2 (Copenhagen Economics, 2006). Den strypta exportkapaciteten ledde till stora ekonomiska förluster, minst 725 miljoner DKK mellan 2001 – 2006, för danska

konsumenter (Copenhagen Economics, 2006). Det ledde i sin tur till upprördhet bland danska konsumenter och Svenska Kraftnät blev 2003 och 2006 anmäld till EU-kommissionen. Anmälarna var 2003 den danska intresseorganisationen Foreningen for Slutforbrugere af Energy och 2006 branschorganisationen Dansk Energi (Energimarknadsinspektionen, 2012). Med bakgrund i den senare anmälan, där det hävdades att Svenska Kraftnät överträdde EG:s konkurrensregler, beslutade kommissionen, i april 2009, att formellt pröva om Svenska Kraftnäts begränsningar av elexport innebar ett missbruk av dominerande marknadsställning (Energimarknadsinspektionen, 2012).

Redan innan EU-kommissionen beslutade om prövning uppdrog den svenska regeringen i sitt regleringsbrev till Svenska Kraftnät att inleda processen med att dela upp Sverige i flera elområden. Det skedde efter att Nordiska Ministerrådet i september 2008 antagit en handlingsplan för att påskynda utvecklingen av en gränslös nordisk elmarknad. I juni 2009 presenterade kommissionen en preliminär bedömning som konstaterade att Svenska Kraftnät sätt att hantera interna flaskhalsar kan strida mot konkurrensreglerna i EG-fördraget. Precis innan denna preliminära bedömning hade kommissionen föreslagit en förlikning i ärendet som innebar att Svenska Kraftnät skulle åta sig att förändra sina rutiner för att hantera flaskhalsar mot att kommissionen avskriver sig ärendet. Utformningen av åtgärderna diskuterades mellan Svenska Kraftnät och kommissionen och i januari 2010 lämnade Svenska Kraftnät de slutgiltiga åtagandena till kommissionen. I april 2010 beslutade kommissionen att göra Svenska Kraftnäts åtaganden bindande i tio år.

Vid utredningen av hur de nya anmälningsområdena skulle se ut och när de skulle införas var det många aspekter som togs i beaktande. Målet var att förändra marknaden så fort som möjligt med hänsyn till förändringar i IT-system och för att den finansiella marknaden skulle få tillräcklig framförhållning. Slutligen beslutades det att elområdena skulle delas in efter de redan befintliga flaskhalsarna vid snitten 1, 2 och 4. Den 24 maj 2010 beslutade Svenska Kraftnät att indelningen i fyra elområden skulle träda i kraft från och med den första november 2011.

## **6.3 Framtida investeringar**

### **6.3.1 Sydvästlänken**

Sydvästlänken är en nätinvestering från Svenska Kraftnät som syftar till att förstärka växelströmsnätet, öka driftsäkerheten och åtgärda begränsningar i överföringskapaciteten till södra Sverige och mellan Norge och Sverige (Svenska Kraftnät, 2011). Sydvästlänken består av tre delar med en knutpunkt utanför Nässjö, se figur 6. Därifrån byggs en växelströmsledning norrut till Hallsberg. Från Nässjö byggs även likströmslänkar till Hörby i Skåne och till Oslo-området i Norge. Svenska Kraftnät skriver på sin hemsida att "Sydvästlänken är en viktig satsning för att trygga elförsörjningen i landets södra delar" (Svenska Kraftnät, 2011). Tidsplanen för ledningen norr- och söderut från Nässjö är planerad i drifttagning i kvartal 4, 2014 (Svenska Kraftnät, 2011). För ledningen till Norge som är ett projekt som görs i samarbete med Statnett, systemansvarig myndighet i Norge, är planerad idrifttagning tidigast 2018.



Figur 6, Överskådlig bild över Sydvästlänkens planerade sträckning. Källa: (Svenska Kraftnät, 2011)

För elområde SE4 innebär Sydvästlänken att överföringskapaciteten norrifrån ökar med cirka 25 procent eller 1200 MW DC<sup>14</sup> (Samuelsson, 2012). Det motsvarar effekten som de båda reaktorerna i Barsebäck kunde leverera. Energimarknadsinspektionen beskriver i sin rapport Elområden, 2012, effekterna av Sydvästlänken enligt följande: "Sydvästlänken som kommer att påverka kapaciteten i nätet och därmed även att minimerar prisskillnaden på kort sikt. Därmed kommer de negativa effekterna för kunderna i södra Sverige att lindras om ett antal år".

### 6.3.2 Vindkraft

År 2010 fanns det drygt 2 000 MW installerad vindkraftsproduktionseffekt. Samma år producerades det cirka 3,5 TWh vindkraft (Regeringen, 2011). År 2010 och 2011 installerades det 603 respektive 718 MW ny effekt från vindkraftsverk (Svensk vindenergi, 2011). Energimyndigheten bedömer i sin prognos att år 2020 kommer årsproduktionen att vara drygt 12 TWh. I rapporten Price Areas in Sweden av SKM Market Predictor AS från 2010 är en analys gjord för att se hur en årlig produktion av 12 TWh vindkraft skulle slå på prisskillnaderna inom Norden. Deras slutsats är att en ökad vindkraftsproduktion skulle leda till lägre priser generellt i Norden och större prisskillnader inom Sverige (SKM Market Predictor AS, 2010).

### 6.3.3 Effekt av Fenno-skan 2

Fenno-Skan 2 är en likströmsförbindelse på 800 MW mellan Finland och Sverige, som har ökat överföringskapaciteten mellan länderna med cirka 40 procent (Fingrid, 2012). Det är en utbyggnad av den redan befintliga likströmsförbindelsen Fenno-Skan. Förbindelsen togs i drift den 15 december 2011 och är ett gemensamt utbyggnadsprojekt av Svenska Kraftnät och systemansvarig myndighet i Finland, Fingrid Oyj. Genom Fenno-skan 2 kan mer el från norra Sverige transporteras till elområde SE3 genom att använda Finland som transitland. Det kan bidra till minskade prisskillnader mellan de svenska elområdena (Portföljförvaltare, 2012).

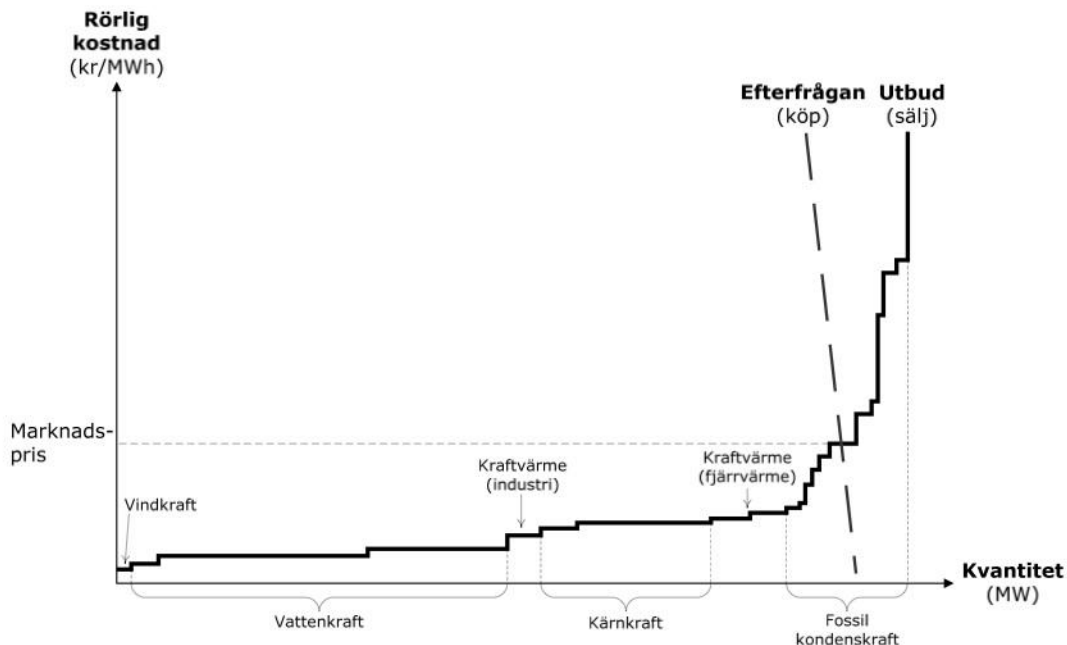
<sup>14</sup>Likström (Direct Current)

## 7 Hur sätts elpriset på Nord Pool?

### 7.1 Elspot

Elspot är den marknad där den kortsiktiga handeln med fysiska kontrakt sker. Elproducenterna lägger in bud om hur mycket el de är beredda att leverera i respektive anmälningssområde för olika priser under de nästkommande 24 timmarna. Elhandlarna lägger in bud på hur mycket el i respektive anmälningssområde de tror att kunderna kommer att förbruka under de nästkommande 24 timmarna samt hur mycket de är villiga att betala för den. För varje timme under kommande dygn aggregeras aktörernas sammanlagda bud till utbuds- och efterfrågekurvor.

Nord Pools algoritmer ser till att den billigaste elen som finns tillgänglig produceras genom att matcha köparnas bud. På så sätt kommer den sista megawatten av el att sätta marknadspriset för all produktion. Jämviktspriset motsvarar förenklat den rörliga produktionskostnaden för den dyraste produktionsanläggningen som behövs för att möta efterfrågan, se figur 7.



Figur 7, Prissättning i teorin. Källa: (Statens energimyndighet, 2006)

#### 7.1.1 Systempris

Ett systempris för hela Norden räknas fram för varje enskild timme baserat på säljarnas och köparnas bud. Systempriset bygger på att inga överföringskapaciteter mellan olika budområden har beaktats vilket gör att systempriset speglar marknadspriset för el i Norden. Majoriteten av de finansiella standardkontrakten som handlas i Norden använder sig av systempriset som referenspris.

#### 7.1.2 Områdespris

Efter beräkningen av systempriset beräknas ett nytt pris där de fysiska överföringskapaciteter som rapporterats in från systemansvarig myndighet i respektive land tas med i beräkningarna. Beroende på fysiska överföringsbegränsningar kan marknadspriset variera mellan olika elområden på marknaden. Genom att öka priset i ett underskottsområde kommer aktörerna i detta område sälja mer och köpa mindre medan i ett område med överskott ett lägre pris kommer leda till mer köpande och mindre försäljning av el. Områdespriskalkyleringen är iterativ så att överföringskapaciteten

mellan området med högre pris och området med lägre pris utnyttjas maximalt. Det innebär att flödet i överföringsförbindelsen alltid kommer gå från området med lägre pris (överskott) till området med högre pris (underskott).

### 7.1.3 Priskalkyleringsprinciper på Nord Pool Spot

Nord Pools priskalkyleringsprinciper bygger på kriteriet att maximera samhällsnytta i kombination med att följa rådande marknadsförhållanden. Nord Pools priskalkyleringssystem, SESAM, maximerar värdet på målfunktionen beaktande olika fysiska restriktioner; såsom volymrestriktioner, områdesbalans och överföringskapaciteter. Målfunktionen som ska maximeras kan ses i ekvationen nedan.

$$\text{Max } \sum_n \left\{ \int_0^{d^a} D^a(x) dx - \int_0^{s^a} S^a(y) dy \right\}$$

Där  $a$  representerar ett område,  $d^a$  är efterfrågan i område  $a$  och  $D^a$  är efterfrågefunktionen i område  $a$ ,  $s^a$  är utbudet i område  $a$ ,  $S^a$  är utbudsfunktionen i område  $a$  och  $n$  är antalet områden. Det är en vanlig funktion för att beräkna total samhällsnytta men där efterfrågad volym till ett visst pris inte nödvändigtvis är samma som utbudet till ett visst pris. Det på grund av att flera områden är sammansatta och där skillnaden mellan utbudet,  $s^a$  och efterfrågan,  $d^a$  blir nettoexporten av el för ett område. Nord Pools system SESAM är formulerad så att samhällsnyttan, definierat i ekvationen ovan som konsumenternas nytta minus producenters kostnad (representerat av funktionerna  $D^a$  och  $S^a$ ) skall maximeras under de olika fysiska restriktionerna (Nord Pool Spot, 2012).

### 7.1.4 Blockbud

Förutom att lägga bud på enskilda timmar över dygnet har aktörerna på Nord Pool Spot även möjlighet att lägga blockbud. Ett blockbud har två egenskaper. Den första är att varje bud refererar till fler än en timme. Den andra är att ett bud antingen blir accepterat eller ej accepterat som helhet. Budet blir accepterat om medelpriset över den givna tidsperioden är lägre (för ett köpbud) eller högre (för ett säljbud) än det angivna budpriset. Blockbuden är lämpliga för kraftproducenter som har höga start- och stoppkostnader. De är också effektiva för att hantera inflexibel konsumtion.

Att det finns blockbud på Nord Pool Spot innebär att priskalkyleringen blir mer komplex i och med att det matematiska problemet som ska lösas går från att vara ett kontinuerligt till ett diskret problem. Det finns ingen analytisk lösning på detta problem utan Nord Pool har valt att lösa det på ett pragmatiskt sätt. Modellen för att lösa problemet är formulerad på så sätt att man bortser från kravet att ingen vinst eller nytta ska förbises. Att ha blockbud ger också effekten att systempriset kan skilja sig från områdespriset i en timme då alla områden har samma pris. Det kan bli så därför att systempriset och områdespriset i timme  $H$  påverkas av vilka blockorder som accepteras, och som omfattar timme  $H$  i vardera av de två prisberäkningarna. Ett blockbud som sträcker sig över flera timmar kan bli accepterat i en prisberäkning och inte den andra, vilket kan ge skilt systempris från områden även om alla områden har samma pris en viss timme (Nord Pool Spot, 2012).

## 7.2 Elbas

Som ett komplement till spotmarknaden, Elspot erbjuder Nord Pool marknaden Elbas som är en kontinuerlig intradagsmarknad för att handla elkraft i Norden, Tyskland och Estland. Den fungerar som ett regleringsverktyg när marknaden aktörer behöver finjustera utbuds- eller efterfrågeprognosen efter att handeln på Nord Pool Spot har stängts för nya bud, vilket den gör

klockan 12.00 dygnet innan produktionen och förbrukningen sker. Det kan till exempel bero på störningar i produktion hos någon kraftkälla. Justeringen av produktions- eller konsumtionsprognosen kan göras med hjälp av Elbas tjugofyra timmar om dygnet fram till strax före den timme då elleveransen ska ske (Nord Pool Spot, 2012).

## 8 Säkringsalternativ

### 8.1 Vad är en hedge?

En hedge är en självfinansierande portfölj som replikerar ett åtagande så att värdet av portföljen med sannolikheten 1 är lika med värdet av åtagandet vid tidpunkten för åtagandet. En självfinansierande portfölj är en portfölj där alla köp finansieras av en försäljning i portföljen. (Björk, 2009) (Björk, FL5). I boken, *Options, futures and other derivatives*, beskriver Hull att en sådan perfekt hedge är svår att hitta och oftast får en hedge som kommer så nära en perfekt hedge som möjligt försöka hittas (Hull, 2012).

#### 8.1.1 Varför behöver man hedga?

Hedging görs av företag för att kunna fokusera på sina huvudaktiviteter och för att hålla risker nere. (Hull, 2012). Genom att hedga kan företaget veta sina kostnader och sätta ett pris till kund som innebär en viss vinstmarginal för företaget. Den ökade säkerheten innebär också att kapitaltäckningsgraden kan hållas nere.

#### 8.1.2 Kort hedge

En kort hedge är en hedge där man i förväg har sålt något till ett visst pris. Typiskt sett innehar en kort hedgare tillgången och vill veta vilket pris han kan få i framtiden. På elmarknaden kan det exemplifieras av en producent. Det kan även vara en aktör som väntar in en tillgång i framtiden och vill sälja den direkt, vanligt exempel på detta är inom valutamarknaden då man vill säkra en intäkt i den lokala valutan medan kundfordringen är i en utländsk valuta (Hull, 2012).

#### 8.1.3 Lång hedge

En lång hedge är när man köper en tillgång i förväg till ett bestämt pris. På elmarknaden kan det exemplifieras av ett elförsäljningsbolag som har sålt el till ett fast pris till en elkonsument och vill hedga för att säkra sina marginaler (Hull, 2012).

#### 8.1.4 Crosshedging, proxyhedging

Crosshedging eller proxyhedging används företrädesvis när det råder likviditetsbrist på det kontrakt som vore den naturliga hedgen och innebär att ett kontrakt med en annan underliggande tillgång används. En proxyhedge på elmarknaden behöver enligt en energihandlare vara väl korrelerad på såväl terminshandeln som vid spotleverans. Vid spotleverans spelar de fundamentala förutsättningarna stor roll. En portföljförvaltare som har intervjuats framhåller att det är viktigt att en proxyhedge fungerar som bäst i de fall där nedsidan riskerar att bli stor. Det kan skapas till exempel genom att ha någon form av hävstång på kontraktet eller att korrelationen mellan proxyhedgen och den underliggande tillgången är god vid höga prisnivåer.

#### 8.1.5 Forward- och futurekontrakt

Forward- och futurekontrakt är båda terminskontrakt där principen är densamma men där avräkningen skiljer sig genom att vid ett forwardkontrakt sker all avräkning vid leverans eller slutdatum och vid ett futurekontrakt sker avräkningen fortlöpande. Ett terminskontrakt innebär en bilateral förpliktelse där både säljare och köpare förbinder sig att hålla vad som stipuleras i kontraktet. I terminskontraktet finns information om varan, tidpunkten eller perioden för leverans samt priset (Hansson, 2011). Att kontraktet är bilateralt tvingande gör att ingen betalning sker vid utfärdandet då värdet av kontraktet justeras i priset. Värdet i tidpunkten för utfärdandet,  $t=0$ , är därmed noll.

Värdet av ett forwardkontrakt,  $V_T$  vid leverans ges av skillnaden i spotpriset,  $S$  vid tiden för leverans,  $t=T$  och det överenskomna terminspriset,  $K$ ,  $V_T = S_T - K$ , medan värdet för ett future kontrakt endast är förändringen från tiden  $t=T-1$  och  $t=T$ ,  $V_T = S_T - K_{T-1}$ .

Under riskneutrala förhållanden är kontraktets förväntade värde noll vid  $t=T$  vilket ger att terminspriset  $K$  ges av det förväntade framtida spotpriset på den underliggande tillgången:

$$K = E_0^Q[S_T]$$

där  $r$  är den riskfria räntan och  $Q$  är det riskneutrala sannolikhetsmåttet (Björk, 2009).

Om inte ett riskneutralt förhållande råder hamnar man i en situation där det förväntade värdet på kontraktet vid leverans är mindre eller större än noll.

$$E_0^Q[V_T] = E_0^Q[S_T] - K < 0 \text{ kallas positivt prisbias.}$$

$$E_0^Q[V_T] = E_0^Q[S_T] - K > 0 \text{ kallas negativt prisbias.}$$

En finansiell marknad kan ha olika sammansättningar av hedgare och spekulanter.

Sammansättningen blir avgörande för om man får ett positivt eller negativt prisbias eller med andra ord vem som får betala marknadens riskpremium. Fyra möjliga sammansättningar finns (Hansson, 2011):

1. Lång hedgare och kort spekulant. Köparen är en framtida konsument som vill hedga medan säljaren är spekulant. Riskpremien betalas således av köparen och det är en situation av positivt prisbias.
2. Kort hedgare och lång spekulant. Säljaren vill hedga i egenskap av till exempel producent medan spekulanten vill köpa. Riskpremien betalas således av säljaren och det är en situation av negativt prisbias.
3. Båda säljare och köpare är hedgare. Huruvida det är en situation av positivt eller negativt prisbias beror på graden av riskaversion hos köpare respektive säljare.
4. Båda säljare och köpare är spekulanter. Denna situation uppstår på grund av att aktörerna har olika förväntningar på det framtida priset.

## 8.2 Prissäkring på elmarknaden

### 8.2.1 Varan el

Elektricitet måste produceras och konsumeras samtidigt och går inte att lagra på ett kostnadseffektivt sätt. Det innebär att teorier kring arbitrage inte kan användas eftersom det förutsätter att det går att köpa och förvara, alternativt blanka,<sup>15</sup> den underliggande tillgången (Kristiansen, 2004). Det gör att det inte finns ett unikt riskneutralt sannolikhetsmått samt att priset avgörs ifrån utbud och efterfrågan. Det innebär också att prismekanismen inte fungerar tillräckligt fort för att användas i realtid utan att prissättning måste ske före eller efter konsumtionen (Wangenstein, 2006). Andra intressanta egenskaper hos el är att det inte går att spåra el till producenten vilket ställer krav på hur avräkningen sker.

---

<sup>15</sup> Blanka sker genom att man först lånar och säljer en tillgång varpå man köper och lämnar tillbaka den vid senare tillfälle.



### 8.2.2 Riskpremium på elmarknaden

Riskpremien på elmarknaden bestäms som har diskuterats ovan av marknads sammansättning. Elmarknaden består av långa och korta hedgare, nämligen konsumenter och producenter. För hela det nordiska systemet kan antalet korta och långa hedgare anses vara i balans men för olika elområden kan det variera kraftigt då vissa har övervikt av konsumenter och andra av producenter. Efterfrågan på el är oelastisk relativt med utbudet och de flesta elproducenter kan reglera sin produktion till att producera vid höga priser, vilket särskilt gäller vattenkraftsproducenter. Det leder till att riskaversa konsumenter är villiga att betala ett riskpremium samtidigt som reglerbarheten för producenter minskar deras behov att hedga (Kristiansen, 2004). Vattenkraft tillhör baslasten i Sverige men det kan tänkas ett liknande fenomen för gasturbiner istället. Dessutom förändras riskaversionen beroende av nyligen inträffade händelser till exempel ökar en mild vinter riskaversionen hos producenter och minskar riskaversionen hos konsumenter och vice versa för en kall vinter.

### 8.2.3 Elmarknaden och riskaversion

Enligt teorierna bakom Arrow-Pratts riskpremium ökar riskaversionen med ökad varians på den riskfyllda delen och minskar med ökad initial förmögenhet (Hansson, 2011). Översatt till elmarknaden ökar riskaversionen med påverkan på det egna resultatet. För energiintensiva företag, inom till exempelvis pappers- och stålindustri, där elpriset har en stor inverkan på resultatet betyder det att de är mer benägna att hedga sitt elinköp. Elprisets påverkan på det egna resultatet är en stor faktor i vad som avgör huruvida en kund blir fastpriskund eller väljer ett rörligt pris

## 8.3 Risker för elhandelsbolag

Kunderna som i sin tur vill hedga sin förbrukning kräver fasta priser samtidigt som dynamiken på elmarknaden, att el måste produceras och konsumeras samtidigt, gör att volymen måste vara rörlig. På Nord Pool Spot gäller dock motsatta förhållanden, där priserna är rörliga och volymerna fasta. Det skapar två olika risker.

### 8.3.1 Priserisk

Priserisken är den risk att det fasta pris som har avtalats i förväg inte kommer att överensstämja med spotpriset. Priserisken går att eliminera genom att köpa elen finansiellt i förväg och sedan avräkna vid leverans.

### 8.3.2 Volym- och profilrisk

Volymrisken består i att den förväntade volymen inte stämmer överens med den faktiska volymen. Om en för liten mängd el har köpts ligger risken i att elen blir dyrare än priset på den hedgade volymen och vice versa. Profilrisk består i att konsumtionen sker annorlunda över dygnet än vad som är prognostiserat.

Dessa risker är svåra att hedga då det är riskfyllt att ställa ut volymkontrakt eftersom utställaren inte kan återförsäkra sig. Istället får dessa risker inpris i elhandlarnas marginal.

## 8.4 Hur fungerar finansiella kontrakt på Nasdaq OMX Commodities?

Alla kontrakt på Nasdaq OMX Commodities avräknas med en kontantavräkning och är utformade för att passa de olika aktörerna på den finansiella marknaden. Att kontraktet är kontantavräknade innebär även att ingen åtar sig att fysiskt köpa eller sälja el. Producenter, återförsäljare och slutkonsumenter använder de finansiella kontraktet i ett riskhanterings syfte och det finns även spekulanter på marknaden som är ute efter att tjäna pengar och bidrar till likviditet på marknaden.

Nasdaq OMX Commodities erbjuder samma kontrakt för alla områden (Nasdaq OMX Commodities, 2012).

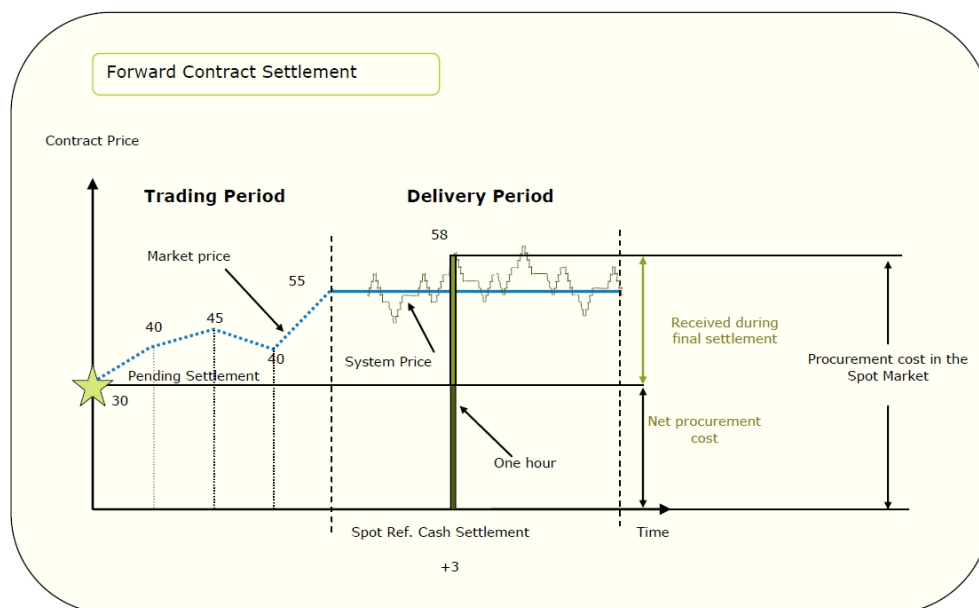
För prisskillnadskontrakten, CfD erbjuds endast base load- kontrakt medan det för systempriset finns möjlighet att köpa peak load- kontrakt. Skillnaden mellan base load- och peak load-kontrakt är att base load kontrakten räknas för hela dygn och veckor och peak load endast för vardagar och timmarna 08-20. För base-load finns även optioner som har samma tidshorisonter som forwardkontrakt (Nasdaq OMX Commodities, 2012).

Nord Pool erbjuder futures på en horisont upp till 6 veckor och forwards upp till 6 år framåt där anledningen är att det krävs en stor kapitalbindning för futures-kontrakt. Futures erbjuds som base load kontrakt och på antingen vecko- eller dagsbasis eller som peak-load men då endast på veckobasis. Forwards erbjuds på års-, kvartals- och månadsbasis där årskontrakten delas upp i kvartalskontrakt som sedan delas upp i månadskontrakt (Nasdaq OMX Commodities, 2012).

#### 8.4.1 Avräkning på Nasdaq OMX Commodities

På Nasdaq OMX Commodities sker avräkningen under handelsperioden av futurekontrakt via daglig mark-to-market avräkning vilket innebär att man avhandlar vinster och förluster för dagliga förändringar i marknadspriset på kontraktet. Under leveransperioden avräknas futurekontraktet genom skillnaden mellan spotpris och kontraktets värde på den sista handelsdagen.

Avräkning av ett forwardkontrakt på Nasdaq OMX Commodities startar med att längre kontrakt delas upp enligt förfarande ovan i stycke 8.4 till dess att månadskontrakt återstår. För månadskontrakt sker avräkningen likt futurekontrakt med betalningar över leveransperioden. Skillnaden är att ingen korrigering har gjorts för förändringen under forwardkontraktets handelsperiod vilket gör att även prisskillnaden avräknas under leveransperioden. En illustration av avräkningen finns i figur 8 nedan (Nasdaq OMX Commodities, 2012).



Figur 8, Avräkning för forwards på Nasdaq OMX Commodities. Källa: (Nasdaq OMX Commodities, 2012)

### 8.4.2 CfD-kontrakt

Eftersom det finns möjliga överföringsbegränsningar i det nordiska elsystemet blir inte det nordiska systempriset(SYS) en fullständig hedge då olika priser för olika elområden kan uppstå. För att hedga mot denna områdesprisrisk finns CfD-kontrakt som är forwardkontrakt på prisskillnaden mellan ett område, t.ex SE4 och SYS. Anledningen till strukturen med ett kontrakt för prisskillnaden istället för ett kontrakt direkt på områdespriset är att behålla likviditeten på kontrakten med systempriset som underliggande tillgång. Prisskillnaden beräknas som område minus systempris och kan vara såväl positiv som negativ. Då CfD-kontraktet är ett forward kontrakt sker avräkningen på samma sätt som ovan.

### 8.4.3 Option på Nasdaq OMX Commodities

Optionerna som erbjuds på Nasdaq OMX Commodities är av europeisk typ, vilket betyder att inlösen endast sker på inlösen datumet och underliggande tillgång är slutvärdet på termiskontrakten för systempriset. Såväl sälj- som köpoptioner erbjuds på de underliggande kontrakten som är kvartals- och årskontrakt.

## 8.5 Andra möjligheter till att hantera prisrisken

Ovan finns en redogörelse för de existerande sätten som prisrisken kan hedgas på i Nord Pool-området. Nya situationer kan framkalla nya lösningar och det kan tänkas finnas alternativa kontrakt som skulle kunna hantera likviditetsbristen på den finansiella marknaden för elområde SE4. Dessutom kan dynamiken på elmarknaden påverka situationen i en riktning som förbättrar möjligheterna att hedga prisrisken.

### 8.5.1 Andra möjliga kontrakt

Att Nord Pool skulle ställa ut kontrakt för att förändra förutsättningarna på marknaden för SE4 är inte troligt enligt en mångårig medarbetare hos Nasdaq OMX Commodities (KeyAccountManager, 2012). Ett införande av nya kontrakt skulle snarare innebära att antalet kontrakt skulle urlaka likviditeten ytterligare. CfD-kontraktet är det bästa möjliga som kan skapas då det kan användas för att hedga prisrisken fullt ut och det är ett enkelt kontrakt. Det gör det mindre troligt att CfD-kontraktet kommer att bytas ut mot ett annat kontrakt. För marknaden medför bristen på att kunna äga den underliggande tillgången genom produktion i SE4 att ingen kommer vara beredd att ta risken som kontrakt med hävstång som till exempel optioner i elområde SE4 skulle innebära (KeyAccountManager, 2012).

### 8.5.2 Financial Transmission Rights

Financial Transmission Rights (FTR) är ett sätt att säkra sig mot kapacitetsavgiften genom att finansiellt köpa överföringsrätter av systemoperatören från ett område till ett annat. Systemoperatören kan sedan backa sin försäljning med faktisk överföringskapacitet. För köparens sida blir effekten att köparen säkrar prisrisken mellan två olika områden snarare än mot systempris. FTR-kontrakt kan bidra till ökad likviditet i CfD-kontrakt då en producent i ett område kan genom att hålla ett FTR-kontrakt mellan områdena ha backning för att ställa ut CfD-kontrakt i områden där producenten inte har produktion. Det kan även tänkas att man köper CfD i ett annat område än sitt eget och lägger till FTR-kontrakt och på så sätt är säkrad mot prisrisken i sitt område.

### 8.5.3 Förändrade kundbeteenden

Kunder i elområde SE4 har börjat uppmärksamma att likviditetsbristen på prissäkringskontrakt i SE4 har lett till att de tjänar på att inte säkra alternativt att säkra i den mer likvida SE3-marknaden. Om det fortsätter kan det leda till en bättre balans mellan köp- och säljorder på CfD-kontrakt i SE4 vilket kan sänka priset (KeyAccountManager, 2012).

#### 8.5.3.1 Rörligt pris – exempel från Norge

Norge har mycket lägre omsättning på CfD-kontrakt än övriga Nord Pool-länder. Norge har haft låga priser generellt och därför uppfattat områdesprisrisken som låg. Dessutom har Norge av tradition mycket färre fastpriskunder vilket minskar behovet av att hedga. Norska företag har ofta säkrat sin elförbrukning direkt hos producent via bilaterala kontrakt. Dessutom är inte de norska zonerna fixerade vilket försvårar hedging via CfD-kontrakt. Sedan finns det problem i att dålig likviditet skapar en negativ spiral där spekulanter håller sig undan på grund av dålig likviditet och skapar en ännu sämre likviditet (Björndalen & Hagman, 2011).

#### 8.5.3.2 Riskpremien betalas av kunden men hur länge till?

När en fastpriskund har tecknat ett abonnemang köps traditionellt all el som denne förväntas att förbruka på terminsmarknaden direkt och det pris kunden får betala baseras på denna kostnad. De ökade kostnader som den bristande likviditeten har medfört påförs direkt på kundens elfaktura. Om den ökade risken på den underliggande tillgången inte motsvarar den ökade riskpremien kan elhandelsbolagen välja att inte säkra prisrisken fullständigt och på så sätt öka sin marginal. Då priset är en väldigt viktig faktor för konsumenterna kan det leda till att elhandelsbolagen sänker priset till kund för att värva nya kunder. Ett potentiellt priskrig skulle kunna mynna ut i att företagen måste anamma alternativa säkringsstrategier för att vara konkurrenskraftiga. Det skulle kunna leda till att priset för CfD-SE4 når en jämvikt.

## 8.6 När ska man hedga?

Enligt Kristiansen minskar fördelarna av en hedge i takt med att man kommer närmare leverans eftersom all information ligger i priset och därmed kommer att överensstämma bättre och bättre med spotpriset. Risken för stora variationer i den underliggande tillgången minskar i takt med att tiden till leverans minskar. Det stämmer för elmarknaden förutom för temperatur vilket kan ge en stor påverkan på pris och kan variera mycket ända fram till leverans. Elmarknaden kommer alltid att ha risker för t.ex. produktionsbortfall (Kristiansen, 2004).

## 9 Fundamentalanalys

Då perioden med fyra elområden i Sverige är kort har vi valt att göra en analys på gamla data från perioden 2007-01-01 – 2011-11-01. Det för att kunna fånga upp variationer mellan år och säsonger samt att få en bild av hur olika fundamenta påverkar priser och prisskillnader.

### 9.1 Antaganden

Eftersom att syftet med analysen är att undersöka hur fundamenta påverkar priser och prisskillnader för SE4 behöver vissa antaganden göras för att kunna skapa det pris som skulle ha varit i SE4 i fall Sverige hade varit uppdelat i elområden tidigare. Antaganden görs under fundamentala teorier kring pris och framförallt att prisskillnader uppstår samtidigt som överföringsbegränsningar.

#### 9.1.1 Gamla SE-priset jämföras med SE3

Innan elområdesuppdelningen i Sverige var Sverige ett elområde där man vid prissättning hanterade flaskhalsar via exportbegränsningar och motköp. Då exportbegränsningar främst antas ha skapats för att motverka kapacitetsbegränsningar i snitt fyra och motköpen inte påverkar spotpriset kan det antas att priset satts utifrån marginalpriset i SE3 och att utbudskurvan var lik den i SE3. Därför gör vi antagandet att gamla SE-priset kan likställas vid det pris som borde ha gällt för elområde SE3.

#### 9.1.2 Förflyttning av reaktor i Oskarshamn från SE4 till SE3

Den 1 januari 2009 ändrades dragningen av snitt 4 vilket gjorde att en reaktor på Oskarshamns kärnkraftverk hamnade norr om snitt 4 från att tidigare ha varit placerad söder om snitt 4. På vår fråga hur det påverkade historiken fick vi av Peter Olofsson på Svenska Kraftnät följande svar:

”Korrigerig av produktionen i Oskarshamn måste göras för att översätta de historiska överföringarna genom de gamla snitten till vad det motsvarar genom de nuvarande definitionerna. Eventuellt kan även det faktum att 130 kV-nätet numera är inkluderat i uppmätningen av överföring genom snitt 4 (SE3-SE4) behöva tas i beaktning då jämförelse av historiskt data görs. Jag är dock tveksam på det sistnämnda eftersom det beror på vad ni vill göra med ert data. Ifall ni endast vill kolla uppmätt flöde kontra gräns behövs det inte beaktas, men om ni vill översätta dåtidens överföringar och gränser till nu gällande snittdefinition behövs hänsyn tas till detta.”

Då vi endast har använt överföringskapaciteten till att undersöka uppmätt flöde kontra gräns så har ingen korrigering gjorts för att få data innan flytten att överensstämma med data efter flytten.

## 9.2 Vilket prisområde kommer SE4 att tillhöra

Beroende på vilka överföringsbegränsningar som blir aktuella kan SE4 befinna sig i olika prisområdeskonstellationer som beskrivs nedan.

### 9.2.1 SE4 befinner sig i samma prisområde som SE3

Det här fallet kommer att inträffa då snitt fyra inte är begränsande och skapas av att SE4 ärver priset från SE3. Med full kapacitet på alla överföringar till och från SE4 samt med ett lägre pris i SE3 än DK2, Tyskland(DE) och Polen(PL) måste nettot av konsumtion och produktion vara mindre än:

$$Netto = SE3SE4 - SE4DK2 - SE4DE - SE4PL$$

$$2790MW = 5300MW - 1300MW - 610MW - 600MW$$

för att SE3 och SE4 ska vara i samma prisområde. Dessutom måste produktionen i SE4 vara av ett sådant slag att det inte är dyrare än marginalpriselen i SE3.

### 9.2.2 SE4 befinner sig i samma prisområde som DK2 men inte SE3

SE4 och DK2 kommer att befinna sig i samma prisområde då överföringen mellan SE4 och DK2 inte är begränsad.

Om SE4 importerar från DK2 så ärver SE4 priset ifrån DK2. I de fallen ligger dock SE3 i samma prisområde eftersom produktionskapaciteten på billig el i SE4 är låg och överföringen från SE4 till SE3 är högre än överföringen från DK2 till SE4. Vid en ökning av produktionskapaciteten av billig el i SE4 skulle scenariot att DK2 och SE4 utgör ett gemensamt prisområde som är lägre än SE3 kunna inträffa.

Om SE4 exporterar till DK2 utan att överföringen där emellan är begränsade så kommer DK2 att ärva priset från SE4. Då även överföringen från SE3 till SE4 är begränsad kommer SE4 att befinna sig i samma prisområde som DK2 men inte SE3.

### 9.2.3 SE4 befinner sig i ett eget prisområde

Om det är överföringsbegränsning i såväl snitt fyra som i överföringen mellan SE4 och DK2 kan SE4 bilda ett eget prisområde. I det fallet kommer SE4 befinna sig i ett pris mellan SE3 och DK2. Alternativt kan priset i SE4 vara högre än både SE3 och DK2 om överföringskapaciteten över snitt 4 samt till DK2 är så låga att inte SE4 kan försörjas av importerad el.

### 9.2.4 SE3 fungerar som golv

Enligt de slutsatser som kan dras utefter vad som skrivits ovan kommer priset i SE4 aldrig understiga priset i SE3. Trots det uppstod den situationen den 19 februari 2012 mellan kl 12-13. Det tros vara felaktigt uträknat av Nord Pool eftersom att SE3 samtidigt importerade el från Danmark och inget som man bör fästa allt för stor vikt på. Det kan bero de svåra optimeringsberäkningar som följer av att ha både timbud och blockbud på Nord Pool Spot.

### 9.2.5 DK2 fungerar som tak?

Vid undersökning av de prisskillnader som var mellan SE och DK2 från perioden 2007-01-01 – 2011-11-01 finner man att DK2 hade ett lägre pris än SE i 3020 timmar av 42360 eller drygt 7 % av tiden. En tabell över hur det sett ut för de olika årstiderna ges nedan.

	DK2-lägre Antal timmar	Totalt antal timmar	Procent	Maxskillnad i Euro/MWh
Helår	3020	42360	7%	101.66
Vinter	1435	10080	14%	101.66
Vår	1093	11040	10%	74.46
Sommar	225	11040	2%	62.88
Höst	267	10200	3%	47.55

Tabell 1 Antalet timmar då det danska och det svenska priset skilde sig under perioden 2007-01-01 – 2011-11-01.

Det är tydligt att sannolikheten för att DK2 ska ha ett lägre pris än SE är extra stor på vinter och vår samt att prisskillnaden kan skjuta iväg långt. Att betrakta DK2 som tak är därför vanskligt.

Vid studier av tiden mellan 2011-11-01 och 2012-04-30 där SE4 finns som elområde har antalet tillfällen varit betydligt färre då priset i DK2 har varit lägre än priset i SE4, endast 87 av 4368 tillfällen eller cirka 2 % trots att den passerade tiden främst har varit i vinter och vårmånaderna. Den maximala prisskillnaden ligger dock med sina 75 Euro/MWh på jämförbara nivåer.

Utan att här gå in djupare på under vilka fundamentala förhållanden som priset i DK2 fungerar respektive inte fungerar som tak för priset i SE4 kan det konstateras att det inte alltid går att använda det som tak.

## 9.3 Metod

På grund av bristen av historik av elområden i Sverige går det inte att använda en statistisk analys direkt på priset för tiden innan 2011-11-01. Vi har därför utgått ifrån att priset i SE4 borde ha varit samma som i antingen gamla SE eller DK2 och lämnat ute att spekulera i vilka tillfälle ett eget prisområde skulle kunna ha bildats för att slippa spekulationer i vilket pris som i så fall hade varit. I de fall där SE4 skulle kunna ha bildat ett eget prisområde pekar en fundamentalanalys på att SE4 alltid ligger med SE3 som golv och DK2 som tak vilket även till viss mån bevisas av historiken mellan 2011-11-01 och 2012-04-30 då inget tillfälle finns då detta inte stämmer. SE4 kommer bilda prisområde tillsammans med SE3 om det inte är kapacitetsbegränsning över snitt fyra och SE4 kommer bilda prisområde med DK2 om det är kapacitetsbegränsning över snitt fyra. Eftersom Svenska Kraftnät tidigare ströp exporten till Danmark för att hantera flaskhalsar i snitt fyra måste vi kompensera data för det, se stycke 9.3.1 nedan.

SE4 har sedan uppdelningen 2011-11-01 fram till 2012-04-30 varit ett ensamt prisområde i 127 timmar av 4368 vilket blir cirka 2,9 % av tillfällena.

När syftet är att undersöka SE3 som hedge ligger våra antaganden i linje med vad som ska bevisas genom att vi undervärderar förtjänsten och övervärderar risken. När syftet är att undersöka DK2 som hedge så ligger vi på fel sida eftersom att man då överskattar prisskillnaden vilket innebär ökad förtjänst. Dock är risken att DK2 har ett lägre pris än SE4 ej underskattad eftersom att vid de tillfällena kommer med största sannolikhet SE3 och SE4 ha samma pris.

### 9.3.1 Korrigering av exportbegränsning

Enligt Christer Bäck på Svenska Kraftnät så har inga exportbegränsningar gjorts om inte det har varit prisskillnader mellan SE och DK2. Därför har vi korrigerat flödet genom snitt fyra på de tillfällen då det har varit prisskillnad mellan SE och DK2 då undersökning gjorts huruvida snitt fyra varit begränsad eller inte. Korrigeringen har gjorts genom att konstruera en icke exportbegränsad kapacitet från SE4 till DK2 genom att ta medelvärdet av det närmaste värdet innan prisskillnaden och det närmaste värdet efter prisskillnaden. Om det värdet är lägre än överföringskapaciteten vid prisskillnaden antas att kapaciteten inte var begränsad vid tiden för prisskillnaden. Annars läggs skillnaden mellan begränsad kapacitet och obegränsad kapacitet till på flödet över snitt fyra.

Att vi har korrigerat flödet över snitt fyra beror på att flödet genom snitt fyra antas öka om exportbegränsningen upphävs då SE4 används som transitområde till DK2. Exportbegränsningens syfte är att mildra belastningen på SE4 varvid vi anser att denna metod är rimlig.

### 9.3.2 Marginaler

Naturligt hade varit att sätta marginalerna till de säkerhetsmarginaler, TRM, som har satts av systemoperatören, för de olika snitten. Dock finns ett problem i att vi inte har tillgång till spotflöde<sup>16</sup> utan endast uppmätt flöde över Sveriges interna snitt. Det uppmätta flödet skulle på grund av till exempel motköp kunna understiga spotflödet vilket vi måste ta höjd för och försöka anpassa till nuvarande marknadssituation. Då det är svårt att avgöra exakt har vi gjort antaganden som gör att vi tror oss ligga på den säkra sidan. Därför har vi satt upp marginalerna till 300 MW för snitt fyra, 200 för DK2 och 300 för snitt två. Att DK2 ligger lägre beror på att flaskhalshanteringen för snittet skedde på spotmarknaden och det antas innebära att spotflödet och det uppmätta flödet inte varierar lika mycket.

### 9.3.3 Beroende variabler

Då de flesta fundamenta är beroende av varandra uppstår problem i att analysera vad som påverkar skillnader mellan områdespris och mellan SE4 och systempris. En svårighet ligger i att förstå vad som avgör hur mycket av ett visst kraftslag som ska produceras. Att det kan uppstå höga prisskillnader vid hög vattenkraftsproduktion kan lika gärna bero på att kärnkraftsproduktionen ligger nere som att hydrologin är hög. Därför har vi valt ett tillvägagångssätt där vi har skapat olika scenarion och undersökt de tillfällena ytterligare.

### 9.3.4 Säsongs- och dygnsberoende

På elmarknaden finns tydliga trender gällande säsongs- och dygnsberoenden. Dessa har vi behandlat genom att dela upp datan i säsonger samt i kvartal. Dygnsberoendet har lämnats därhän för att de kontrakt vi har undersökt inte är på timbasis alternativt peak load.

### 9.3.5 Scenarion

För att skapa scenarion av olika fundamentala förutsättningar så har vi valt att undersöka snittet av olika förutsättningar. Totalt har sexton olika scenarion skapats av åtta olika fundamenta. Scenarierna har valts ut efter diskussion med olika personer från E.ON samt baserat på en analys av marknadens dynamik. Ett scenario kan vara låg kärnkraftsproduktion tillsammans med hög konsumtion. I det scenariot undersöks de timmar där konsumtionen är hög samtidigt som kärnkraftsproduktionen är låg. Vi har begränsat oss till att ha en gräns för varje fundamenta. Förutsättningarna vid ett scenario

---

<sup>16</sup> Spotflödet är det flödet som bestäms då spotpriserna räknas ut dygnet före leverans.



är att vi endast undersöker värden över eller under gränsen eller att vi väljer att inte begränsa det fundamentet.

Det ger tre stycken möjliga gränsvärdesaktiveringar och givet de åtta olika fundamenta som vi använder oss av i analysen uppgår antalet möjliga scenarion till  $3^8 = 6561$ . En analys av samtliga scenarion blir därmed alltför omfattande vilket gör att vi har valt att begränsa oss till de scenarion vi finner mest intressanta. De scenarion vi undersöker är skapade genom kunskap om marknadsmekanismer och av enklare analyser av elpriser och prisskillnader.

Matrisen som beskriver scenarierna och vilka gränsvärden som är aktiva återfinns och förklaras i appendix III.

### 9.3.6 Gränsvärden

Gränsvärden är de värden vi har valt att ha som skiljelinje för huruvida ett fundamenta ligger högt eller lågt. Det är skapat som en matris där ett gränsvärde har bestämts för varje månad och varje fundamenta som ingår i scenarioanalysen. Gränsvärdena för olika intervall räknas sedan som ett medel av intervallens gränsvärden, till exempel vintergränsvärdena är ett medel av månadsgränsvärdena december, januari och februari. Gränsvärdena har i alla fall utom för kärnkraftsproduktion och vattenmagasinsnivåer satts som månadsmedel. Att kärnkraftsproduktion inte har satts som medel beror på dess funktion ej är kontinuerlig och att avsteg från normalproduktionen kan påverka medlet alltför mycket. Den icke kontinuerliga egenskapen kan även ses hos vindkraft och värmekraft men då inte normalproduktionen är att full effekt körs anses ett medel ändå vara rättvisande. Vattenmagasinsnivåerna har satts till ett medel av normala nivåer under månaden. Det är inte helt optimalt då magasinens nivåerna vissa månader kan variera mycket beroende på vårfloed och hög normal vattenkraftsproduktion.

Gränsvärdena för kärnkraft har satts enligt nedan genom att granska produktionsgrafer för de olika månaderna. Gränsvärdena för kärnkraftsproduktionen är satta lägre på sommaren och hösten eftersom att det är normalt att kärnkraftsproduktionen ligger lägre då på grund av årliga revisioner.

	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec
<b>Gränsvärde kärnkraft, MW</b>	8 500	8000	8000	7500	7000	5500	5500	5500	5000	6000	6500	7000

Tabell 2, Gränsvärden för kärnkraftsproduktion, MW.

## 9.4 Resultat

Resultatet presenteras genom tio olika nyckeltal för de olika scenarierna som återfinns i matriser i appendix IV. Nedan kommer de viktigaste resultaten att redovisas och diskuteras för årets olika kvartal.

### 9.4.1 Kvartal 1

De högsta medelprisskillnaderna mellan  $\widehat{SE4}$ -SYS uppkommer i olika scenarion med låg kärnkraftsproduktion. Det gäller kombinationerna med hög konsumtion och hög vattenkraftsproduktion i samband med höga vattenmagasinsnivåer. Dessutom syns höga prisskillnader mot systempriset vid scenariot av hög värmekraftsproduktion i SE4 och SE3 simultant.

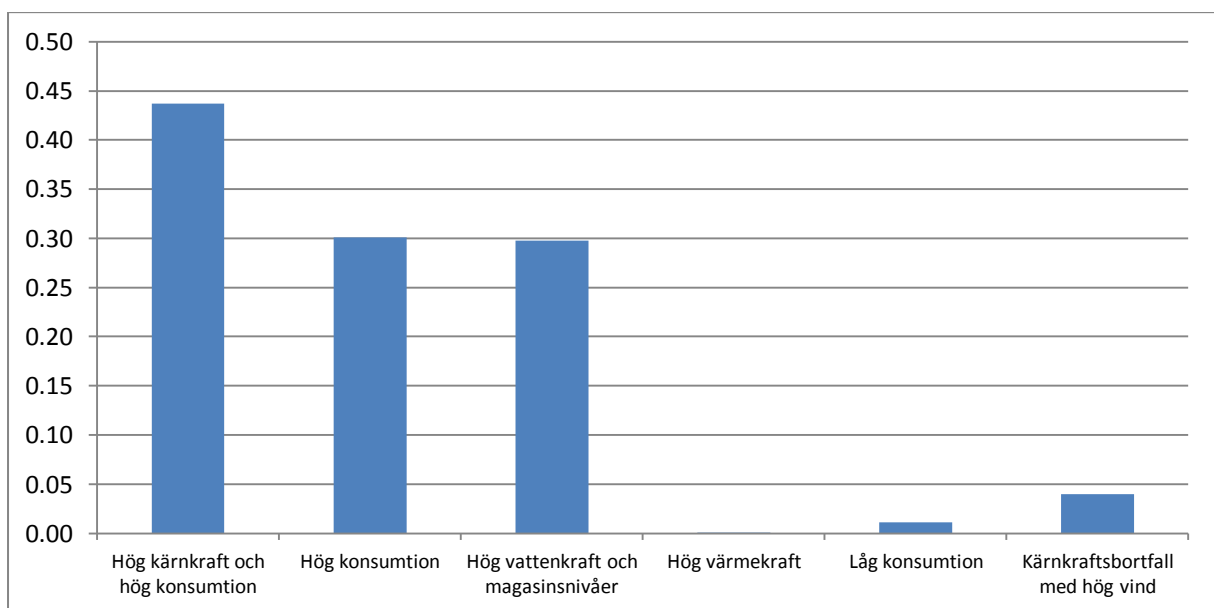
Vid undersökning av huruvida väl som  $\widehat{SE4}$  och SE3 hänger samman ses att  $\widehat{SE4}$  tillhörde SE3 vid totalt 10 686 timmar av 10 824 möjliga, vilket motsvarar cirka 99 procent av tiden. Det är vissa scenarion som utmärker sig genom att ha särskilt god överrensstämmelse mellan SE3 och  $\widehat{SE4}$ . Vid

scenariot med hög värmekraft i såväl SE3 och  $\widehat{SE4}$  var det endast en timme då inte SE3 och  $\widehat{SE4}$  tillhör samma prisområde och dessutom var prisskillnaden endast 1.9 Euro den timmen. Det är även liten sannolikhet vid låg konsumtion att  $\widehat{SE4}$  och SE3 inte ska ha samma pris. Långtgående slutsatser av det bör man dock vara försiktig med då gränsen mellan hög och låg konsumtion beräknas som ett medelvärde vilket gör att låg konsumtion var främst på nätter och helger.

Ur ett riskperspektiv är det extra intressant att av de 138 timmarna då  $\widehat{SE4}$  och SE3 har haft skilda priser har 134 av dem inträffat vid de olika scenarierna, hög konsumtion samt hög vattenkraftsproduktion och magasinsnivåer. Dessutom är det betydligt vanligare vid hög kärnkraftsproduktion än vid låg kärnkraftsproduktion. I övrigt kan konstateras att det är en hög frekvens av prisskillnader mellan  $\widehat{SE4}$  och SE3 även vid hög vindkraftsproduktion i Danmark samt att en hög överföringskapacitet på snitt 4 ger högre frekvens av prisskillnader mellan  $\widehat{SE4}$  och SE3 än en låg överföringskapacitet.

Medelprisskillnaderna mellan  $\widehat{SE4}$  och SE3 återfinns i figur 9 nedan där de tre scenarion med störst prisskillnad och de tre scenarion med minst prisskillnad har valts ut. På samma sätt kommer resterande resultat att redovisas.

### Medelpris $\widehat{SE4}$ -SE3, EUR/MWh, kvartal 1

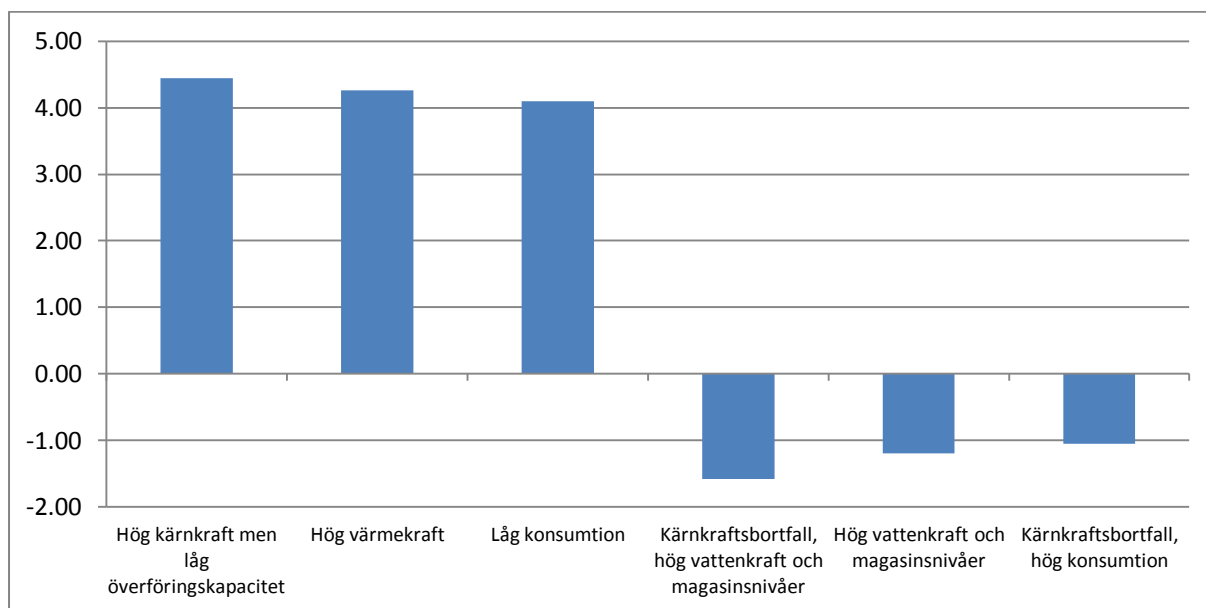


Figur 9, Medelprisskillnad mellan  $\widehat{SE4}$ -SE3 för de scenarion med högst respektive lägst prisskillnad.

Från diagrammet ovan går det att se att den genomsnittliga prisskillnaden ligger väldigt lågt i samtliga fall. Den högsta prisskillnaden uppgår till 47.5 Euro och vid samtliga fall är prisskillnaden antingen stor eller det statistiska underlaget för litet för att kunna utesluta stora prisskillnader.

För att undersöka hur CfD-DK2 fungerar som hedge är det av vikt att veta medelprisskillnaden,  $\widehat{SE4}$ -DK2 samt den maximala prisskillnaden. Medelprisskillnaden återfinns i diagrammet nedan.

## Medelpris $\widehat{SE4}$ -DK2, EUR/MWh, kvartal 1



Figur 10, Medelprisskillnad mellan  $\widehat{SE4}$ -DK2 för de scenarion med högst respektive lägst prisskillnad.

Från figur 10 ovan går det att utläsa att vid vissa scenarion blir medelprisskillnaden mellan  $\widehat{SE4}$  och DK2 positiv. För att DK2 skulle vara förtjänstfull som hedge skulle därför i de situationerna krävas att DK2 är billigare än  $\widehat{SE4}$ . Vid de scenarion då medelprisskillnaden var som minst var den cirka -1 Euro. De maximala prisskillnaderna mellan DK2 och  $\widehat{SE4}$  var på över 100 Euro.

### 9.4.1.1 Slutsatser

Hög värmekraft verkar vara en säker hamn för att hedga SE4 med kontrakt som har priset i SE3 som underliggande tillgång. Tvärt emot vad vi tidigare har trott verkar det säkrare att hedga i SE3 då kärnkraftsproduktion har varit låg samt när överföringskapaciteten har varit låg. Sannolikheten för överföringsbegränsning i snitt fyra har då varit liten och den genomsnittliga prisskillnaden likaså.

Priserna i DK2 är generellt låga och för att DK2 ska vara rimlig att hedga i krävs att CfD-DK2 handlas till ett pris som är lägre än CfD-SE4.

### 9.4.2 Kvartal 2

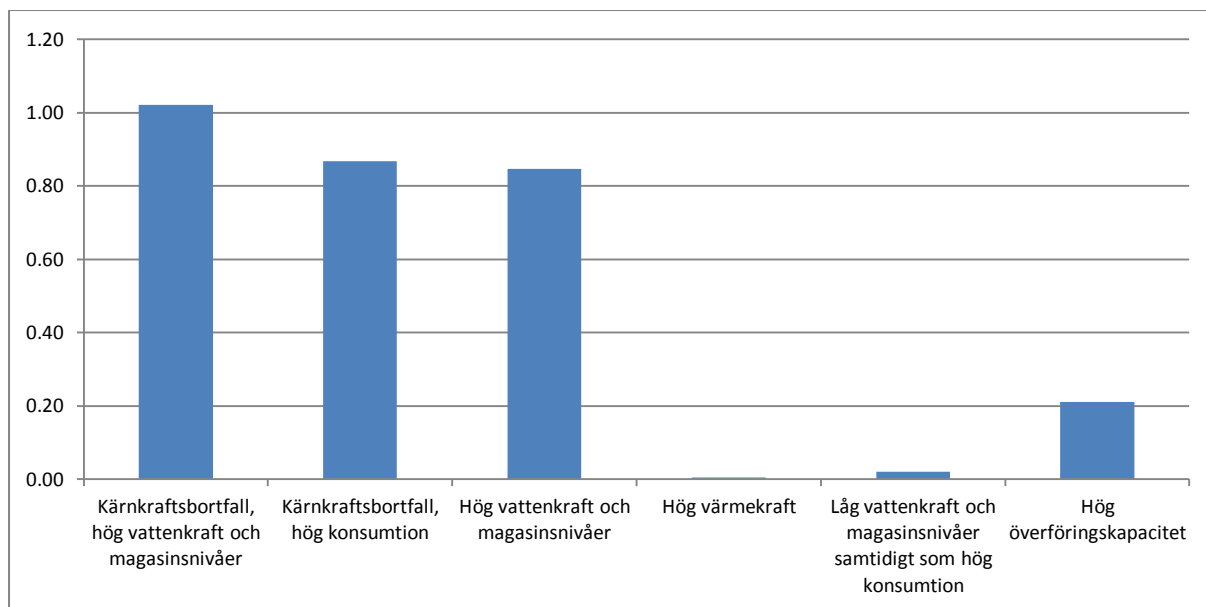
I kvartal två är prisskillnaden  $\widehat{SE4}$ -SYS som störst vid kärnkraftsbortfall och när vattenkraftsproduktionen och magasinsnivåerna ligger högt.

Vid undersökning av huruvida väl  $\widehat{SE4}$  och SE3 sammanfaller ser man att SE4 har tillhört samma prisområde som SE3 vid cirka 97 % av de undersökta timmarna. Om värmekraft körs i både SE3 och  $\widehat{SE4}$  blir det knappt några prisskillnader mellan  $\widehat{SE4}$  och SE3 vilket även gäller vid låg vattenkraftsproduktion och låga magasinsnivåer.

Åt andra hållet kan det konstateras att det framförallt är i scenarion av hög vattenkraft och magasinsnivåer som överföringsbegränsningar är vanliga. Dessutom kan det anmärkas att  $\widehat{SE4}$  vid låg kärnkraftsproduktion är mer benäget att skilja sig från SE3 än vid hög kärnkraftsproduktion.

Kombinationen av hög vattenkraftsproduktion och magasinsnivåer samtidigt som låg kärnkraft är det scenariot där överföringsbegränsningar är allra vanligast. Avvikelsen på prisskillnaden mellan  $\widehat{SE4}$  och SE3 mellan hög och låg konsumtion var mindre än vid vinter.

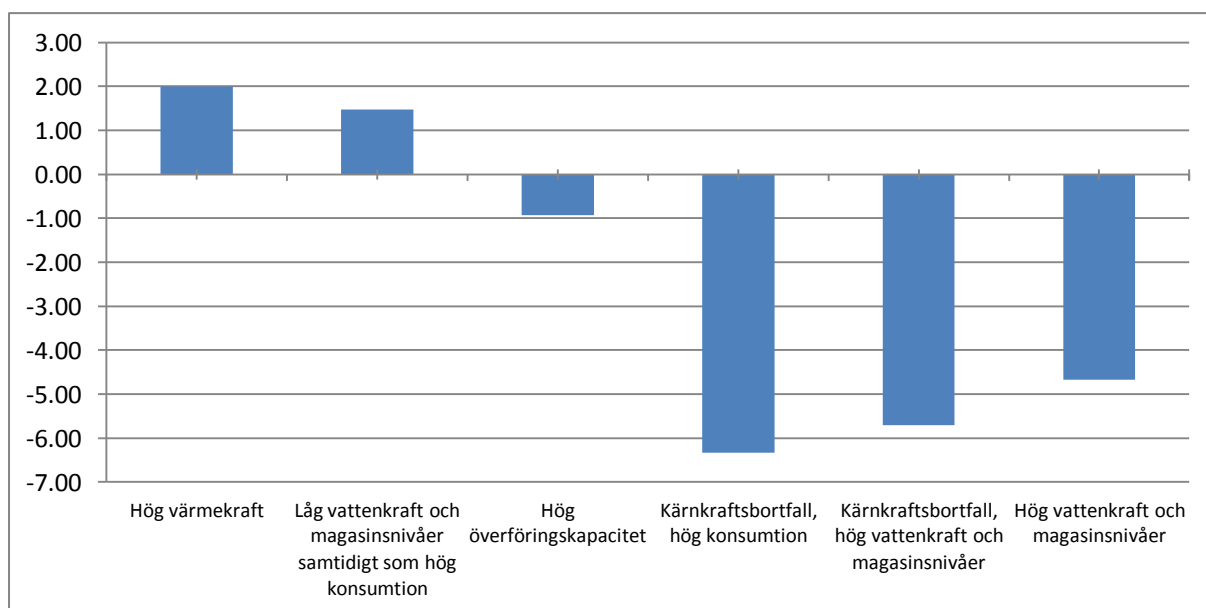
### Medelpris $\widehat{SE4}$ -SE3, EUR/MWh, kvartal 2



Figur 11, Medelprisskillnad mellan  $\widehat{SE4}$ -SE3 för de scenarion med högst respektive lägst prisskillnad.

De maximala prisskillnaderna mellan  $\widehat{SE4}$  och SE3 ligger på 125.4 Euro men de genomsnittliga nivåerna är fortfarande relativt låga med prisskillnader på drygt en Euro och nedåt.

### Medelpris $\widehat{SE4}$ -DK2, EUR/MWh, kvartal 2



Figur 12, Medelprisskillnad mellan  $\widehat{SE4}$ -DK2 för de scenarion med högst respektive lägst prisskillnad.

I diagrammet ovan ses att medelpriserna för  $\widehat{SE4}$ -DK2 är lägre kvartal 2 än kvartal 1 vilket särskilt gäller de scenarion där medelpriserna är som lägst. De maximala prisskillnaderna mellan  $\widehat{SE4}$  och DK2 var på över 70 Euro.

### 9.4.2.1 Slutsatser

Om vattenkraftsproduktionen och magasinsnivåerna ligger lågt är risken för prisskillnad mellan SE3 och  $\widehat{SE4}$  låg vilket gör det lämpligt att hedga SE4 i SE3. Genom att studera resultaten kan slutsatsen dras att det är extra stor risk för prisskillnad mellan SE3 och  $\widehat{SE4}$  vid kärnkraftsbortfall och hög vattenkraftsproduktion och magasinsnivåer. Det tros bero på att kärnkraftsbortfallet skapar lägre överföringskapacitet samtidigt som det finns ett överskott av tillgänglig el i SE3. Den elen kan inte transporteras vidare till SE4 och genom SE4 ner till DK2 och kontinenten.

En intressant iakttagelse är att det vid de scenarion där det är mest riskfyllt att hedga i SE3 är som mest lönsamt att hedga i DK2 och vice versa. Det borgar för att det eventuellt skulle gå att använda en kombination av CfD-SE3 och CfD-DK2.

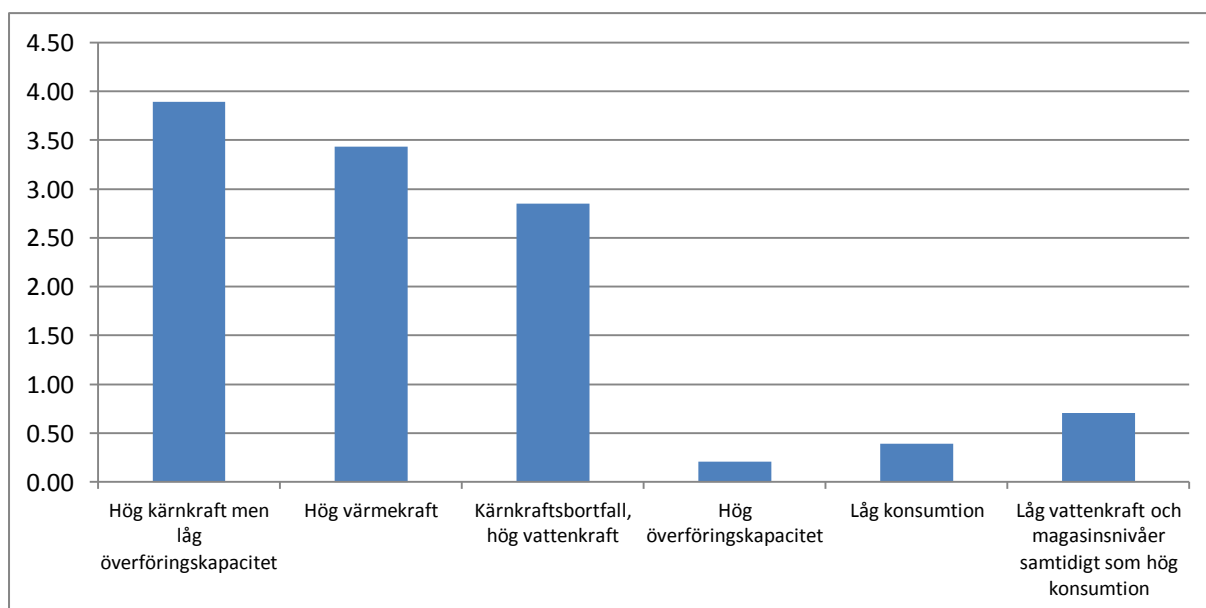
### 9.4.3 Kvartal 3

I kvartal tre är prisskillnaden  $\widehat{SE4}$ -SYS som störst när konsumtionen ligger högt. Det är en betydligt jämnare nivå på prisskillnaden än tidigare även om magnituden är högre.

$\widehat{SE4}$  tillhörde SE3 i 93 % av timmarna vilket är lågt jämfört med övriga kvartal. De fundamentala scenarion där risken är låg för prisskillnader mellan  $\widehat{SE4}$  och SE3 är vid låg konsumtion och hög överföringskapacitet.

Risken för prisskillnad är stor vid situationer där höga magasinsnivåer och vattenkraft kombineras med låg kärnkraft. Dessutom har den tidigare säkra hamnen med hög värmekraft i  $\widehat{SE4}$  och SE3 simultant istället en hög frekvens av prisskillnader mellan  $\widehat{SE4}$  och SE3.

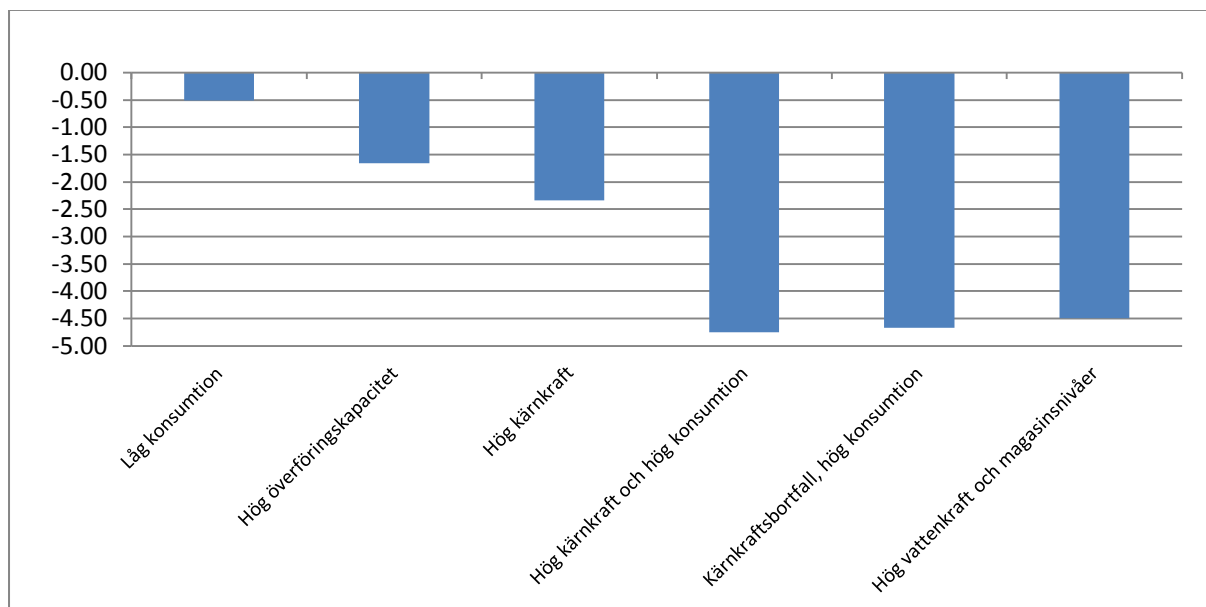
### Medelpris $\widehat{SE4}$ -SE3, EUR/MWh, kvartal 3



Figur 13, Medelprisskillnad mellan  $\widehat{SE4}$ -SE3 för de scenarion med högst respektive lägst prisskillnad.

De maximala prisskillnaderna ligger högt med en topp på 105.4 Euro och de genomsnittliga prisskillnaderna ligger nu över från knappt fyra Euro och nedåt.

### Medelpris $\widehat{SE4}$ -DK2, EUR/MWh, kvartal 3



Figur 14, Medelprisskillnad mellan  $\widehat{SE4}$ -DK2 för de scenarion med högst respektive lägst prisskillnad.

Vid alla scenarion är prisskillnaden  $\widehat{SE4}$  mot DK2 negativ med medelprisskillnader på uppemot 5 Euro. De maximala prisskillnaderna var något lägre än för föregående kvartal med toppar på drygt 60 Euro.

#### 9.4.3.1 Slutsatser

Prisskillnaderna börjar bli tillräckligt höga för att ifrågasätta lämpligheten i att säkra i SE3. Om det har att göra med extrema händelser som fått genomslag eller inte är svårt att avgöra. Vid hög överföringskapacitet kan det fungera bra. Lärdomar härifrån bör tas med i beaktning på övriga kvartal.

#### 9.4.4 Kvartal 4

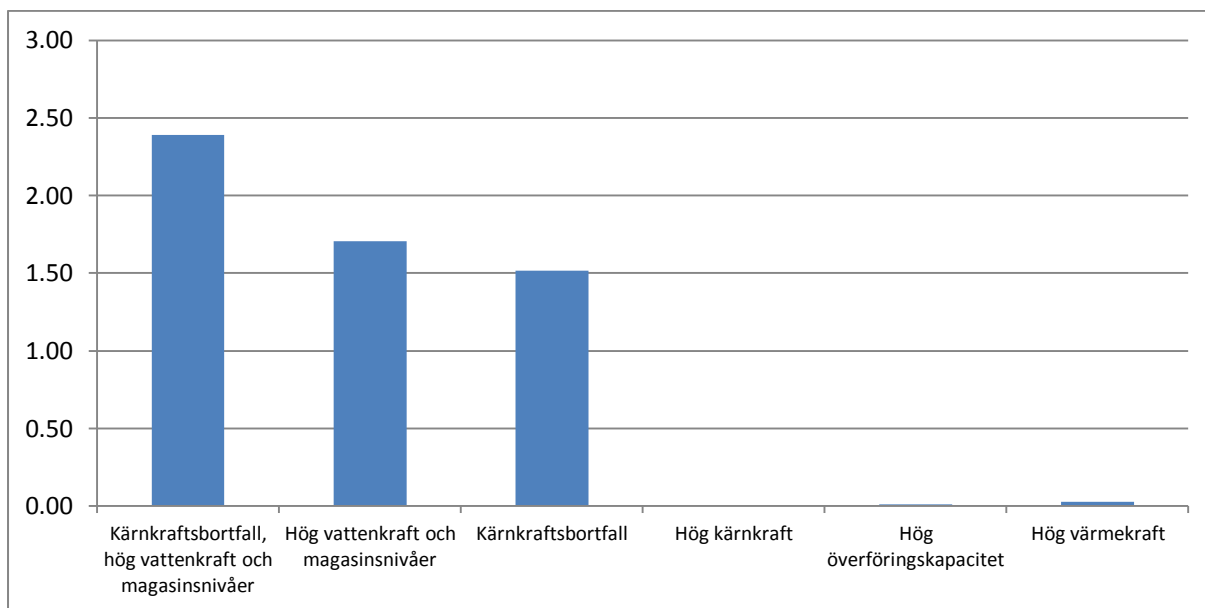
Prisskillnaden mellan  $\widehat{SE4}$  och SYS ligger relativt jämnt över de olika scenarierna med ett högt maximum på 1 295 Euro.

$\widehat{SE4}$  tillhör samma prisområde som SE3 i drygt 95 % av timmarna, där scenarierna hög värmekraft, hög överföringskapacitet samt hög kärnkraft har väldigt god överensstämmelse.

Risken att hedga i  $\widehat{SE4}$  är som högst när kärnkraftsproduktionen är låg och vattenkraft och magasinsnivåer går högt.

Intressant att nämna är att det inte tycks göra någon större skillnad om konsumtionen är hög eller låg.

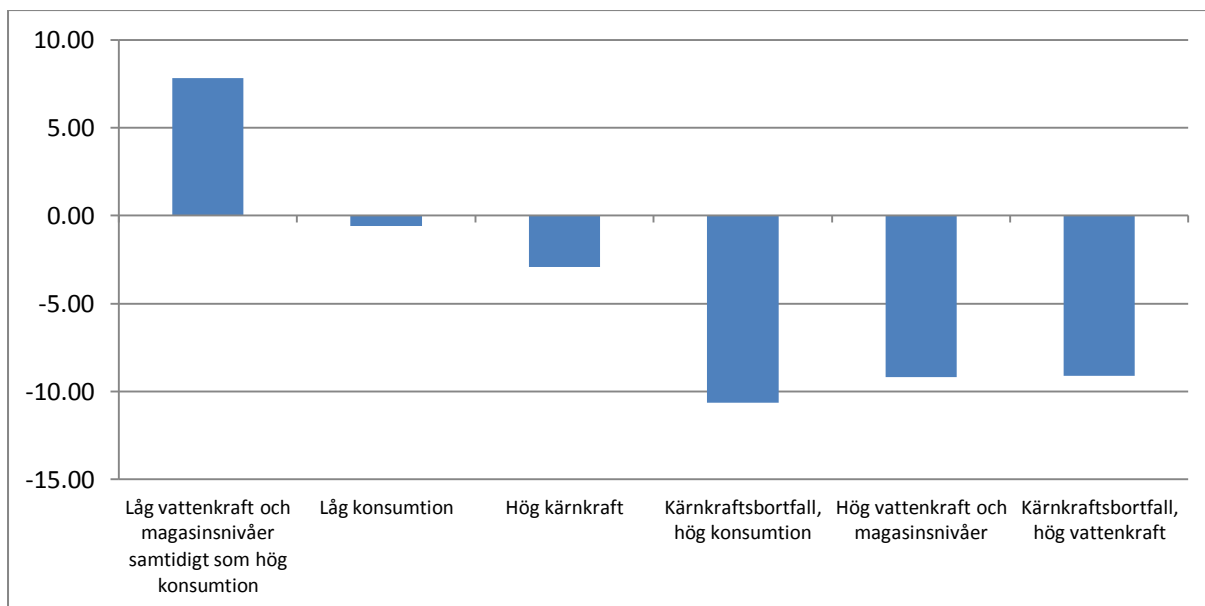
### Medelpris $\widehat{SE4}$ -SE3, EUR/MWh, kvartal 4



Figur 15, Medelpris  $\widehat{SE4}$ -SE3, EUR/MWh, för de scenarion med högst respektive lägst prisskillnad

De maximala prisskillnaderna mellan  $\widehat{SE4}$  och SE3 är höga med toppar på 102.6 Euro. Genomsnittliga prisskillnader ligger på 2.4 Euro och nedåt.

### Medelpris $\widehat{SE4}$ -DK2, EUR/MWh, kvartal 4



Figur 16, Medelpris  $\widehat{SE4}$ -DK2, EUR/MWh för de scenarion med högst respektive lägst prisskillnad

När vattenkraftsproduktionen var låg var priserna i DK2 i genomsnitt lägre än i  $\widehat{SE4}$  men i övriga scenarion rådde det motsatta. Vid hög vattenkraftsproduktion samt kärnkraftsbortfall kunde det ses att  $\widehat{SE4}$  i genomsnitt borde ha legat mycket lägre än DK2. Maximala prisskillnaderna var knappt 80 EUR/MWh.

#### 9.4.4.1 *Slutsatser*

Om kärnkraftsproduktionen går högt blir det inga större prisskillnader mellan  $\widehat{SE4}$  och SE3 vilket även gäller då värmekraftsproduktionen är hög. Vid de tillfällen som risken att hedga i SE3 var som högst var förtjänsten att hedga i DK2 som störst.



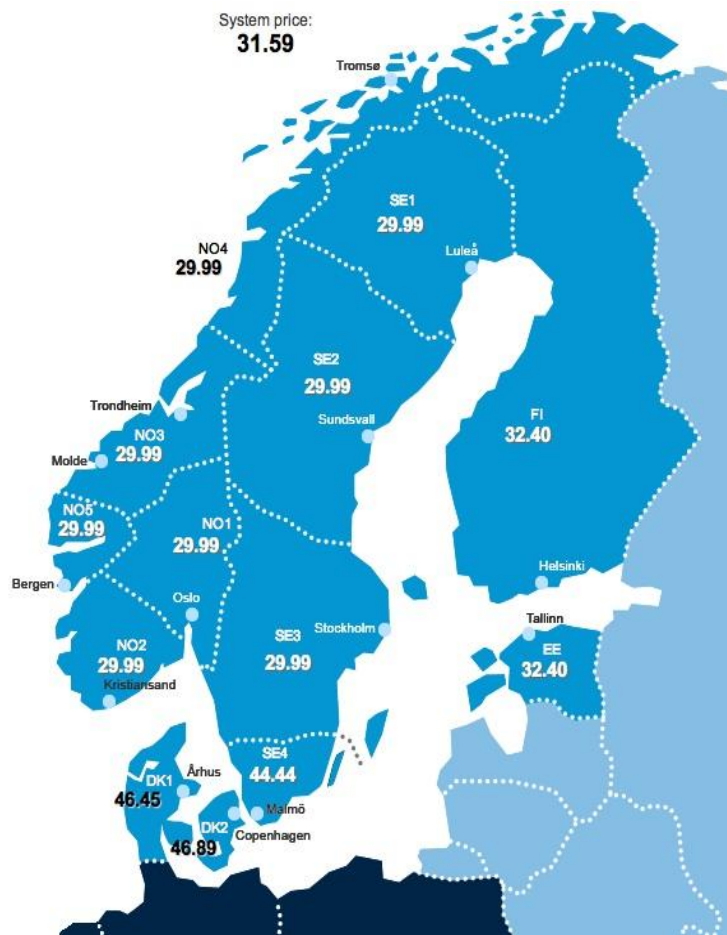
## 10 Prisanalys efter elområdesuppdelningen

### 10.1 Förutsättningar för analys

I och med att elområdena endast har varit i kraft i drygt sex månader när arbetet skrevs har den data som varit tillgänglig varit begränsad till sitt omfång. Största delen av analysperioden har varit under vintermånaderna. Det har varit en mild vinter vilket gör att det finns begränsad information om beteendet under en kall vinter. Att vi inte fångar upp fler årstider gör att den inte är representativ för en årlig översikt eftersom elmarknaden är starkt säsongsberoende. Prisbildningen på elmarknaden kan skilja sig kraftigt mellan olika år vilket också påverkar möjligheterna att skaffa en översiktlig bild. Det har även existerat specifika förutsättningar som kan påverka prisbildningen åt olika håll. I ingång av analysmånaderna var det en låg tillgänglighet på kärnkraftsproduktionen i Sverige vilket inte bara innebär ett lägre utbud av produktion utan även påverkar spänningen i nätet negativt vilket leder till lägre överföringskapacitet. Analysen har grundats på data som kommer från perioden direkt efter införandet av det nya systemet med elområden. Det är sannolikt att det påverkat marknaden genom okunskap och osäkerhet vilket leder till riskaversion. Med tiden som marknadens aktörer lär sig är det tänkbart att vi kommer se en mer mogen marknad.

### 10.2 Spotmarknaden

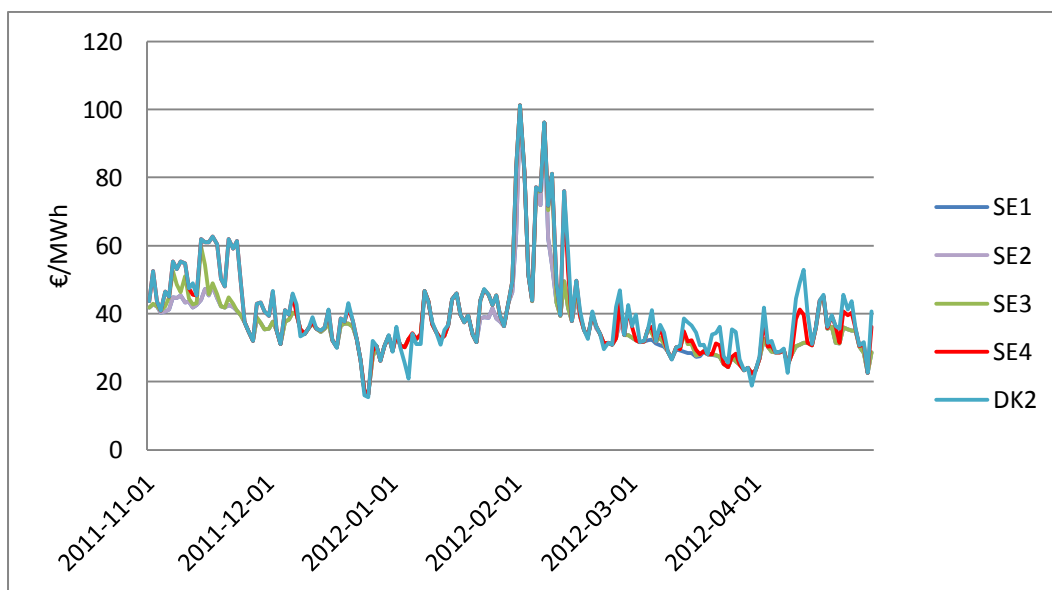
Efter införandet av elområden är det ett faktum att det kan råda olika priser mellan de olika elområdena. Tidigare rådde det ett spotpris i Sverige, nu kan det skilja på mellan ett och fyra olika priser. I det här avsnittet analyseras prisutvecklingen med utgångspunkt i priset i SE4 (Malmö) för att se hur det har förhållit sig till priset i övriga svenska elområden samt i DK2 (Själland). Avsnittet analyserar både storleken på prisskillnader och hur ofta de har förekommit. Figur 17 nedan, som är en ögonblicksbild från den 2012-05-02, visar dygnsmedelpriset (EUR/MWh) för alla områden som är med på Nord Pool Spot.



Figur 17, Elområden på Nord Pool. Källa: (Nord Pool Spot, 2012)

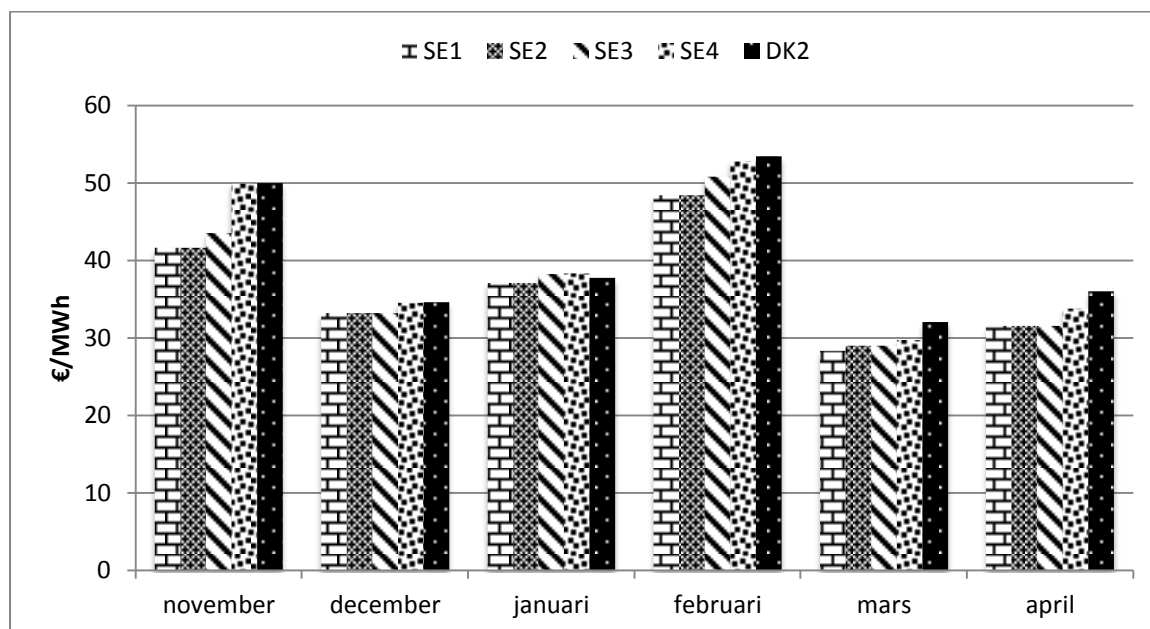
### 10.2.1 Priser och prisskillnader

I figur 18 nedan visas hur spotpriserna sett ut i olika elområden sedan införandet av de svenska elområdena. Figuren visar dygnsmedelpris per område. I figuren syns att priserna i de olika områdena har legat nära varandra under merparten av tiden.



Figur 18, Dygnsmedelpris i olika elområden, 2011-11-01 – 2012-04-30.

Även om det i figur 18 ser ut att vara relativt lika priser i de olika elområdena kan det klargöras, efter ha studerat genomsnittspriserna, att det finns skillnader. I figur 19 nedan återfinns månadsmedelpriser för de studerade områdena. Priset i SE1 har varit lägst medan priset i DK2 har varit högst samtliga månader, förutom i januari, och däremellan ligger priserna i SE3 och SE4. Klart är emellertid att priset i SE4 varit högre än SE3. Priset i SE2 har varit samma som i SE1 förutom i mars.



Figur 19, Månadsmedelpriser i olika elområden, november 2011 – april 2012.

Vid en analys av de prisskillnader som varit under den studerade perioden ses det att november 2011 har varit den månad med störst prisskillnad mellan SE3 och SE4. Genom att studera tabell 4 ses det att den tydliga geografiska fördelningen mellan priserna håller i sig även efter den första månaden. Intressant är att prisskillnaden mellan SE4 och SE3 i april 2012 ökat till ett genomsnitt på 2,3 EUR/MWh efter några vintermånader med mindre skillnader. I tabellen ses det också att den under vintermånaderna relativt lilla prisskillnaden mellan SE4 och DK2 har blivit större i mars och april.

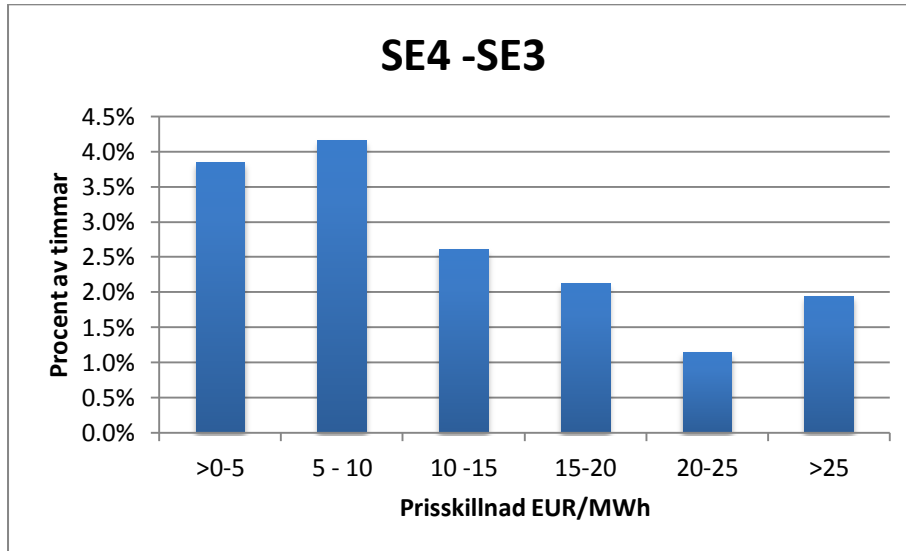
(€/MWh)	SE4-SE3	SE4-SE1	SE4-DK2	SE3-SE1
<b>November -11</b>	6,4	8,3	-0,1	1,9
<b>December -11</b>	1,2	1,2	-0,2	0,0
<b>Januari-12</b>	0,1	1,1	0,6	1,1
<b>Februari -12</b>	2,0	4,4	-0,7	2,4
<b>Mars -12</b>	0,7	1,4	-2,3	0,7
<b>April -12</b>	2,3	2,3	-2,2	0,0

Tabell 3, Prisskillnad mellan olika elområden, månadsmedelpris november 2011 – april 2012.

Anledningen till den stora prisskillnaden i november beror främst på att överföringskapaciteten över snitt fyra var låg på grund av problem med kärnkraftsproduktionen i SE3 vilket i kombination med kallt väder skapade stora prisskillnader. I mitten av december togs även Fenno – Skan 2 i bruk vilket tillsammans med att kärnkraftsproduktionen åter gick enligt plan torde minska prisskillnaderna mellan SE3 och SE4. Den i april återigen större prisskillnaden mellan SE3 och SE4 kan troligtvis bero

på hög vattenkraftsproduktion i norra Sverige då snösmältningen kommit igång. All billig vattenkraftsproduktion kan inte överföras till södra Sverige vilket ger ett högre pris i SE4 än övriga svenska elområden.

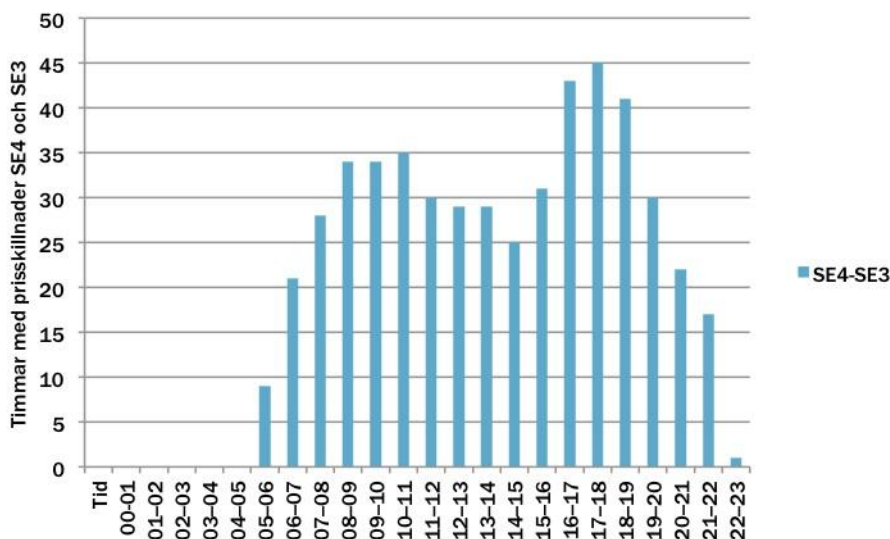
För att få en bättre förståelse för hur prisskillnaderna mellan SE4 och SE3 har förefallit visas i figur 20 hur stor del av timmarna det har varit prisskillnader och storleksordningen på dem.



Figur 20, Procent av timmar med prisskillnad för olika storleksordningar på prisskillnaderna mellan SE4 och SE3. 2011-11-01 – 2012-04-30.

Figuren visar att prisskillnaden mellan SE4 och SE3 i drygt åttio procent av timmarna är noll. Det innebär att det under den största delen av perioden inte varit några problem att överföra el mellan SE3 och SE4. Drygt femtio procent av timmarna då det är prisskillnad mellan SE3 och SE4 är prisskillnaden under 10 EUR/MWh. De största prisskillnaderna, större än 25 EUR/MWh, inträffar endast under två procent av timmarna, eller under 85 timmar. Hela den analyserade perioden mellan november 2011 – april 2012 består av 4368 timmar.

Prisskillnader uppstår främst då det är hög last på elnätet. Vid hög last måste elområde SE4 importera mycket el från elområde SE3 för att klara av att möta konsumtionen. Det i sin tur innebär att överföring över snitt fyra kan bli begränsad och då uppstår det prisskillnader. Hög last är det på dagtid, under nattetid uppstår inte prisskillnader särskilt ofta vilket kan ses i figur 21.



Figur 21, Prisskillnadernas fördelning över dygnet mellan SE3 och SE4. Period november 2011 – mars 2012. Källa: (Energimarknadsinspektionen, 2012)

Att beakta är att större delen av elkonsumtionen sker dagtid vilket gör att prisskillnaderna som uppstår dagtid får större effekt ur ett hedgingperspektiv i och med att en större del av volymen konsumeras då. Det speglas inte om analysen begränsas till att bara titta på andelen timmar med prisskillnader.

### 10.2.2 Prisområdeskonstellationer

För att tydliggöra hur SE4 har förhållit sig till andra elområden finns nedan en sammanställning som visar med vilka andra elområden SE4 bildat prisområde och hur stor del av tiden dessa konstellationer har funnits. Tabell 5 nedan visar hur ofta som åtminstone de angivna elområdena ingår i konstellationer som bildar prisområden.

Prisområden	Procent av tiden
SE4 och DK2	86 %
SE3 och SE4	84 %
Sverige	80 %
SE3 + SE4 och DK2	73 %
SE3 + SE4 + DK2 och FIN	60 %
SE3 + SE4 + DK2 + FIN och NO1	45 %
SE4	3 %

Tabell 4, Procent av timmar under november 2011 – april 2012 som olika prisområden bildats.

### 10.2.3 Jämförelse mellan CfD- och spotpriser

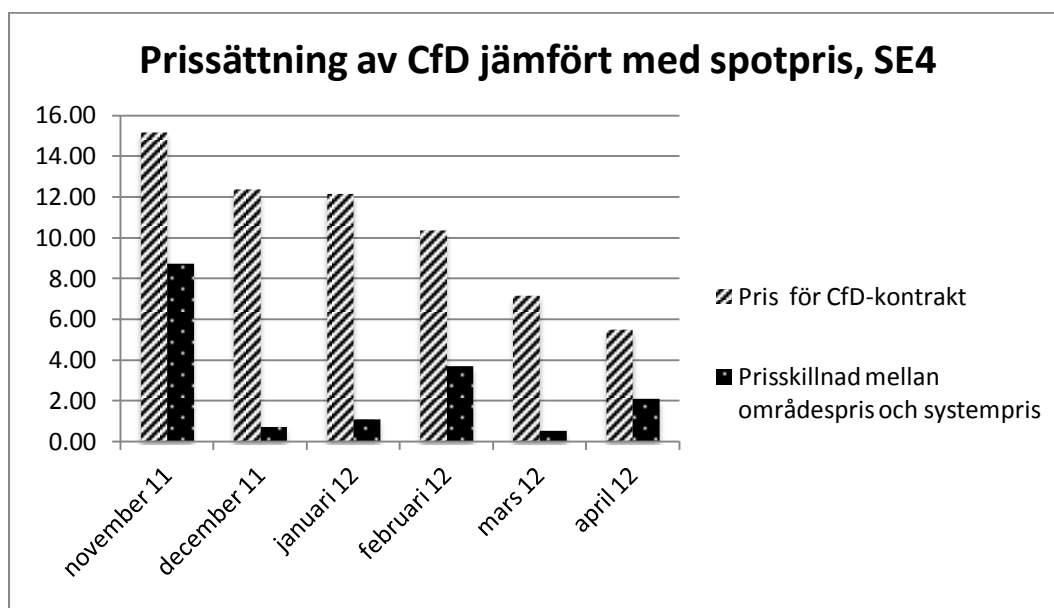
I det här avsnittet behandlas hur prissättningen av de finansiella CfD-kontrakten har sett ut för olika områden samt hur de har korrelerat med spotmarknaden (november 2011 – april 2012). Genom att jämföra det genomsnittliga handelspriset för CfD-kontrakten med utfallet mellan spotpriset i det aktuella elområdet och systempriset fås en bild av hur väl priserna har stämt överens. Då denna analys bygger på CfD-priser vid tidpunkt t=0 och spotutfall som är starkt beroende av det fundamentala läget vid tidpunkt T bör slutsatser dras med försiktighet. De priser för CfD-kontrakten som redovisas nedan är de genomsnittliga priserna för den första handelsmånaden som kontraktet handlades. Det vill säga att priset som redovisas för novemberkontraktet är medelpriset för samtliga

handelsdagar i september, och så vidare. Desto närmare månaden som kontraktet gäller för desto mer information har köparna och säljarna vilket gör att det priset präglas mindre av osäkerhet. I tabell 6 nedan ses en sammanställning av priset för de månatliga CfD-kontrakten i SE4, SE3 och DK2. Under hela perioden har priset för kontraktet i SE4 varit cirka dubbelt så högt som i SE3. Priset för CfD-SE4 har följt priset relativt väl med CfD-DK2. Samtliga tre kontrakt har uppvisat en sjunkande pristendens sedan november. Priserna kan ha varit höga på grund av osäkerhet för den nya marknadssituationen i november och de nu lägre priserna kan bero på både mindre osäkerhet och att det har varit en mild vinter med små prisskillnader. November-kontraktet i SE4 handlades för 15,1 €/MWh vilket kan jämföras med april-kontraktet vilket handlades för 5,5 €/MWh. En skillnad på nästan 10 €/MWh.

(€/MWh)	CfD-SE4	CfD-SE3	CfD-DK2
<b>November -11</b>	15,1	7,7	15,8
<b>December -11</b>	12,4	6,6	12
<b>Januari-12</b>	12,1	6,9	11,6
<b>Februari -12</b>	10,3	5,8	10,8
<b>Mars -12</b>	7,1	3	7,7
<b>April -12</b>	5,5	2,8	6,6

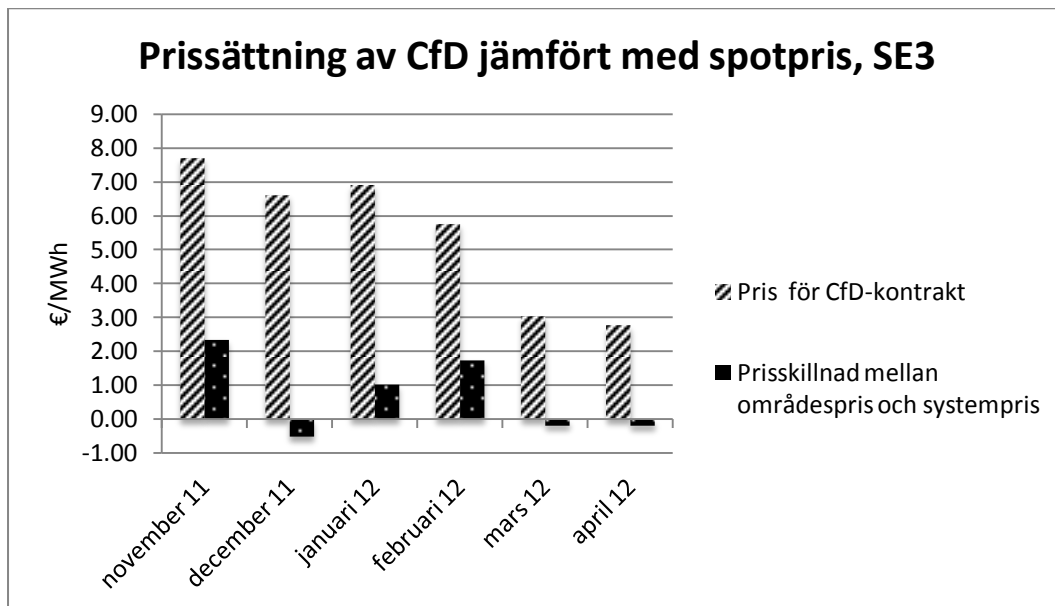
Tabell 5, Priser (€/MWh) för månatliga CfD-kontrakt i områdena SE4, SE3 och DK2. Priserna är medelpriset för kontraktets första handelsmånad.

I figur 22 – 24 illustreras skillnaden mellan priset för CfD-kontraktet och utfallet av spotprisskillnaden mellan systempris och områdespris för elområdena SE4, SE3 och DK2. Spotprisskillnaden mellan systempris och områdespris har i förhållande till priset för CfD-kontrakten varit låg. November var den månad med högst prisskillnad mellan systempriset och priset i SE4, 8,7 EUR/MWh. Det är ungefär hälften så mycket som CfD-kontraktet för SE4 hade handlats för inför november 2011, 15,1 EUR/MWh. Det innebär att man kunde ha sparat drygt 6 EUR/MWh genom att inte köpa CfD-kontraktet för SE4 utan ha betalat skillnaden mellan systempriset och priset i SE4 på spotmarknaden.

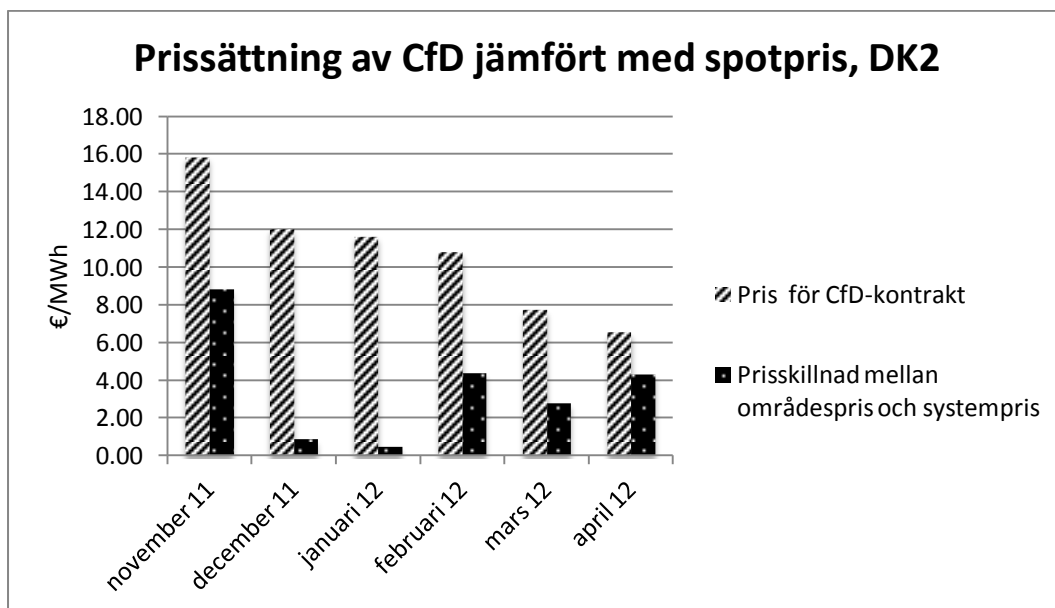


Figur 22, Prisskillnad mellan CfD-kontrakt för SE4 (medelpris från första handelsmånaden) och utfallet av spotprisskillnaden mellan elområde SE4 och systempris.

Efter november har prisskillnaden mellan systempris och priset i SE4 varit mindre. Utfallet med höga prisskillnader i november kan psykologiskt ha bidragit till de höga priserna på CfD-kontrakten för de efterkommande månaderna.



Figur 23, Prisskillnad mellan CfD-kontrakt för SE3 (medelpris från första handelsmånaden) och utfallet av spotprisskillnaden mellan elområde SE3 och systempris.



Figur 24, Prisskillnad mellan CfD-kontrakt för DK2 (medelpris från första handelsmånaden) och utfallet av spotprisskillnaden mellan elområde DK2 och systempris.

### 10.3 Priser för nu handlade CfD-kontrakt

För att få en överblick över hur priserna ser ut för nu handlade CfD-kontrakt finns en sammanställning över dem i tabell 6. Priserna är en ögonblicksbild från efter handels slut den 11 maj 2012. Med tanke på den låga likviditeten på vissa kontrakt kan priserna avvika relativt mycket mellan olika handelsdagar. Tabell 6 ger ändå en bra översikt på förhållandet mellan de olika områdena. I kontrast till tidigare tabeller då bara CfD-kontrakt på månadsbasis visar tabell 7 CfD-kontrakt för månad, kvartal och år.

(€/MWh)	SE4	SE3	DK2
<b>Maj 12</b>	6,3	1,7	9,3
<b>Juni 12</b>	6,3	2,2	11,6
<b>Q3-12</b>	6,1	2,3	10,3
<b>Q4-12</b>	6,1	2,3	8,0
<b>Q1-13</b>	6,2	3,8	7,5
<b>YR-13</b>	5,4	2,2	8,1
<b>YR-14</b>	5,6	2,4	8,0
<b>YR-15</b>	5,4	2,3	8,1

Tabell 6, Priser för nu handlade CfD-kontrakt för områdena SE4, SE3 och DK2. Visar kontrakt för månad, kvartal och år. Ögonblicksbild efter stängning 2011-05-11.

Intressant att iakttaga är att priserna för kontrakten i SE4 nu ligger signifikant lägre än priserna för DK2-kontrakten. Priset för CfD-kontrakten i SE4 har stabiliserats på en nivå mellan kontrakten i SE3 och DK2. En teori som presenterades av en elhandlare som intervjuades är att direkt efter införandet av elområden i Sverige ville utställarna av CfD-kontrakt i SE4 lägga sig på en prisnivå med kontrakten i DK2 för att kunna komma ur sin position genom att köpa CfD-kontrakt i DK2. Efter att ha följt utfallet från det första halvåret med elområden i Sverige vågar de nu sälja till något lägre priser relativt DK2 (Energihandlare, 2012). Den milda vintern och de, bortsett från november, små prisskillnaderna som har setts på spotmarknaden mellan områdespris och systempris kan ha påverkat priset på de framtida CfD-kontrakten nedåt (Marknadsanalytiker, 2012).

För att få en klarare överblick hur CfD-kontrakten för SE4 prismässigt förhållit sig till kontrakten i de angränsande områdena finns det en sådan sammanställning i tabell 7 och 8. Tabell 7 visar de månadskontrakt som varit under analysperioden, november 2011 till april 2012 och tabell 8 visar de nu handlade kontrakten.

	Differens SE4-SE3	Förhållande SE4/SE3	Differens SE4-DK2	Förhållande SE4/DK2
<b>November -11</b>	7,45 €	2,0	-0,68 €	1,0
<b>December -11</b>	5,74 €	1,9	0,32 €	1,0
<b>Januari-12</b>	5,23 €	1,8	0,51 €	1,0
<b>Februari -12</b>	4,58 €	1,8	-0,45 €	1,0
<b>Mars -12</b>	4,10 €	2,3	-0,59 €	0,9
<b>April -12</b>	2,73 €	2,0	-1,06 €	0,8

Tabell 7, Prisskillnad (€/MWh) för CfD-kontrakt mellan SE4 och SE3/DK2. Även priset för CfD-SE4 i förhållande till CfD-SE3/DK2. Priserna är medelpriser från kontraktets första handelsmånad.



	Differens SE4- SE3	Förhållande SE4/SE3	Differens SE4- DK2	Förhållande SE4/DK2
Juni - 12	4,6 €	3,6	-3,0 €	0,7
Juli- 12	4,1 €	2,8	-5,4 €	0,5
Q3-12	3,8 €	2,6	-4,2 €	0,6
Q4-12	3,8 €	2,7	-1,9 €	0,8
Q1-13	2,4 €	1,7	-1,3 €	0,8
YR-13	3,2 €	2,4	-2,7 €	0,7
YR-14	3,2 €	2,4	-2,5 €	0,7
YR-15	3,1 €	2,3	-2,8 €	0,7

Tabell 8 Prisskillnad (€/MWh) för CfD-kontrakt på månads-, kvartals- och årsbasis mellan SE4 och SE3/DK2. Även priset för CfD-SE4 i förhållande till CfD-SE3/DK2. Priser från 2012-05-11.

### 10.3.1 CfD-prisernas utveckling

Från att ha varit tätt knutet till CfD-DK2 har CfD-SE4 alltmer börjat röra sig tillsammans med CfD-SE3. Vi kan se särskilt på april då det är en negativ korrelation mellan CfD-SE4 och CfD-DK2. Det kan bero på att vi ser en starkt negativ korrelation mellan forward på systempriset och CfD-DK2 i april. Det tros bero på att hydrologin har stor inverkan i april.

I den fundamentala analysen ovan i kapitel 9 kom vi fram till att de danska spotpriserna var mer överensstämmande med SE4 på kvartal 1 än övriga kvartal under året. Det kan vara en anledning till att vi ser att priserna för CfD-kontrakten har liknat varandra.

Om CfD-kontraktens priser skulle följa varandra väl och skulle vara likviditeten vara god hade man kunnat köpa ett godtyckligt kontrakt för att sedan byta till det fördelaktiga innan leverans. Likviditeten är ett problem för CfD-SE4 samt CfD-DK2 och därför kan det vara svårt att vikta om hedgen. CfD-kontrakten för SE4 och SE3 tycks följa varandra väl och man kan därför tänka att en omviktning hade varit mindre riskfylld om likviditeten finns.

## 11 Strategier för hedging av el i elområde SE4

Då ett syfte med arbetet är att framställa och analysera nya hedgestrategier för el i elområde SE4 presenteras i det här stycket olika strategier. För att få en uppfattning hur dessa strategier fungerar redogörs i stycke 12 utfallet av sådana strategier så som de hade hållits under den studerade perioden. Möjligheten att hedga prISRISKEN på systempriset har inte förändrats efter införandet av elområden på den svenska marknaden. Det kan göras på samma sätt som tidigare genom köp av terminskontrakt på Nasdaq OMX Commodities. Därför beaktas endast prisskillnaderna mellan systempris och det specifika elområdet och vi bortser från prISRISKEN på systempriset i analysen nedan. Marknaden för CfD-kontrakt i Sverige har förändrats på det sätt att det nu finns fyra stycken CfD-kontrakt, ett för varje elområde i Sverige, mot tidigare ett enda CfD-kontrakt som gällde för hela Sverige. Den likviditet som tidigare har varit koncentrerad på det enda svenska CfD-kontraktet är nu uppdelad på fyra olika kontrakt. På grund av fundamentala förutsättningar med obalans mellan produktion och konsumtion är likviditeten dålig för CfD-kontraktet för elområde SE4. Det för att det finns fler köpare än säljare. Market makers garanterar viss likviditet men genom maximal spreadar. Nedan presenteras olika sätt att hedga prISRISKEN mellan systempriset och områdespriset i SE4.

I den här analysen tas ingen hänsyn till volymrisk, som är att den köpta volymen inte motsvarar den förbrukade volymen, utan den antas kunna hanteras på samma sätt som tidigare. Dock bör det beaktas att den volym som är utsatt för volymrisk i varje elområde har minskat vilket kan bidra till högre varians i volymrisken. Om volym- och prISRISKEN ses som en portfölj av risker vill man ur ett portföljtänk inte vara exponerad mot båda riskerna samtidigt. Därför anser vi att ett elhandelsföretag behöver vara extra försiktig när både priserna är höga och volymrisken är hög, vilket kan leda till undersäkring. Det finns givetvis även en risk att vara överförsäkrad vid låga priser men nedsidan är begränsad och volymskillnaden sannolikt mindre.

### 11.1 CfD-SE4

Strategin går till så att den volym som ska hedgas inhandlas i CfD-SE4. Strategin ger full säkerhet mot prISRISKEN i elområde SE4. Det slutgiltiga priset för hedgen blir således priset för CfD-kontraktet. På så sätt blir det inga överraskningar och ett elhandelsbolag kan erbjuda ett fastpris till kund som motsvarar deras kostnader. På så vis är elhandelsbolaget marginal säkrad.

Kostnaden för hedgen blir följaktligen priset för kontraktet CfD-SE4

*Kostnad: CfD-SE4*

## 11.2 CfD-SE3

Strategin går till så att den volym som ska hedgas inhandlas i CfD-SE3. Strategin ger säkerhet för den delen av tiden då priset för SE3 och SE4 avviker lika mycket från systempriset. De timmar spotpriset i SE4 överstiger priset i elområde SE3 betalas skillnaden mellan priset i SE4 och SE3 på spotmarknaden. Teoretiskt kan det även uppstå tillfällen då priset i SE4 är lägre än i SE3, i de fallen erhålls skillnaden mellan SE3 och SE4 på spotmarknaden. Det är högst osannolikt att en sådan negativ prisskillnad skulle uppstå, annat än under någon enstaka timme.

Kostnaden för hedgen blir följaktligen priset för kontraktet CfD-SE3 inklusive prisdifferensen på spotpriset mellan SE4 och SE3.

$$\text{Kostnad: CfD-SE3} + \text{spotprisskillnad(SE4-SE3)}$$

## 11.3 CfD-DK2

Strategin går till så att den volym som ska hedgas inhandlas i CfD-DK2. Strategin ger säkerhet för den tiden då i DK2 och SE4 avviker lika mycket från systempriset. De timmar spotpriset i SE4 överstiger priset i elområde DK2 betalas skillnaden mellan priset i SE4 och DK2 på spot. De timmar som priset i DK2 är högre än i SE4 erhålls skillnaden mellan DK2 och SE4 på spot.

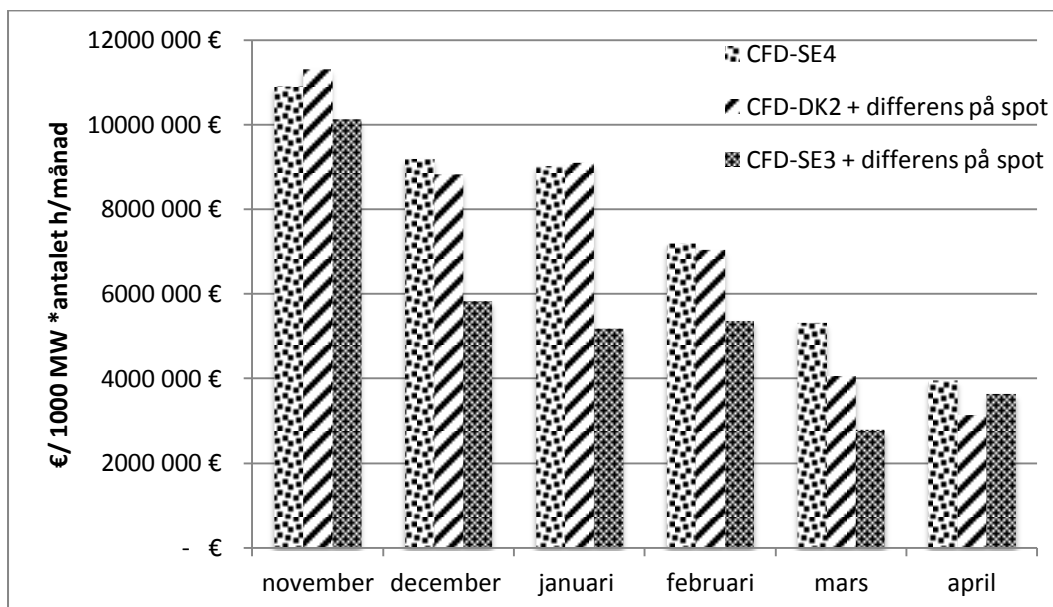
Kostnaden för hedgen blir följaktligen priset för kontraktet CfD-DK2 inklusive prisdifferensen på spotpriset mellan SE4 och DK2.

$$\text{Kostnad: CfD-DK2} + \text{spotprisskillnad(SE4-DK2)}$$

## 12 Utvärdering av olika hedgealternativ

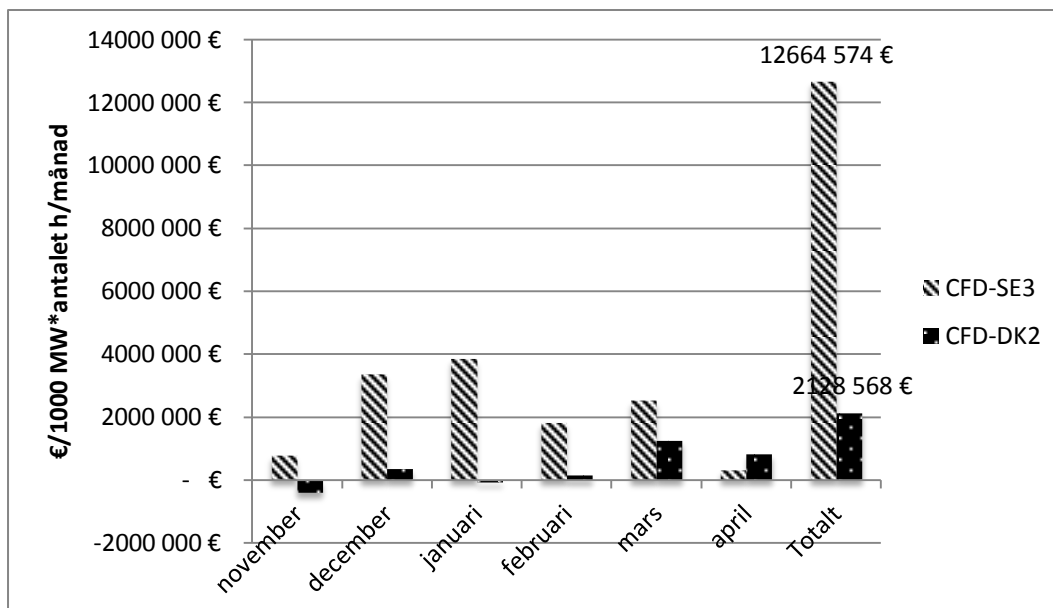
I stycke 10.2.3 visades det hur olika CfD-kontrakt förhållit sig prismässigt mot spotutfallet. Generellt har prisskillnaderna i förhållande till systempriset varit låga. Över perioden som studerats skulle ett elhandelsföretag ha tjänat på att inte hedga sin försäljning utan istället köpt in el till rådande spotpris. Men eftersom i denna uppsats olika hedgealternativ utvärderas bortses alternativet med att köpa hela volymen till spotpris. Denna analys bör precis som tidigare analyser ses i skenet att den varit begränsad till en tidsrymd direkt efter införandet av elområden i Sverige samt att den skett under en säsong med de specifika förhållanden som varit på marknaden.

I figur 25 ses kostnaden för att hedga prisrisk i SE4 så som de hedgestrategier som beskrivits ovan hade använts. Kostnaden är angiven för en rak effekt på 1000 MW över månadernas samtliga timmar där 1000 MW har använts för att det är ett tal som är lätt att till sig och ligger nära i storlek på E.ONs åtagande. Kostnaden för strategin att hålla CfD-SE4 är således kostnaden för CfD-kontraktet den aktuella månaden multiplicerat med 1000 MW för samtliga av den månadens timmar. Kostnaden för strategierna att hålla CfD-DK2 och CfD-SE3 blir på samma sätt för CfD-kontraktet plus spotskillnaden för priset mellan SE4 och respektive områdespris.



Figur 25, Kostnaden för att hedga 1000 MW rak förbrukning över månadens samtliga timmar, november 2011 – april 2012.

Kostnaden för att hedga prisrisken i SE4 genom att använda sig av CfD-DK2 har varit liknande den för CfD-SE4 sett över hela perioden. Skillnaden genom att använda sig av CfD-SE3 har däremot varit större för den studerade perioden. För att få en överblick av hur mycket pengar som skulle kunna sparas genom att använda sig av en alternativ hedgingstrategi i förhållande till CfD-SE4 finns den kostnadsbesparing som skulle gjorts för 1 000 MW rak förbrukning för månadens samtliga timmar sammanställd i figur 26 nedan.



Figur 26, Kostnadsbesparing för att använda sig av hedgestrategi CfD-SE3 respektive CfD-DK2 mot att använda sig av CfD-SE4. 1000 MW rak förbrukning över månadens samtliga timmar.

Totalt sett över de sex första månaderna med elområden i Sverige skulle ett elhandelsbolag kunnat spara drygt 12 miljoner Euro, vid en volym på 1000 MW konstant förbrukning, om man skulle hedgat sig genom köp av CfD-SE3 och betalat prisskillnaden mellan SE4 och SE3 till spotpris. Motsvarande siffra för CfD-DK2 är drygt 2 miljoner Euro.

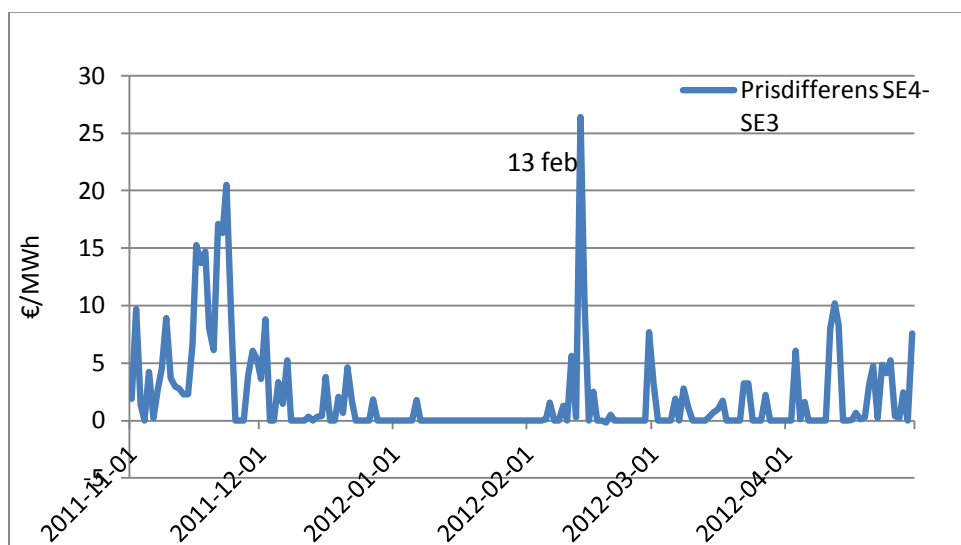
Siffrorna låter höga men att beakta är de specifika förhållanden som varit på marknaden samt att osäkerheten hos aktörerna kan ha gjort att CfD-kontrakten för SE4 satts med ett högt riskpremium. Skillnaden mellan kostnaderna för CfD-SE4 och CfD-SE3 är så stora att det vore intressant att ytterligare undersöka CfD-SE3 som proxyhedge. Skillnaden mellan CfD-DK2 och CfD-SE4 är relativt liten vilket gör att den strategin inte är lika intressant vid en avvägning mellan risk och möjlig förtjänst.

### 12.1 Hur fungerar hedge SE3 vid olika scenarion

För att få en bättre bild hur det kan slå kostnadsmässigt av att använda CfD-SE3 som hedge introduceras nedan scenario 1 och 2. Den mest intressanta aspekten är hur mycket pengar som ett elhandelsbolag kan vara tvungen att betala under en månad med många timmar med stora prisskillnader.

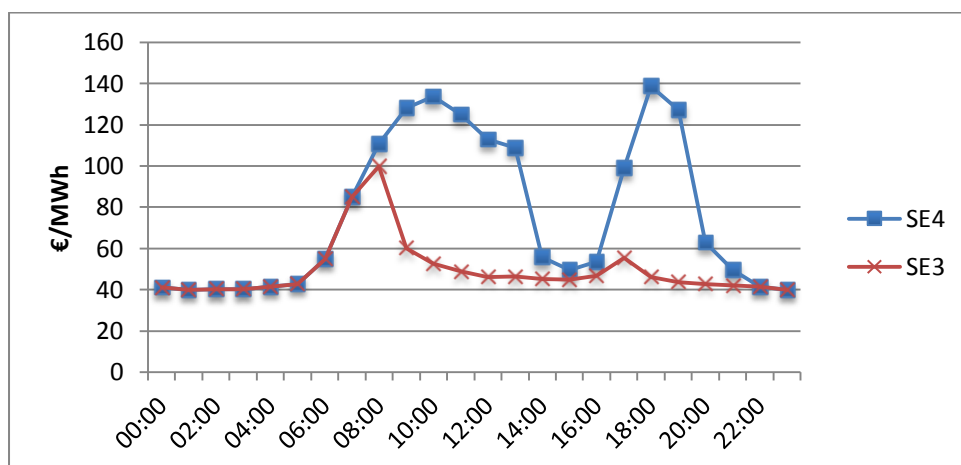
För att åskådliggöra ett sämsta fall, kallat scenario 1, har vi utgått från november 2011, den månaden med störst andel dagar (87 %) med prisskillnader mellan SE3 och SE4. Orsaken till den tydliga prisskillnaden i november beror till stora delar på begränsad kärnkraftskapacitet i SE3 vilket gjorde att överföringskapaciteten mellan SE3 och SE4 kraftigt reducerades av balanstekniska skäl. I november var inte heller Fenno-Skan 2 i drift vilket gör att de torde vara större prisskillnader mellan SE3 och SE4 då jämfört med senare när Fenno-Skan 2 är i drift. De fundamentala faktorer som pekade på stora prisskillnader kände marknaden redan till innan uppdelningen i de fyra elområdena vilket gjorde att de drev upp priserna på CfD-kontrakten för elområde SE4. Det blir därför inte helt rättvisande att utvärdera proxyhedge utifrån CfD-kontrakten från november 2011 då höga prisskillnader redan var inprisade i kontrakten.

I figur 27 nedan visas prisskillnaden mellan SE3 och SE4 mellan 2011-11-01 och 2012-04-30. Där syns det att november var en månad med många dagar (87 %) med prisskillnader. Men den största prisskillnaden på dagsbasis inträffade inte i november, utan som syns i figuren den 13 februari 2012. Då var prisskillnaden 26,4 €/MWh sett över hela dygnet. För att konstruera det sämsta fallet har vi därför valt att använda oss av andelen dygn med prisskillnad från november och använt av oss den största prisskillnad som skådats sen införandet av elområdena. Priserna för CfD-kontrakten kommer ifrån februari-kontrakten. På så sätt ses hur effekterna av något helt oväntat inträffar vilket inte blivit fallet om november-kontrakten skulle använts då de fundamentala faktorer som talade för stora prisskillnader var inprisade i november månads kontrakt. Genom att kombinera de sämsta fallen från de båda viktigaste parametrarna, högst andel av dagar med prisskillnad och högst prisskillnad, torde analysen relativt väl täcka in det sämsta fallet.



Figur 27, Prisskillnad mellan områdespriset i SE4 och SE3, dygnsmedelpris.

Det har uppstått större prisskillnader än 26 €/MWh men det har varit på timnivå. I figur 28 nedan syns hur priserna i områdena SE3 och SE4 varierade över timmarna den 13 februari 2012 då den högsta dygnsmedelprisskillnaden uppstod. Vid tidpunkter med höglast uppstod prisskillnader mellan SE3 och SE4 på över 80 €/MWh.



Figur 28, Spotpriset i SE3 och SE4 från kl 00.00 – 23.00 den 2012-02-13.

I tabell 10 nedan redovisas kostnader för hedgingstrategin CfD-SE3 jämfört med CfD-SE4 vid hedging av 1000 MW rak förbrukning under en månad, vilket blir en total volym på 696 GWh för de aktuella scenarierna. I tabellen finns också ett scenario 2 redovisat. Det scenariot är uppbyggt på samma sätt som det sämsta fallet (scenario 1), d.v.s. med prisskillnader under 87 % av dygnen, men med skillnaden att prisskillnaden är 7 €/MWh istället för dryga 26 €/MWh. Prisskillnaden på 7 €/MWh kommer från november 2011 och det är den medelprisskillnad för de timmar med prisskillnad under den månaden.

	CfD-SE4	CfD-SE3	Differens
<b>Kostnad för scenario 1</b>	7 168 800 €	20 028 583 €	-12 859 783 €
<b>Kostnad för scenario 2</b>	7 168 800 €	11 908 560 €	-4 739 760 €

Tabell 9, Kostnad för att hedga 1000 MW rak förbrukning under en månad givet de två scenarierna 1 och 2. Total volym 696 GWh.

De två scenarierna ger en bild av hur kraftigt det kan slå på resultatet om det skulle uppstå stora prisskillnader under en stor betydande andel av timmarna under en månad. Sannolikheten att scenario 1 skulle inträffa är låg. Så stora prisskillnader som det räknas på i det exemplet har endast setts vid ytterst få tillfällen. Men för att våga använda CfD-SE3 som hedge ska ett elhandelsbolag vara beredd på en kostnad i häraden kring 10 miljoner Euro under en månad, givet en rak förbrukning på 1000 MW. Det innebär att god likviditet behövs för att täcka sådana eventuella kostnader.

Den eventuella kostnaden som kan uppstå vid användandet av CfD-SE3 som hedge bör jämföras med möjlig förtjänst av att använda CfD-SE3 som hedge. Som sågs i figur 26 hade en förtjänst på drygt 12 miljoner Euro (för 1000 MW rak förbrukning) gjorts vid användandet av CfD-SE3 som hedge under perioden november 2011 – april 2012. Skulle scenario 1 ha inträffat skulle kostnaden för det scenariot raderat den förtjänst som annars kunde gjorts och resultatet skulle vara nere på ungefär plus minus noll. Hade det troligare scenario 2 skulle dock en förtjänst på cirka 8 miljoner euro gjorts (för 1000 MW rak förbrukning).

### 12.1.1 Framtida tänkbart utfall

I föregående stycke presenterades två scenarier där utfallet av att hedga i CfD-SE3 skulle vara negativt. Nedan presenteras ett mer sannolikt scenario för ett normalår. Enligt våra analyser från perioden mellan 2007-01-01 – 2011-11-01 menar vi att det är troligt att prisskillnaden mellan SE3 och SE4 kommer ligga på ungefär 1 €/MWh. Som visas i tabell 11 ligger skillnaden på CfD-priser mellan SE3 och SE4 på drygt 3 €/MWh. Det innebär att det finns cirka 2 €/MWh att tjäna på att använda CfD-SE3 som hedge, givet att vår analys stämmer. Ett helår med sådana priser ger en vinst på drygt 17 miljoner Euro per 1000 MW på att använda CfD-SE3 som hedge. Siffran på 17 miljoner Euro är på inget sätt exakt men ger ändå en antydning att det finns mycket pengar att ta till vara på även om scenario 2, enligt föregående stycke, skulle inträffa vid ett par månader. Det här scenariot, för ett normalår, stämmer vid nu handlade prisnivåer på CfD-kontrakt. Skulle prisskillnaden mellan CfD-kontrakten i SE3 och SE4 minska minskar självklart möjlig förtjänst av att använda CfD-SE3 som hedge.

(€/MWh)	Prisdifferens SE4-SE3	Förhållande SE4/SE3
<b>Juni - 12</b>	4,5 €	3,6
<b>Juli- 12</b>	4,0 €	2,8
<b>Q3-12</b>	3,8 €	2,6
<b>Q4-12</b>	3,8 €	2,6
<b>Q1-13</b>	2,5 €	1,6
<b>YR-13</b>	3,2 €	2,4
<b>YR-14</b>	3,2 €	2,3
<b>YR-15</b>	3,1 €	2,3

Tabell 10, Prisdifferens mellan CfD-kontrakten i SE3 och SE4 och förhållande mellan priserna. Priser från 2012-05-11.

## 12.2 Hur fungerar hedge DK2 vid olika scenarier

Då det danska spotutfallet vid såväl en fundamental- som en prisanalys antas vara högre än det svenska skulle en hedgestrategi som består av att köpa CfD-DK2 kunna fungera även om priset för CfD-DK2 ligger i nivå eller över priset för CfD-SE4. Dock har det funnits situationer där det danska priset har understigit det priset i SE4 vilket skapar en risk. I annat fall kommer priset i SE4 att ligga mellan SE3 som golv och DK2 som tak där sannolikheten är stor att det kommer att bilda prisområde med minst ett av områdena. Eftersom CfD-kontrakten för DK2 framöver är dyrare än SE4-kontrakten krävs det att det uppstår en negativ prisskillnad mellan SE4-DK2 för att DK2 ska vara lönsam i förhållande till risken. Det renderar troligen i att SE4 kommer att bilda prisområde med SE3 eftersom att SE4 endast har varit ett eget prisområde i 2,9 % av timmarna, november 2011 – april 2012. Vid tillfällen då prisskillnaden mellan SE4 och SE3 är liten utgör CfD-SE3 en bra hedge för prisrisken i SE4. Det gör att vid situationer då CfD-DK2 skulle utgöra en bra hedge är även CfD-SE3 det. Eftersom CfD-SE3 är ett mer likvit kontrakt är det bättre lämpat som proxyhedge än CfD-DK2.

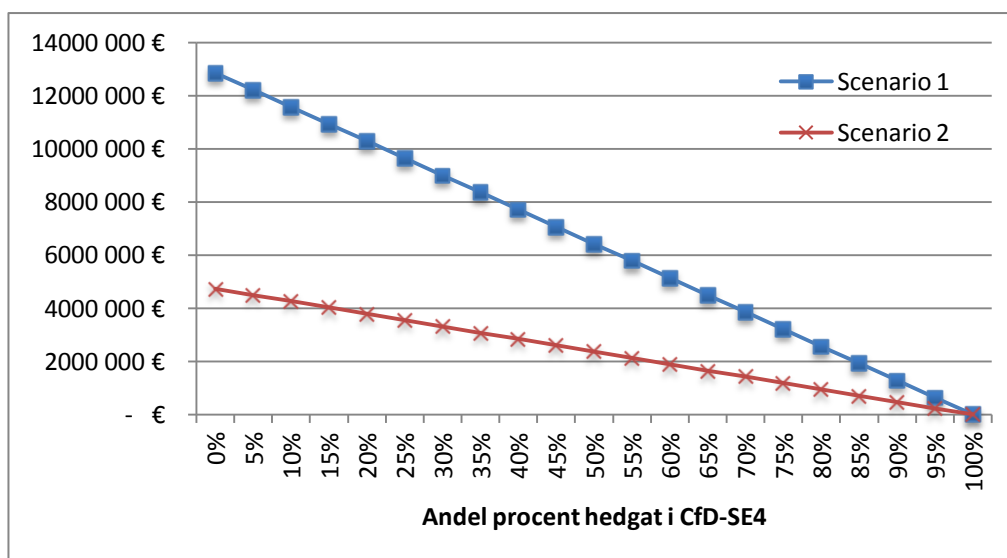
Sannolikheten att priset i DK2 inte utgör ett tak för priset i SE4 är som störst under vintern och våren vilket gör det riskfyllt att använda CfD-DK2 som hedge för SE4. Under sommar och höst är sannolikheten hög att DK2 kommer att utgöra ett tak för SE4 vilket gör det mer lämpligt att använda som hedge. Om CfD-SE4 ligger lägre i pris än CfD-DK2 bedöms SE4-kontraktet vara bättre då man har fullständig säkerhet mot prisrisken, men om priset ligger högre än CfD-DK2 skulle CfD-DK2 kunna användas under de situationer på sommaren och hösten där risken att använda CfD-SE3 är hög. I analysfasen kunde det ses att de tillfällen då CfD-SE3 skulle fungera dåligt som hedge för prisrisken i SE4 skulle CfD-DK2 fungera bra. Med andra ord då det blir positiv prisskillnad mellan SE4-SE3 blir det en negativ prisskillnad mellan SE4-DK2. Det kan göra att under vissa fundamentala förhållanden, främst vår och sommar, kan det vara optimalt att ha en del av volymen hedgad i CfD-SE3 och en del i CfD-DK2.



### 13 Vilken volym ska hedgas?

Vid beslut om att hedga väljs även hur stor del av volymen som ska hedgas i olika kontrakt. I stycke 10.2.1 analyserades hedgingstrategin CfD-SE3 utifrån två möjliga scenarion, 1 och 2, för att visa hur hedgen kan slå under en månad med stora prisskillnader mellan SE3 och SE4. Då inte hela volymen behöver hedgas i strategin CfD-SE3 visas i figur 29 vad kostnaden i förhållande till att hedga hela volymen i CfD-SE4 skulle bli, för scenario 1 och 2, och man var hedgad i olika volymer i CfD-SE3 och CfD-SE4.

På x-axeln kan det avläsas hur stor del av volymen som hedgas i CfD-SE4. Med 30 % menas att 30 % av volymen hedgas i hedgingstrategi CfD-SE4 och resterande 70 % av volymen i CfD-SE3. Kostnaden minskar linjärt mot vikten av den volym man väljer att hedga i de olika strategierna. Dock måste det tilläggas att samma samband gäller för möjliga förtjänster av att använda sig av en alternativ hedgingstrategi. Det vill säga att de möjliga kostnadsbesparingarna av att använda CfD-SE3 som hedge minskar linjärt mot vilken volym som används.



Figur 29, Visar kostnad för 1000 MW under en månad ifall scenario 1 eller 2 inträffar, givet att man hedgar olika delar av volymen i CfD-SE4 respektive CfD-SE3.

En viktig fråga att besvara vid övervägande av vilken volym som ska hedgas är hur stor förlust man klarar över en viss period (till exempelvis en månad). Klarar ett elhandelsbolag inte av en förlust över exempelvis 8 miljoner Euro på en månad kan det utläsas av figur 27 att det är olämpligt att använda sig av mindre än 40 % av volymen i hedgingstrategi CfD-SE4 och mer än 60 % i CfD-SE3, givet att det finns en befogad risk att scenario 1 inträffar. Då sambandet är linjärt är det lätt att utifrån de olika scenariona räkna ut hur mycket som är lämpligt att hedga i de olika strategierna givet hur stor kostnad elhandelsbolaget i fråga tål.

Ett problem med att välja en volym som är lämplig att hedga i de olika alternativen är att samtidigt som risken för negativa utfall minskar, minskar samtidigt kostnadsfördelarna med den valda proxyheden. Det kan exemplifieras genom att ponera att ett elhandelsbolag har hedgat 50 % av volymen i CfD-SE3 och 50 % av volymen i CfD-SE4. Samtliga månader då proxyheden fungerat bra har elhandelsbolaget gått miste om 50 % av förtjänsten. Om väl scenario 1 eller 2 inträffar blir kostnaden endast 50 % mot att ha hedgat 100 % i CfD-SE3. Slutsatsen blir att val av volym är en fråga om likviditet och riskaversion som får beslutas utifrån respektive elhandelsbolag förutsättningar.

### 13.1 Kombination av CfD-SE3 och CfD-DK2

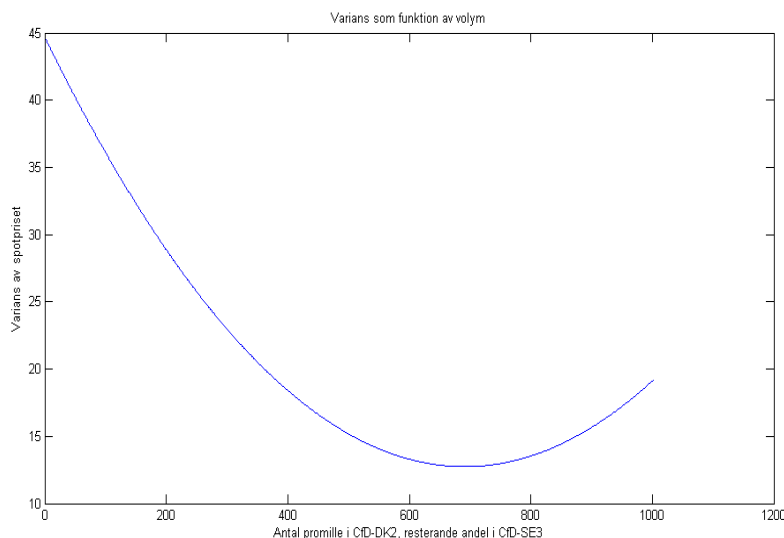
Utifrån våra fundamentala analyser har vi sett att CfD-SE3 och CfD-DK2 fungerar bra respektive dåligt vid olika scenarion. En kombination av de båda skulle därför eventuellt kunna replikera SE4 på ett bra sätt.

Vi har utgått ifrån den perioden som har varit med elområdesuppdelning och gjort analysen på perioden i helhet. Prisförändringarna blir inte representativa då man använder det konstruerade priserna i SE4 för tiden då SE4 inte fanns. Anledningar till det kan vara att tillståndsmodellen i den fundamentala analysen undervärderade sannolikheten att hamna i DK2 och sannolikheten att SE4 skulle hamna i ett eget område. Dessutom kompenseras inget för möjligheten att DK2 skulle få ett lägre pris om Sverige skulle ha haft fyra elområden under analysperioden.

Tanken är att kunna skapa en portfölj med minimal varians på prisskillnaden på spotmarknaden jämfört med SE4. Ju mindre varians desto lägre blir riskerna på grund av lägre svängningarna i prisskillnaderna. Därför bör hedgingstrategin ha så låg varians som möjligt och samtidigt inte betala oskäligt mycket för säkerheten. Att hedga allt i SE4 är den portfölj med minst varians då denna blir 0. Låt  $w_{DK2}$  och  $w_{SE3}$  vara vikterna för DK2 och SE3 respektive. Då blir portföljen  $w_{DK2} * DK2 + w_{SE3} * SE3$ .

För att få portföljen att stämma överens med spotpriset i SE4 jämförs prisskillnader mellan SE4 och portföljen som blir:  $SE4 * (w_{DK2} + w_{SE3}) - (w_{DK2} * DK2 + w_{SE3} * SE3) = w_{DK2} * (SE4 - DK2) + w_{SE3} * (SE4 - SE3)$ .

Det är variansen av portföljens prisskillnad enligt definition ovan som är plottad som funktion av vikterna  $w_{DK2}$  och  $w_{SE3}$  i grafen nedan.



Figur 30, Variansen på portföljen  $w_{DK2} * DK2 + w_{SE3} * SE3$  som funktion av de olika vikterna.

Vid ett närmare studium av grafen fås fram att den variansminimerande volymen är 69 % i DK2 och 31 % i SE4 med en varians på 12,7 Euro. Den portföljen ger en genomsnittlig prisskillnad, SE4-Portfölj

på 0,1 Euro/MWh vilket ligger mycket lägre i absoluta mått jämfört med portföljer med bara SE3 alternativt DK2.

För att undersöka huruvida det är vinstgivande att använda denna hedge jämfört med att hedga allt i SE4 använder vi en enkel tabell över CfD-priserna.

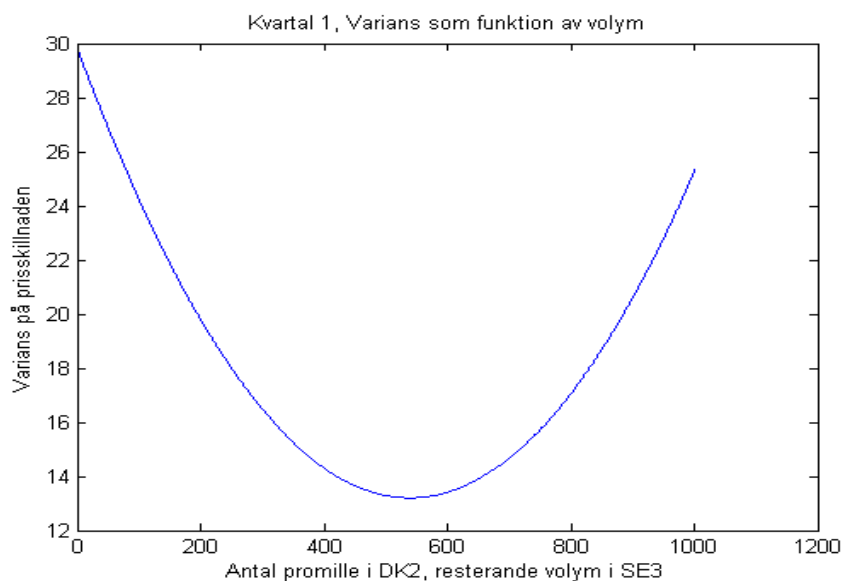
(€/MWh)	CfD-SE4	$W_{DK2} * CfD-DK2 + W_{SE3} * CfD-SE3$
<b>Nov</b>	15.14	13.30
<b>Dec</b>	12.35	10.35
<b>Jan</b>	12.12	10.15
<b>Feb</b>	10.34	9.23
<b>Mars</b>	7.14	6.27
<b>Apr</b>	5.49	5.37
<b>Medel</b>	10.43	9.11

Tabell 11, Kostnad för att hedga i SE4 respektive i SE3 och DK2 med portföljvikterna 31 % respektive 69 %.

Det blir en liten förtjänst av strategin och under samtliga månader. För att använda den strategin vidare bör man skapa olika variansminimerande portföljer för olika perioder.

### 13.1.1 Kvartal 1

I kvartal ett är vikterna mindre i DK2 än för perioden som helhet. Det tros bero på att SE3 och SE4 skilde sig mycket under november vilket fick ett stort genomslag för perioden som helhet.

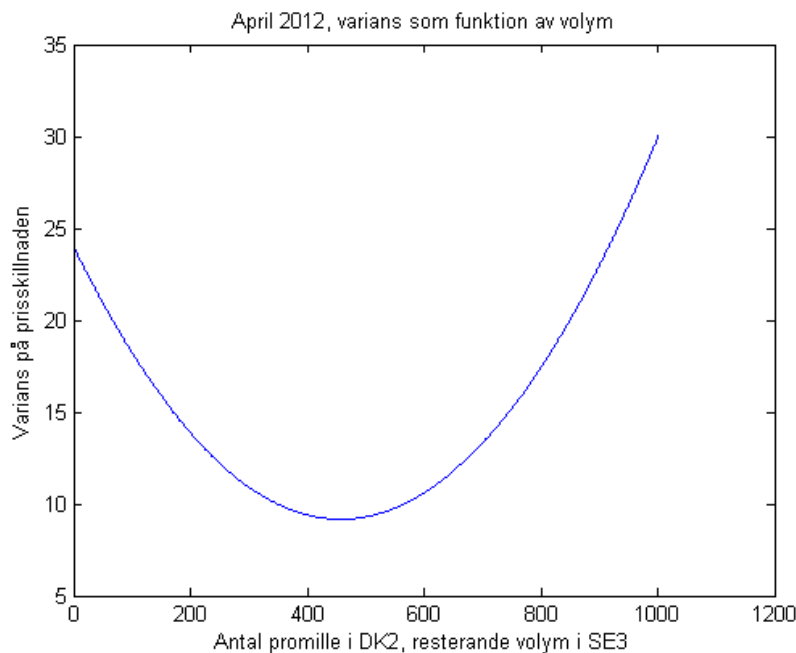


Figur 31, Variansen på portföljen  $w_{DK2} * DK2 + w_{SE3} * SE3$  som funktion av de olika vikterna.

Ur grafen får vi ut att de variansminimerande vikterna är 54 % i DK2 och 46 % i SE3 med en varians på 13,20 Euro. Den portföljen ger en försumbart liten genomsnittlig prisskillnad, SE4-Portfölj.

### 13.1.2 Kvartal 2

Eftersom att endast april finns med som representant för det andra kvartalet har en analys byggts på priserna i april som ses i grafen nedan.



Figur 32, Variansen på portföljen  $w_{DK2} * DK2 + w_{SE3} * SE3$  som funktion av de olika vikterna.

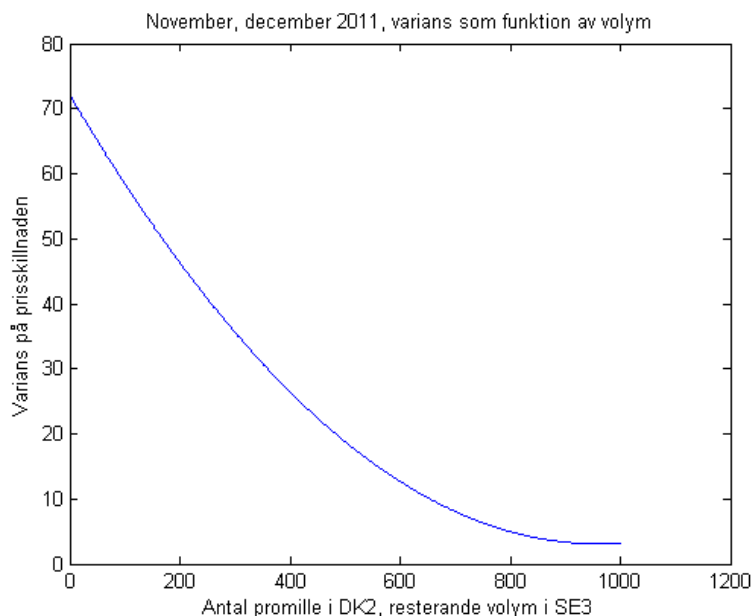
Ur grafen får vi ut att de variansminimerande vikterna är 45,8 % i DK2 och 54,2 % i SE3 med en varians på 9,17 Euro. Att det är större vikt till SE3 jämfört med kvartal 1 tros bero på att hydrologin påverkar prisskillnaderna jämfört med systempris i skilda riktningar för DK2 och SE3. Den portföljen ger en genomsnittlig prisskillnad, SE4-Portfölj på 0,2 EUR/MWh vilket ligger mycket lägre i absoluta mått jämfört med portföljer med bara SE3 alternativt DK2.

### 13.1.3 Kvartal 3

Från kvartal 3 har vi inga data efter prisområdesförändringarna men om man studerar analysen för kvartal 3 i den fundamentala analysen så ses att prisskillnaderna mellan SE4 och SE3 respektive DK2 vid de värsta scenarierna är motverkande och har liknande magnitud. En gissning är därmed att en bra portfölj hade haft en ungefär jämn fördelning.

### 13.1.4 Kvartal 4

Eftersom att inte oktober finns med i data har en analys byggts på priserna i november samt december som ses i grafen nedan.



Figur 33, Variansen på portföljen  $w_{DK2} * DK2 + w_{SE3} * SE3$  som funktion av de olika vikterna.

Ur grafen får vi ut att de variansminimerande vikterna är 95,8 % i DK2 och 4,2 % i SE3 med en varians på 3,11 Euro. Den portföljen ger en genomsnittlig prisskillnad, SE4-Portfölj på 0.0238Euro/MWh. Vi ser att det bästa är att nästan fullt ut hedga i DK2. Det på grund av de speciella omständigheter som rådde och att SE4 och DK2 till stort efterliknade varandra.

### 13.2 Möjlighet att säkra med option

För att vara säkrad när det väl blir stora prisskillnader under en längre period skulle det vara önskvärt att ha någon form av hävstång på kontrakten i hedgen. Ett möjligt kontrakt med hävstång är en option med områdespriset i elområde SE4 som underliggande tillgång. Några sådana kontrakt finns inte att handla på Nasdaq OMX Commodities men kan eventuellt handlas på OTC-marknaden<sup>17</sup> (Marknadsanalytiker, 2012). Då det inte är tillgängligt på Nasdaq OMX Commodities finns det inga kvoterade priser. Därför vi har inte kunnat göra någon prisanalys av hur det skulle fungera att använda sig av optioner för att hedga områdesprisrisken i SE4. Med tanke på den dåliga likviditeten och den höga riskpremien på CfD-kontrakten i elområde SE4 är det troligt att det ser ut på samma sätt för optioner. Den obalans mellan produktion och konsumtion i elområde SE4 som skapar dåliga förutsättningar för utställare av CfD-kontrakt ger samma problem för utställare av optioner i SE4. Till problemen med dyra priser på kontrakten tillkommer även att strategin med optioner kräver mer aktivt arbete än att köpa CfD-kontrakt då strike-nivåer med mera ska bestämmas. Att använda sig av optioner låter bra i teorin men i praktiken är det för många hinder för att det ska bli en konkurrenskraftig strategi.

<sup>17</sup> Handel på OTC-marknader (Over The Counter) är handel som genomförs utanför reglerade erkända handelsplatser som börsmarknader.

## 14 När ska man hedga?

Med bakgrund i de analyser som har genomförts rekommenderar vi en hedgingstrategi som varierar över de olika kvartalen. De fundamentala förutsättningarna varierar över året och vid en indelning i kvartal bildas tydliga skiljelinjer mellan olika perioder. Det kan självklart skilja sig mycket åt mellan olika år beroende på hur de fundamentala förutsättningarna ser ut. En viktig parameter att övervaka är hur hydrologin ser ut. Ett torrår kommer enligt våra analyser att leda till små prisskillnader mellan SE3 och SE4 vilket borgar för att CfD-SE3 fungerar som en bra hedge. Vid våtår ska CfD-SE3 användas som hedge med försiktighet. Speciellt riskfyllda perioder vid våtår är under kvartal 2 och 3. Det beroende på den höga vattenkraftsproduktion i norra Sverige och Norge vilket torde leda till stora prisskillnader mellan SE4 och SE3. Ett sätt att minska variansen på att hedga i SE3 är att placera en del av volymen i DK2. Genom att hedga i SE4 kan man eliminera prisrisken för den i SE4 hedgade volymen. Vid relativt stor risk bör man därför använda en kombination av SE3 och DK2, där SE4 kan användas för att minska positionen som är utsatt för risk.

Vid en förväntat stor förtjänst av att hedga med CfD-SE3 är det bäst att göra det redan från början för att övergå till att hedga i DK2 och eventuellt även CfD-SE4 när man kommer till insikt om att det fundamentala läget kan orsaka stora prisskillnader. I de fall där den förväntade förtjänsten av att hedga i CfD-SE3 är mindre kan det vara aktuellt att till att börja med hedga med en variansminimerande portfölj av CfD-SE3 och DK2 för att sedan vikta om mot mer CfD-SE3 om fundamentan förändras och pekar för en situation där prisskillnader är små och osannolika. Det råder delade meningar om huruvida de fundamentala lägena är inprisade i de olika kontrakten när man får vetskap om dessa. Vår tro är att de stora prisskillnader som kan uppstå ej är inprisade utan endast ett medelvärde av dessa. Vid en omviktning till SE3 vid gynnsamma fundamentala lägen påverkar även den bättre likviditeten på marknaden som gör att SE4 kontrakten är oskäligt dyra. Ett sätt att vikta om sin portfölj utan att behöva sälja tidigare volym av inhandlad hedge är låta de nya volymer som tillkommer orderstocken hedgas i de kontrakt som tycks vara bäst för stunden.

Om vi jämför våra resultat från analyserna med priserna på de olika nu handlade kvartalskontrakten kan följande sammanfattningar göras om hedgingstrategier för de olika kvartalen:

### 14.1 Kvartal 1

Prisskillnaden mellan framtida CfD-SE4 och CfD-SE3 kontrakt för kvartal 1 år 2013 ligger på 2,5 Euro enligt tabell 8, vilket är avsevärt högre än prisskillnaden i samtliga de scenarion vi presenterade i fundamentalanalysen där den maximala genomsnittliga prisskillnaden uppgick till 0,44 Euro. Ur ett portföljrisksammanhang kan det konstateras att det är främst vid hög konsumtion som prisskillnader mellan SE4 och SE3 inträffar vilket gör prisrisk och volymrisk kan sammanfalla. Enligt vår fundamentalanalys tycks det också råda en negativ korrelation mellan risk för prisskillnad och prisnivåer vilket minskar påverkan för den sammanlagda portföljrisken.

Att kombinera DK2 och SE3 kan på ett bättre sätt replikera SE4 under kvartal 1 men då risken för att använda CfD-SE3 bedöms vara liten anses det bästa alternativet vara att fullt ut hedga i SE3 under kvartal 1. Om magasinsnivåerna visar sig vara höga som vi bedömer är det mest riskfyllda scenariot bör DK2 användas i kombination med SE3. SE4 bör endast användas om risken bedöms vara stor samt att den variansminimerande portföljen av SE3 och DK2 är dyrare.

## 14.2 Kvartal 2

De genomsnittliga nivåerna på prisskillnaden mellan SE3 och SE4 är i vår fundamentalanalys relativt låga med prisskillnader på drygt en Euro och nedåt samtidigt som prisskillnaden mellan CfD-SE4 – CfD-SE3 handlades för 3,30 Euro under den sista handelsdagen. Det kan dock vara relativt högt efter att ha påverkas av osäkerhet av marknaden.

I vår analys finns det scenarion som kan ge stora maximala prisskillnader vilket gör det riskabelt att hedga i endast SE3. Det gäller särskilt vid kärnkraftsproduktionsbortfall utöver det normala bortfallet som sker vid revisioner och hög vattenkraftsproduktion. DK2 tros kunna bidra med ordentlig variansminskning vilket särskilt bedöms råda vid de mest riskfyllda situationerna. Trots bristande data i analysen i 13.1.2 bedöms vikterna ge en fingervisning om hur fördelningen mellan DK2 och SE3 bör göras. Eftersom att utvecklingen av CfD-priset i DK2 påverkas starkt av hydrologin antar vi att riskerna är inprisade nära leverans. Det gör att förtjänsten av att hedga i DK2 avtar. Vi tror därför att den bästa strategin är att initialt hedga i den variansminimerande portföljen av DK2 och SE3 för att sedan hedga i SE3 vid gynnsamt fundamentalt läge alternativt i SE4 vid sämre fundamentalt läge.

## 14.3 Kvartal 3

Vid scenarier av hög vattenkraftsproduktion och särskilt ihop med låg kärnkraftsproduktion ses prisskillnader mellan SE4 och SE3 på uppemot 3 Euro vilket är i paritet med den noterade prisskillnaden på CfD-kontrakten på 3,8 Euro. Förtjänsten av att hedga i SE3 kan vara liten i de fallen jämfört med risken.

Brist på data har gjort att vi inte kunnat genomföra en ordentlig analys av en kombination av SE3 och DK2 men fundamentalanalysen pekar mot att det skulle kunna vara ett alternativ.

Vår bedömning är att den bästa strategin skulle vara att hedga med den variansminimerande portföljen av CfD-SE3 och DK2 initialt. Vid ökad kunskap om det fundamentala läget skulle en omviktning vara att föredra. Om risken skulle vara hög för prisskillnader mellan SE4 och SE3 vore det bäst att hedga med CfD-SE4 och om risken skulle vara låg skulle det vara fördelaktigt att vikta om till CfD-SE3.

## 14.4 Kvartal 4

Skillnaden mellan SE4 och SE3 är med 3,8 Euro för CfD-kontrakt betydligt högre än vad vi förväntar oss enligt våra scenario-analyser. Det är även fler tillfällen med prisskillnader vid låg konsumtion än vid hög konsumtion vilket gör portföljrisken mindre. Våra scenarier för kvartal 4 har blivit starkt påverkade av det stora kärnkraftsbortfallet som var hösten 2011 och vid normal kärnkraftsproduktion märks knappt några prisskillnader. Risken för att använda CfD-SE3 bedöms i normalfallet vara liten varför det bästa alternativet vore att fullt ut hedga i SE3 under kvartal 4. Då en av de största riskerna bedöms vara att kärnkraftsproduktionen inte är tillbaka i full kapacitet efter revisionerna bör en viss mängd hedgas i DK2 till dess att mer information om kärnkraftsproduktionen finns till hands. Hur stor den volymen bör vara kan vi inte utläsa från våra analyser då de har blivit starkt präglade av Ringhals producerade väldigt lågt hösten 2011.

## 15 Diskussion

I analysen av perioden 2007-01-01 – 2011-11-01 som återfinns i kapitel 9 görs ett flertal antaganden och förenklingar. De görs för att kunna använda historiska data för att analysera vilket pris SE4 skulle ha om Sverige vore indelat i elområden. Antagandena och förenklingarna har gjorts efter konsultationer med sakkunniga personer från systemansvarig myndighet och ett elhandelsföretag vilket ger dem relevans. Då det är svårt och vanskligt att konstruera priser utifrån historiska data har förenklingar och antaganden gjorts på rätt sida om risken för att säkerställa att de slutsatser våra resultat leder till har bäring. Det som kan brista är antagandet att det gamla svenska priset, SE, är samma som dagens SE3-pris. I de flesta fall borde antagandet vara på rätt sida om risken på så sätt att det pris vi har använt har stämt eller skulle ha varit högre än det svenska priset. Det kan även tänkas situationer där SE-priset har drivits upp av marginalproduktion som befunnits i SE4 och där SE3 priset skulle kunna ha varit lägre än det tidigare SE-priset. Det skulle leda till högre prisskillnader än vad vi har beräknat och likaså lägre förtjänst av att hedga i SE3.

Analysen är baserad på tämligen enkla modeller och kan förfinas med statistiska modeller. Det finns vissa problem vid statistisk analys som säsongs- och dygnsberoende samt beroende mellan variablerna. Dessutom finns det risk för att inte fånga upp i vilken riktning implikationerna sker. En enklare modell lämnar mer utrymme för variationer och minskar risken för överfitting, vilket betyder att vissa variabler tillskrivs alltför stor relevans, jämfört med mer avancerade modeller. Perioden som ligger till grund för analysen efter införandet av elområden, 2011-11-01, är kort och koncentrerad till vinter och vår under ett år. Det starka säsongsberoendet och det faktum att det finns stora variationer från år till år gör att slutsatser från denna period bör göras med aktsamhet. Likväl ger perioden en värdefull bild av utfallet som kan jämföras med vår tidigare analys. I stycke 10.2.3 görs en jämförelse mellan CfD-priser (förväntat spotpris + riskpremie, vid  $t=0$ ) och spotutfall (starkt beroende av fundamenten vid  $T$ ). Den analysen blir en jämförelse mellan två informationsmängder vid två olika tidpunkter, den vid  $t=0$  och vid  $t=T$ , vilket gör att slutsatser från denna jämförelse skall dras med försiktighet. Vi tycker ändå att det ger en värdefull bild över hur CfD-priserna i de olika områdena har förhållit sig till spotpriset i respektive område.

Då vårt resultat pekar på att ett köp av CfD-SE3 är det bästa alternativet är det av högsta vikt att förstå prisskillnader mellan SE4 och SE3. Enligt våra beräkningar blir dessa små relativt prisskillnaden i CfD-kontrakt mellan SE3 och SE4. SKM Market Predictor gjorde 2010 analyser på detta och enligt deras slutsatser ligger prisskillnaderna i ungefär samma spann som vårt. Deras analys var dock byggd på ett medelvärde mellan olika scenarion varvid de inte fångar riskerna. I ytterst få fall fick de fram att prisskillnaden överstiger den skillnaden vi ser i CfD-pris. Energimarknadsinspektionen har också undersökt prisskillnad mellan olika fall i samarbete med Sweco Energiguide AB och kommit fram till skilda resultat från oss. I deras normalfall är prisskillnaden mellan SE3 och SE4 så stor att det inte lönar sig att använda CfD-SE3 som proxyhedge. Dessutom skiljer sig deras resultat från vårt markant i fallet med kärnkraftsbortfall där vi ser en klar påverkan vissa säsonger medan deras rapport menar att skillnaden kommer att vara liten samtliga säsonger. Det kan bero på att de inte har beaktat effekten av minskningen av reaktiv effekt till följd av kärnkraftsbortfall. I och med att överföringskapaciteten minskar vid kärnkraftsbortfall på grund av en reaktiv effekt minskar det sammanlagda behovet av el i SE3 eftersom att exporten till SE4 minskar. Om inte minskad överföringskapacitet beaktas måste SE3 eventuellt starta reservkraft vid kärnkraftsbortfall vilket även finns i SE4. Från våra analyser ser vi det sällan blir prisskillnader då värmekraftsproduktion sker



samtidigt i SE3 och SE4. Vi misstänker att EI/Sweco genom att negligera reaktiv effekt hamnar i en sådan situation när de analyserar effekterna av kärnkraftsbortfall. EI/Sweco ser även en klar effekt på vindkraftsbortfall vilket inte uppfångas i vår analys. Rent instinktivt borde deras resultat vara mer korrekt i det fallet. Möjliga anledningar till vårt resultat är att vi har satt gränsen för vindkraftsproduktion fel och eventuellt är det möjligt att baslasten i Danmark går lägre vid hög vind vilket vid peak-timmar skulle kunna skapa ett stort importbehov. Då våra resultat stämmer i stora drag överens med SKM-rapporten och dessutom relativt väl med priserna efter elområdesuppdelningen väljer vi att tro att resultaten visar rätt riktning. De ovan påpekade bristerna i Swecos simuleringar gör att vi känner oss stärkta i tron om att det är deras resultat som är felaktiga snarare än våra.

I våra resultat tar vi stora risker i beaktning och analyserar flera olika scenarion samt årstider vilket gör att vi känner oss stärkta inför våra slutsatser. Blandningen av ett fundamentalt synsätt och statistiskt underlag gör att vi tror att vi har innefattat olika risker som kan inträffa som nödvändigtvis inte går att utläsa från en endast statistisk analys. Det har också hjälpt oss i att kunna analysera huruvida resultat är rimliga eller inte. Allt som allt känner vi att vi har kunnat komma fram till resultat som är i linje med frågeställningen trots att de olika möjliga alternativen tillgängliga på marknaden är begränsade.

Att kontrakten för CfD-SE4 ligger för högt i pris och inte är värda att köpa till nuvarande nivåer är en åsikt som delas av Mia Bodin på Mody Energy Trading. Hon menar att prisskillnaderna inte kommer att bli lika höga som CfD-kontrakten indikerar och rekommenderar sina kunder att ta smällen på spotmarknaden istället. Hon pekar likt oss på stark hydrologi som något som kan skapa prisskillnader (Stärn, 2012). Elhandelsbolagens har från sida sett att kunder har efterfrågat att säkra sin konsumtion i SE3 istället för i SE4.

I slutet av 2014 är det planerat att Sydvästlänken skall tas i bruk. Det kommer med största sannolikhet, som Energimarknadsinspektionen presenterar i deras rapport om elområden, att minska antalet timmar med prisskillnader avsevärt. Huruvida det kommer lösa problemen med den dåliga likviditeten på CfD-kontrakt i elområde SE4 är dock mer osäkert. Den huvudsakliga anledningen till likviditetsproblemen i elområde SE4 är den obalans mellan produktion och konsumtion som råder. Så länge den obalansen finns kvar kommer troligen den höga riskpremien på CfD-kontrakt i SE4 bestå. Det gör att efter Sydvästlänken tas i bruk kommer den hedgingstrategi vi förespråkar bli ännu mer fördelaktig på grund av minskad risk för prisskillnader mellan elområde SE3 och SE4.

En annan faktor som har stor betydelse för prisskillnader på marknaden är i vilken takt vindkraftsutbyggnaden går. Mer vindkraft i systemet kommer leda till större prisskillnader på marknaden generellt enligt SKM Market Predictor. Med Sydvästlänken i drift är det dock inte särskilt troligt att prisskillnaderna mellan SE3 och SE4 kommer öka på grund av mer vindkraft. SKM's analyser visar dock att prisskillnaden mellan SE4 och DK2 kommer öka med mer vindkraft vilket kan göra att hedging av prisrisk i elområde SE4 genom användning av kontrakt för DK2 blir mindre aktuellt.

## 16 Slutsatser

Syftet med detta examensarbete var att, utifrån ett elhandelsbolags perspektiv, undersöka hur man på bästa sätt kan hedga prisrisken på el i ett elområde. Arbetet hade E.ON som elhandelsbolag och elområde SE4 som fokus. Förändringar i och risker på den nya situationen på elhandelsmarknaden som har uppkommit i samband med införandet av fyra elområden i Sverige har belysts.

Priset på el i elområde SE4 kommer att överensstämma med priset i SE3 i de flesta timmarna och kommer i övriga fall att ligga mellan priset i SE3 som nedre gräns och DK2 som övre gräns. Det kan vid olika fundamentala lägen uppstå situationer då prisskillnaden mellan SE3 och SE4 blir betydande. De två främsta riskfaktorerna för en stor prisskillnad mellan SE3 och SE4 är hög vattenkraftsproduktion i norra Sverige och kärnkraftsproduktionsbortfall i elområde SE3. Hydrologin har starkast påverkan på prisskillnaden under vår och sommar vilket gör att det kan bli perioder med prisskillnader. Under höstsäsongen finns en riskfaktor i att om kärnkraftsproduktionen inte kommit igång efter revisionssäsongen, eller har problem på grund av något annat, samtidigt som konsumtionen börjar öka vilket kan leda till prisskillnader. Under vintern är sannolikheten för prisskillnader liten.

Likviditeten på de finansiella kontrakten i elområde SE4 har försämrats sedan uppdelningen i elområden. Det beror på att marknaden delades i fyra delar samt en obalans mellan produktion och konsumtion i elområde SE4. Det gör att CfD-kontraktet för SE4 prissätts med en hög riskpremie. Riskpremien beror främst på den stora nedåtrisk som utställarna av kontrakten utsätts för och inte av den förväntade prisskillnaden mellan SE4 och systempris.

Då SE4 är sammankopplat i ett system med främst DK2 och SE3 kommer pris och fundamentala förutsättningar på de marknaderna att påverka priset i SE4. DK2 uppvisar egenskaper som skulle kunna göra det till en bra proxyhedge men bär samma likviditetsproblem som SE4 har varvid förtjänsten blir liten. Dock kan DK2 förtjänstfullt användas tillsammans med SE3 då de uppvisar kompletterande egenskaper som på ett bra sätt täcker risker för prisskillnader mellan hedgingportföljen och SE4.

Överföringskapaciteten mellan SE3 och SE4 är oftast tillräcklig vilket leder till små skillnader mellan de olika medelpriserna. I kombination med att CfD-kontrakten i SE3 är mycket billigare och att marknaden på SE3 är i balans mellan produktion och konsumtion gör det CfD-SE3 till en bra hedge. Hur bra CfD-SE3 passar som hedge varierar över året och det finns framförallt vissa fundamentala scenarion som gör det mer riskfyllt. Det gäller framförallt hög hydrologi på sommaren och våren men även kärnkraftsbortfall och då framförallt på hösten. På vintern är sannolikheten för prisskillnader lägre men man bör iakttaga försiktighet vid tillfällena med hög konsumtion då risken för överföringsbegränsning är stor samtidigt som volymrisken är stor vilket ger en stor samlad portföljrisk. Samtidigt ses att hög värmekraftsproduktion i SE4 och SE3 samtidigt ger få fall av överföringsbegränsningar vilket ger en säkerhet för situationer där mycket el behöver tillverkas i både SE3 och SE4. Vi bedömer att vid ett worst case- scenario kan förlusten för att hedga en 1000 MW el i SE4 i SE3-kontrakt komma att bli i trakterna kring 10 000 000 Euro för en månad.

Över tiden är dock vår uppfattning att det kommer vara förtjänstfullt att hedga i SE3 men att det är viktigt att bestämma vilken maximal förlust man kan hantera och utefter det vikta volymen som hedgas i CfD-SE3 respektive CfD-DK2. Om riskerna är mycket stora kan även CfD-SE4 användas för att eliminera prisrisk för viss del av den totala volymen.

Med Sydvästlänken på plats kommer prisskillnaderna mellan SE4 och SE3 att minska. På grund av obalansen mellan produktion och konsumtion i SE4 kommer riskpremien att kvarstå i CfD-kontrakten. Det gör att en hedgingstrategi med proxyhedgar kommer att vara högst aktuellt även i framtiden.

## 17 Litteraturförteckning

Alaküla, M., Gertmar, L. & Samuelsson, O., 2009. *Elenergiteknik*. Lund: KFS AB.

Björk, T., 2009. *Arbitrage Theory in Continuous Time, third edition*. New York: Oxford University Press.

Björndalen, J. & Hagman, B., 2011. *FTRs in the Nordic electricity market*, Stockholm: Elforsk.

Bäck, C., 2012. [Intervju] (23 Mars 2012).

Bäck, C. & Olofsson, P., 2012. [Intervju] (12 April 2012).

Copenhagen Economics, 2006. *The economic consequences of capacity limitations on the Oresund connection*, Köpenhamn: Copenhagen Economics.

Energihandlare, 2012. [Intervju] (20 04 2012).

Energimarknadsinspektionen; Svenska Kraftnät; Svensk Energi; Svenskt Näringsliv, 2007. *POMPE*, u.o.: u.n.

Energimarknadsinspektionen, 2012. *Elområden i Sverige - analys av utvecklingen och konsekvenserna på marknaden*, Eskilstuna: u.n.

ENTSO-E, 2012. *Nord Pool Spot download centre*. [Online]

Available at: <http://www.nordpoolspot.com/Download-Centre/>

[Accessed 27 April 2012].

EU-kommissionen, 2010. *Commission Decision, Case COMP/39351 - Swedish Interconnectors*. s.l.:s.n.

Feuk, H., 2011. *Transmission pricing, and congestion management , Nodal, Zonal or what*. Stockholm, s.n.

Fingrid, 2012. *Fenno-Skan 2 – extension of the HVDC link between Finland and Sweden*. [Online]

Available at:

[http://www.fingrid.fi/portal/in\\_english/transmission\\_lines\\_and\\_maintenance/international\\_projects/fenno\\_skan\\_2/](http://www.fingrid.fi/portal/in_english/transmission_lines_and_maintenance/international_projects/fenno_skan_2/)

[Accessed 05 Maj 2012].

Fysiskahandlare, 2012. [Interview] (13 01 2012).

Hansson, B., 2011. *Lecture Notes 2, Risk aversion*. Lund, s.n.

Hansson, B., 2011. *Lecture Notes 7, Forward and futures prices*. Lund, s.n.

Holmberg, P. & Lazarczyk, E., 2012. *Congestion Management in Electricity Networks: Nodal, Zonal and Discriminatory Pricing*. Stockholm: IFN.

Hull, J. C., 2012. *Options, futures and other derivatives*. Essex, England: Pearson Education Limited.

Jörnsten, K., 2012. [Intervju] (3 Maj 2012).

Jörnsten, K. & Björndal, M., 2001. *Zonal Pricing in a Deregulated Electricity Market*, Bergen: Norwegian School of Economics and Business Administration.

KeyAccountManager, 2012. [Intervju] (20 Februari 2012).

Kristiansen, T., 2004. Pricing of Contracts for Difference in the Nordic market. *Energy Policy*, 32.pp. 1075-1085.

Marknadsanalytiker, 2012. [Intervju] (30 April 2012).

Nasdaq OMX Commodities, 2012. *Market Making*. [Online]  
Tillgänglig på: [http://nordic.nasdaqomxtrader.com/trading/optionsfutures/Market\\_Making/](http://nordic.nasdaqomxtrader.com/trading/optionsfutures/Market_Making/)  
[Använd 24 April 2012].

Nasdaq OMX Commodities, 2012. *Market Making*. [Online]  
Tillgänglig på: [http://www.nasdaqomxcommodities.com/digitalAssets/74/74664\\_categories.pdf](http://www.nasdaqomxcommodities.com/digitalAssets/74/74664_categories.pdf)  
[Använd 24 April 2012].

Nasdaq OMX Commodities, 2012. *Products and settlement*. [Online]  
Tillgänglig på: <http://www.nasdaqomxcommodities.com/trading/productspecification/>  
[Använd 24 April 2012].

Nasdaq OMX Commodities, 2012. *Trade at Nasdaq OMX Commodities Europe's financial market*, s.l.: s.n.

Nasdaq OMX Commodities, u.d. *Market prices*. [Online]  
Tillgänglig på: <http://www.nasdaqomxcommodities.com/trading/marketprices/>  
[Använd 11 Maj 2012].

Nord Pool Spot, 2012. *Elspot Market Overview*. [Online]  
Tillgänglig på: <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Maps/Elspot-Market-Overview/Elspot-Prices/>  
[Använd 2 Maj 2012].

Nord Pool Spot, 2012. *How does it work, Day-ahead market Elspot*. [Online]  
Tillgänglig på: <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Day-ahead-market-Elspot/>  
[Använd 4 Maj 2012].

Nord Pool Spot, 2012. *How does it work, Intraday-market Elbas*. [Online]  
Tillgänglig på: <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Intraday-market-Elbas/>  
[Använd 4 Maj 2012].

Nord Pool Spot, 2012. *TSO Congestion Rent*. [Online]  
Tillgänglig på: <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Transmission-system-operators-TSOs/>  
[Använd 24 April 2012].

NordPoolSpot, 2011. *Nord Pool Spot Company Presentation 2011*, s.l.: Nord Pool Spot.

Olofsson, P., 2012. [Intervju] (13 Mars 2012).

Portföljförvaltare, 2012. [Intervju] (20 April 2012).

Produktansvarig, e. & g., 2012. [Intervju] (20 Februari 2012).

Regeringen, 2011. *Vindkraft*. [Online]

Tillgänglig på: <http://www.regeringen.se/sb/d/12245>

[Använd 05 Maj 2012].

Samuelsson, O., 2012. *Universitetslektor* [Intervju] (11 April 2012).

SKM Market Predictor AS, 2010. *Price Areas In Sweden*, u.o.: SKM Market Predictor AS.

Statens energimyndighet, 2006. *Prisbildning och Konkurrens på elmarknaden*, u.o.: u.n.

Stärn, J., 2012. *Montel Online*. [Online]

Tillgänglig på: [webcluster.powernews.com/News/Default.aspx](http://webcluster.powernews.com/News/Default.aspx)

[Använd 13 Mars 2012].

Svensk Energi, 2011. *Elåret 2010*, s.l.: Svensk Energi.

Svensk Energi, 2011. *Elåret 2010*, u.o.: u.n.

Svensk Energi, 2011. *Om el*. [Online]

Tillgänglig på: <http://svenskenergi.se/sv/Om-el/>

[Använd 6 Maj 2012].

Svensk Energi, 2012. *Elåret 2011*, Stockholm: Svensk Energi.

Svensk Energi, 2012. *Om elområden*, Svensk Energi. [Online]

Tillgänglig på: <http://www.svenskenergi.se/sv/Vi-arbetar-med/Handel-Forsaljning-av-el/Elomraden-i-Sverige/>

[Använd 17 Maj 2012].

Svensk vindenergi, 2011. *Vindkraften i Sverige slår nya rekord*. [Online]

Tillgänglig på: <http://www.vindkraftsbranschen.se/blog/pressmeddelanden/vindkraften-i-sverige-slar-nya-rekord-3/>

[Använd 3 Maj 2012].

Svenska Kraftnät, 2009. *Anmälningsområden på den svenska elmarknaden. Förslag till marknadsdelning*, Sundbyberg: u.n.

Svenska Kraftnät, 2011. *Information om Sydvästlänken*. [Online]

Tillgänglig på: <http://www.svk.se/projekt/samtliga-projekt/Sydvastlanken/Information/>

[Använd 17 Maj 2012].

Svenska Kraftnät, 2011. *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden vintrarna 2010/2011 och 2011/2012*, Sundbyberg: Svenska Kraftnät.

Svenska Kraftnät, 2011. *Svenska Kraftnäts verksamhetsplan för 2012*, Sundbyberg: Svenska Kraftnät.

Svenska Kraftnät, 2012. *Om energimarknaden, el*. [Online]  
Tillgänglig på: <http://www.svk.se/Energimarknaden/El/>  
[Använd 12 Maj 2012].

SvK; Oberoende Elhandlare; Svensk Energi, 2011. *Svensk Elmarknadshandbok*. u.o.:u.n.

Wangensteen, I., 2006. *TET4185, Power Markets*. Trondheim, NTNU.

Vattenregleringsföretagen, 2012. *Vattenhushållning*. [Online]

Tillgänglig på:

<http://www.vattenreglering.se/vrf/hemsida/hemsida.nsf/LookupHTMLPages/Vattenhush%C3%A5llning?opendocument>

[Använd 6 Maj 2012].

## Appendix I - Installerad effekt på SE4 och överföringskapaciteter

Den installerade effekten i megawatt per elslag och elområde för vinter 2011/2012 följer enligt tabellen nedan. (Svenska Kraftnät, 2011)

	Kärnkraft	Vattenkraft	Vindkraft	Gasturbiner	Kondens	Mottryck	Summa
SE1	0	5255	165	0	0	282	5702
SE2	0	8013	536	0	0	498	9047
SE3	9351	2587	1268	1031	796	2811	17844
SE4	0	346	893	577	1005	1222	4043
<b>Summa</b>	9351	16201	2862	1608	1801	4813	36636

Tabell 12, Installerad effekt per elområde och kraftslag, i MW.

Den maximala elförbrukningen uppgår enligt Svenska Kraftnäts prognos för vintern 2011/2012 till: (Svenska Kraftnät, 2011, p. 29)

	Normalvinter	Tioårsvinter
SE1	-1600	-1700
SE2	-3100	-3300
SE3	-16900	-17900
SE4	-4900	-5200
<b>Summa</b>	-26500	-28100

Tabell 13, Maximalförbrukning för de olika elområdena.

Medelförbrukningen för de olika säsongerna beräknat under tidsperioden 2007-01-01- 2011-11-01 är:

<b>Vinter</b>	<b>3949</b>
<b>Vår</b>	2681
<b>Sommar</b>	2127
<b>Höst</b>	2670

Tabell 14, Medelförbrukning för de olika säsongerna i SE4.

Medelproduktion i SE4 för de olika säsongerna beräknat under tidsperioden 2007-01-01- 2011-11-01 följer:

	Vattenkraft	Vindkraft
<b>År</b>	204	123
<b>Vinter</b>	249	139
<b>Vår</b>	211	110
<b>Sommar</b>	145	93
<b>Höst</b>	215	155

Tabell 15, Medelproduktion i SE4 för vattenkraft och vindkraft





## Appendix II - Sammanfattning av elåren 2007 - 2011

Vår analys bygger på historisk data från 2007-2011. Elmarknaden är starkt beroende av olika fundamenta såsom hydrologi, temperatur och hur kärnkraftsproduktionen går. Då det förekommer stora variationer på de fundamentala förutsättningarna mellan olika år följer nedan en sammanfattning över de år som är inkluderade i vår data. Sammanfattningen bygger på Elåren 2007–2011 som ges ut av Svensk Energi.

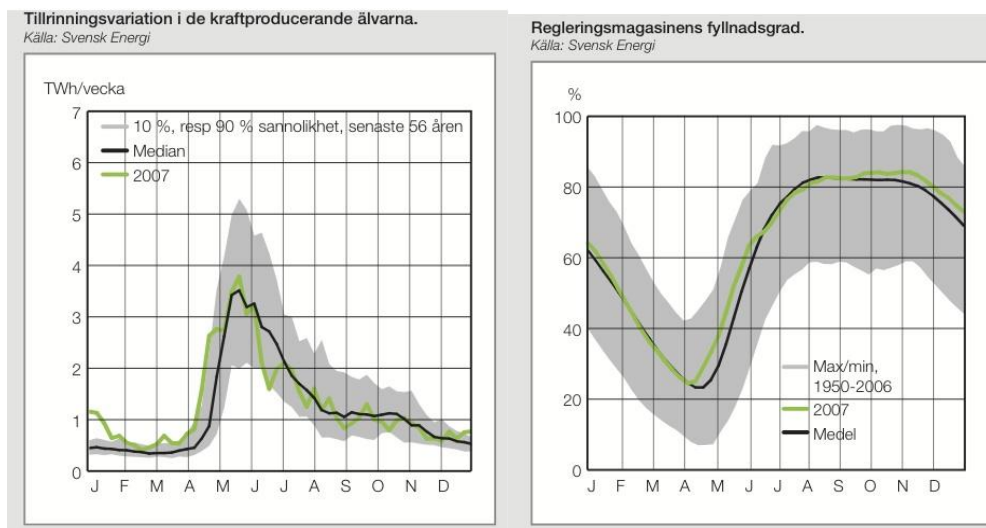
(TWh)	2007	2008	2009	2010	2011
<b>Elanvändning</b>	146,3	144	138,4	147,1	139,7
<b>Vattenkraftsproduktion</b>	65,5	68,4	65,3	66,2	66
<b>Kärnkraftsproduktion</b>	64,3	61,3	50	55,6	58
<b>Värmekraftsproduktion</b>	13,8	14,2	15,9	19,7	16,8
<b>Vindkraftsproduktion</b>	1,431	2	2,5	3,5	6,1
<b>Total produktion</b>	145,031	145,9	133,7	145	146,9
<b>Genomsnittligt systempris SEK/MWh</b>	258,54	431,2	372,2	505,9	424,4

Tabell 17, Sammanfattning av elåren 2007 – 2011.

### 2007

I Sverige och Norden var 2007 ett år med god vattentillgång. Vid årets slut var fyllnadsgraden över normal nivå. Kärnkraftsproduktion var normal. Vindkraften började under året på allvar lämna bidrag till den svenska elproduktionen.

Under hösten steg elpriserna kraftigt på Nord Pool. Skälet var stigande kraftpriser i grannländerna till följd av ökande kol- och gaspriser, men också den europeiska klimatpolitiken spelade in, där kostnader för utsläppsrätter drev upp priserna.

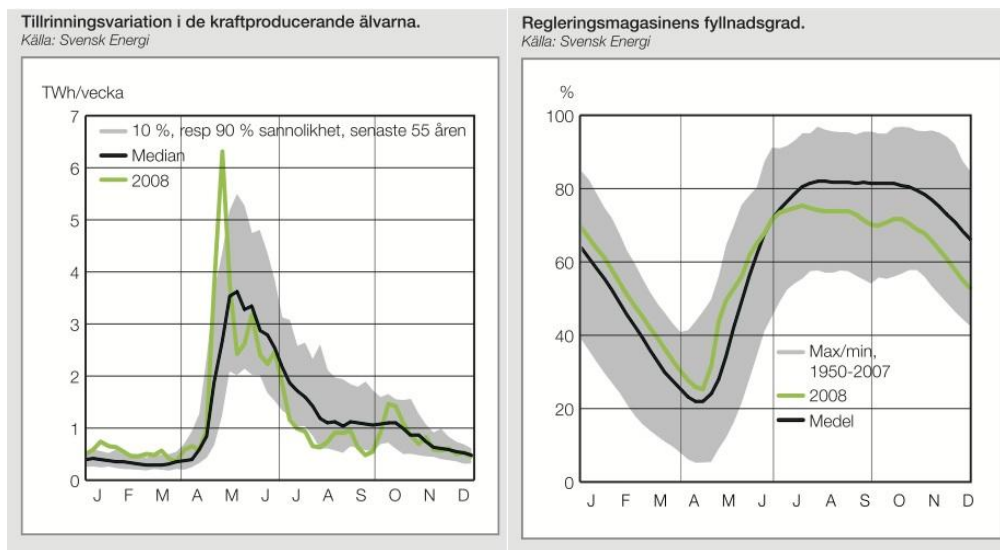


Figur 35, Vattentillrinning och fyllnadsgrad år 2007. Källa: Svensk Energi.

## 2008

År 2008 inleddes med välfyllda nordiska vattenmagasin. I Sverige minskade därefter fyllnadsgraden kraftigt på grund av den torra sommaren och hösten i fjällen. Även exportbegränsningar från Norge tärde på de svenska magasinen och vid årets sluta var de svenska vattennivåerna klart lägre än normalvärdet. För Norden som helhet var dock nivåerna nära normalvärdet. Svensk vattenkraftsproduktion hamnade trots den torra sommaren cirka 5 % högre än medelvärdet. Kärnkraftsproduktionen var normal.

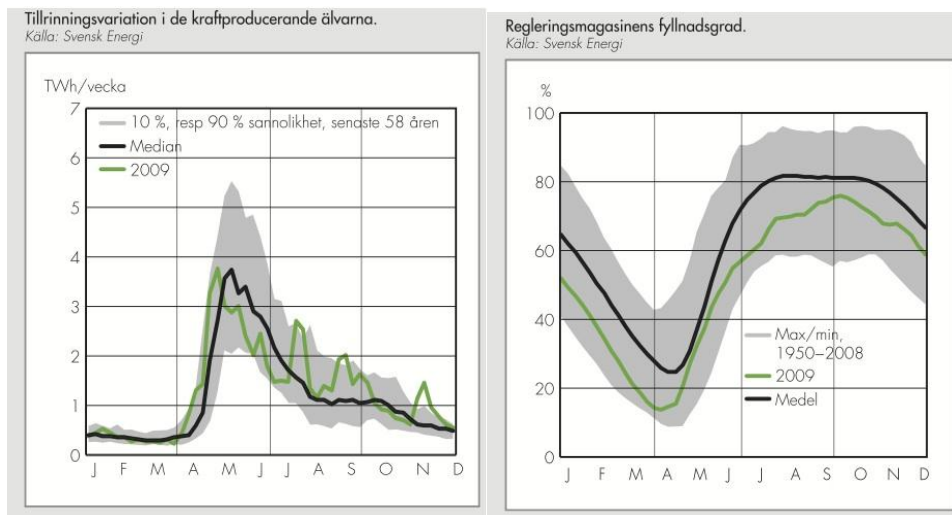
Ett kabelbrott på två kablar mellan Sydnorge och Sverige i början av maj reducerade överföringskapaciteten under återstoden av året. Detta innebar att billig kraftproduktion låstes in i södra Norge med mycket låga priser som följd.



Figur 36, Vattentillrinning och fyllnadsgrad år 2008. Källa: Svensk Energi.

## 2009

Kärnkraften nådde endast 50 TWh i årsproduktion. Kärnkraftens låga produktion, 50 TWh, under året kan jämföras med 75 TWh rekordåret 2004. Orsaken var omfattande moderniseringsarbeten som drog ut på tiden. År 2009 var för Norden ett år med god tillrinning till vattenkraften. Årets produktion i Sveriges vattenkraftverk hamnade på 65,3 TWh – en minskning med cirka fem procent. Det är mycket nära medelvärdet för åren 1950–2000. Även om måttliga tillrinningar och problem i den svenska kärnkraften verkade höjande på elpriserna, så dominerades prispåverkan av låg efterfrågan på el i Norden.



Figur 37, Vattentillrinning och fyllnadsgrad år 2009. Källa: Svensk Energi.

## 2010

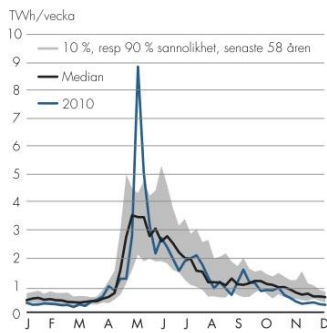
Elåret 2010 var dramatiskt. Den ökade efterfrågan, i kombination med lägre produktion, gav rekordhög spotpriser på Nord Pool Spot vintertid. En timme kostade elen till exempel 1400 kr/MWh (22 februari). En bidragande orsak var att några kärnkraftreaktorer antingen var ur drift eller kördes med begränsad produktion. Tidvis var fem reaktorer ur drift samtidigt. Orsaken var stora moderniseringsarbeten som drog ut på tiden. Detta, i kombination med ökad efterfrågan på el, på grund av just kylan och begränsningar i elnäten från Norge, orsakade de höga priserna

Kärnkraften hade ännu ett år med låg produktion. 55,6 TWh var ändå en ökning med över 11 procent jämfört med år 2009. Efterdyningar av 2009 års omfattande moderniseringsarbeten i kärnkraften satte alltså sina spår även under år 2010. Hela Norden hade ett år med sämre vattentillrinning, drygt 10 procent lägre än medelvärdet. Vid utgången av år 2010 hamnade fyllnadsgraden på mycket låga 45 procent för Norden och Sverige. Detta är cirka 20 procent lägre än medelvärdet. Årets produktion i vattenkraftverken i Sverige blev 66,2 TWh. Den totala elanvändningen i landet blev 147,1 TWh en ökning främst beroende på att lågkonjunkturen släppte sitt grepp i Sverige.

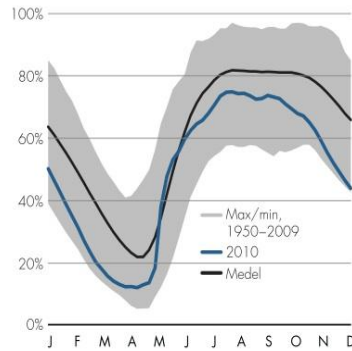
Kyla präglade prisbildningen på Nord Pool under året. En kall och utdragen vinter inledde året och en kall och tidig vinter avslutade året. I kombination med en stark återhämtning i den elintensiva industrin slogs det nordiska rekordet för elanvändning per vecka. Under första veckan använde Norden drygt 10 TWh el och vecka 49 blev användningen 9,9 TWh. Det är en ungefärlig ökning med 0,7 till 0,9 TWh jämfört med normala förhållanden. Detta, i kombination med dålig tillrinning, gav höga spotpriser på Nord Pool Spot under året.

Generellt sett är de nordiska priserna lägre än i Tyskland, vilket främst förklaras av den rika tillgången på vattenkraft i Norden. Den sämre tillgången på vattenkraft medförde dock att det genomsnittliga priset i Tyskland under året var cirka 10 procent lägre än i Norden. År 2010 är därmed ett undantag från den vanligare situationen, med lägre elpriser i Norden än på kontinenten.

TILLRINNINGSVARIATION I DE KRAFTPRODUCERANDE ÄLVARNA



Källa: Svensk Energi



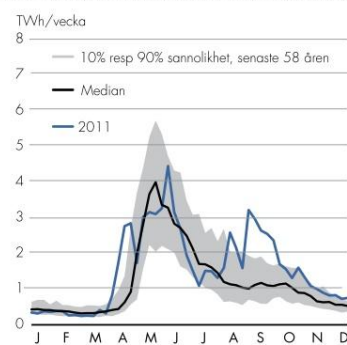
Källa: Svensk Energi

Figur 38, Vattentillrinning och fyllnadsgrad år 2010. Källa: Svensk Energi.

## 2011

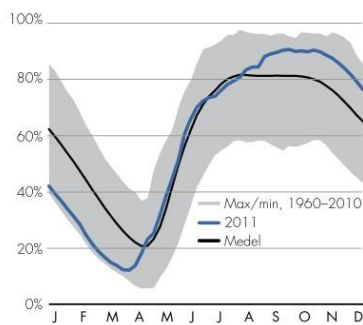
Kärnkraften nådde endast 58 TWh i årsproduktion. Efterdyningar av tidigare års moderniseringar satte sina spår. Svenska vattenkraftsproduktionen uppgick till 66 TWh vilket är lite högre än normalt. Vindkraftsproduktionen hamnade på över 6 TWh. Elanvändningen minskade till 139,7 TWh främst på grund av hög temperatur och en nedåtvändande konjunktur. Vattenkraften i Norden hade en mycket tuff period fram till i slutet av april då magasinerna vände på en mycket låg nivå. Regn under sommaren och hösten lyckades fylla magasinerna till nivåer över det normala. Vid utgången av år 2011 hamnade fyllnadsgraden på höga 75 procent för Norden och Sverige. Detta är cirka 10 procent högre än medelvärdet. Prismässigt låg systempriset under första halvåret över klart det normala på grund av två år med mindre nederbörd än normalt. Efterhand som efterfrågan minskade, temperaturen ökade och vattentillrinningen var god pressades priserna till rekordlåga nivåer under hösten.

TILLRINNINGSVARIATION I DE KRAFTPRODUCERANDE ÄLVARNA



Källa: Svensk Energi

REGLERINGSMAGASINENS FYLLNADSGRAD



Källa: Svensk Energi

Figur 39, Vattentillrinning och fyllnadsgrad år 2011. Källa: Svensk Energi.

## Appendix III - Scenariomatrix

I matrisen nedan beskrivs hur varje scenario skapas. Vi tittar på snittet av de olika händelserna. Ett scenario består av att olika fundamenta tilldelas en siffra av 0, 1 och 2. Där 0 är att korresponderande gränsvärde är inaktivt, 1 att det är ett aktivt undre gränsvärde och 2 att det är ett aktivt övre gränsvärde. Som exempel kan scenario 1 användas. Scenariot är att det råder kärnkraftsbortfall vilket ger ett aktivt övre gränsvärde som innebär kärnkraftsproduktionen inte får överstiga den nivån.

Scenario	Kärnkraft	Vattenkraft	Konsumtion SE4	Vind DK2	VärmeS E4	VärmeSE3	Överföringskapacitet	Vatten magasin
1. Kärnkraftsbortfall	2	0	0	0	0	0	0	0
2. Kärnkraftsbortfall, hög konsumtion	2	0	1	0	0	0	0	0
3. Kärnkraftsbortfall, hög vattenkraft	2	1	0	0	0	0	0	0
4. Kärnkraftsbortfall, hög vattenkraft och magasinsnivåer	2	1	0	0	0	0	0	1
5. Låg vattenkraft och magasinsnivåer samtidigt som hög konsumtion	0	2	1	0	0	0	0	2
6. Hög vindkraft i Danmark	0	0	0	2	0	0	0	0
7. Hög kärnkraft men låg överföringskap	1	0	0	0	0	0	2	0
8. Hög värmekraft	0	0	0	0	1	1	0	0
9. Hög överföringskap	0	0	0	0	0	0	1	0
10. Låg konsumtion	0	0	2	0	0	0	0	0
11. Kärnkraft med hög vind	2	0	0	1	0	0	0	0
12. Inga begränsningar	0	0	0	0	0	0	0	0
13. Hög kärnkraft	1	0	0	0	0	0	0	0
14. Hög kärnkraft och hög konsumtion	1	0	1	0	0	0	0	0
15. Hög konsumtion	0	0	1	0	0	0	0	0
16. Hög vattenkraft och höga magasinsnivåer	0	1	0	0	0	0	0	1

Tabell 18, Scenariomatrix, 0=inaktivt gränsvärde, 1=aktivt undre gränsvärde, 2=aktivt övre gränsvärde.

## Appendix IV –Fundamentalanalyser, resultat på matrisform

### Kvartal 1

Scenario	Medelpris SE4-SYS, EUR/MWh,	Maxpris SE4-SYS, EUR/MWh	Minpris SE4-SYS, EUR/MWh	Frekvens DK2	Maxpris, EUR/MWh, SE4-SE3	Medelpris SE4-SE3, EUR/MWh	Maxpris, EUR/MWh, SE4 - DK2	Medelpris SE4-DK2, EUR/MWh
1	5.99	1205.80	-45.33	0.6%	30.64	0.08	65.83	0.41
2	10.00	1205.80	-45.33	1.1%	30.64	0.16	37.47	-1.06
3	10.13	1205.80	-45.33	1.2%	30.64	0.16	37.47	-1.58
4	10.13	1205.80	-45.33	1.2%	30.64	0.16	37.47	-1.58
5	0.49	35.70	-4.04	0.0%	0.00	0.00	26.70	3.71
6	4.36	1205.80	-45.33	1.8%	47.47	0.24	69.52	0.65
7	0.15	18.70	-13.76	0.7%	8.41	0.03	50.43	4.45
8	7.37	1205.80	-45.33	0.0%	1.88	0.00	91.27	4.27
9	0.56	48.30	-21.65	2.0%	47.47	0.26	101.66	2.50
10	0.53	33.50	-21.65	0.1%	28.36	0.01	101.66	4.10
11	3.30	310.00	-8.71	0.3%	24.92	0.04	65.83	1.78
12	2.98	1205.80	-45.33	1.3%	47.47	0.16	101.66	1.89
13	0.36	48.30	-21.65	1.9%	47.47	0.22	101.66	3.18
14	1.06	48.30	-6.82	3.7%	47.47	0.44	56.51	0.43
15	5.39	1205.80	-45.33	2.5%	47.47	0.30	56.51	-0.29
16	5.46	1205.80	-45.33	2.5%	47.47	0.30	41.54	-1.19

Tabell 19, Resultat från fundamentalanalys i kapitel 9, kvartal 1.

### Kvartal 2

Scenario	Medelpris SE4-SYS, EUR/MWh,	Maxpris SE4-SYS, EUR/MWh	Minpris SE4-SYS, EUR/MWh	Frekvens DK2	Maxpris, EUR/MWh, SE4-SE3	Medelpris SE4-SE3, EUR/MWh	Maxpris, EUR/MWh, SE4 - DK2	Medelpris SE4-DK2, EUR/MWh
1	5.15	133.62	-18.49	4.7%	125.44	0.58	21.44	-3.25
2	6.72	133.62	-5.55	6.0%	125.44	0.87	11.42	-6.33
3	7.66	133.62	-11.98	8.0%	125.44	1.02	7.93	-5.71
4	7.66	133.62	-11.98	8.0%	125.44	1.02	7.93	-5.71
5	-0.17	12.40	-29.71	0.2%	13.03	0.02	72.68	1.48
6	2.98	64.27	-36.89	3.8%	64.83	0.52	24.99	-3.02
7	0.33	42.32	-29.98	4.4%	35.91	0.73	34.03	-5.21
8	-1.41	20.19	-26.29	0.1%	8.85	0.00	74.46	2.00
9	1.51	71.17	-37.10	1.3%	64.83	0.21	74.46	-0.93
10	1.62	40.46	-37.10	2.3%	30.13	0.23	74.46	-1.10
11	4.65	133.62	-10.97	3.6%	125.44	0.62	21.44	-3.25
12	2.54	133.62	-37.10	3.3%	125.44	0.47	74.46	-2.30
13	0.15	64.27	-37.1	2.0%	64.83	0.37	74.46	-1.43
14	1.52	64.27	-29.98	3.4%	64.83	0.62	72.68	-1.84
15	3.51	133.62	-29.98	4.4%	125.44	0.72	72.68	-3.56
16	4.52	133.62	-29.98	5.8%	125.44	0.85	18.52	-4.67

Tabell 20, Resultat från fundamentalanalys i kapitel 9, kvartal 2.

## Kvartal 3

Scenarier	Medelpris SE4-SYS, EUR/MWh,	Maxpris SE4-SYS, EUR/MWh	Minpris SE4-SYS, EUR/MWh	Frekvens DK2	Maxpris, EUR/MWh, SE4-SE3	Medelpris SE4-SE3, EUR/MWh	Maxpris, EUR/MWh, SE4 - DK2	Medelpris SE4-DK2, EUR/MWh
1	5.77	56.45	-19.98	8.0%	50.45	1.73	40.64	-2.62
2	8.73	56.45	-19.98	12.3%	50.45	2.76	20.99	-4.67
3	7.98	56.45	-19.98	12.9%	50.45	2.85	20.99	-4.30
4	7.98	56.45	-19.98	12.9%	50.45	2.85	20.99	-4.30
5	5.17	24.41	-1.21	5.5%	21.95	0.71	6.48	-5.23
6	6.57	105.30	-20.82	8.0%	105.44	1.62	38.53	-2.41
7	7.98	105.30	-20.82	16.2%	105.44	3.89	62.88	-3.43
8	7.35	56.45	-19.98	11.4%	50.45	3.43	4.33	-2.79
9	5.49	54.76	-14.69	2.6%	23.26	0.21	34.82	-1.66
10	3.98	70.52	-20.82	2.9%	70.47	0.39	62.88	-0.51
11	5.19	49.34	-19.98	4.9%	43.61	1.14	40.64	-3.37
12	6.34	105.30	-20.82	7.0%	105.44	1.37	62.88	-2.45
13	6.70	105.30	-20.82	6.3%	105.44	1.15	62.88	-2.34
14	9.35	105.30	-5.6	11.5%	105.44	2.36	32.68	-4.75
15	9.10	105.30	-19.98	11.8%	105.44	2.52	32.68	-4.72
16	8.15	105.30	-19.98	11.7%	105.44	2.48	20.99	-4.49

Tabell 21 Resultat från fundamentalanalys i kapitel 9, kvartal 3.

## Kvartal 4

Scenarier	Medelpris SE4-SYS, EUR/MWh,	Maxpris SE4-SYS, EUR/MWh	Minpris SE4-SYS, EUR/MWh	Frekvens DK2	Maxpris, EUR/MWh, SE4-SE3	Medelpris SE4-SE3, EUR/MWh	Maxpris, EUR/MWh, SE4 - DK2	Medelpris SE4-DK2, EUR/MWh
1	4.12	1295.30	-23.22	7.1%	102.59	1.51	37.62	-5.60
2	5.43	1295.30	-23.22	5.0%	77.26	0.78	0.11	-10.63
3	6.26	1295.30	-23.22	11.1%	102.59	2.39	0.89	-9.10
4	6.26	1295.30	-23.22	11.1%	102.59	2.39	0.89	-9.10
5	2.34	13.40	-5.39	0.0%	0.00	0.00	79.06	7.82
6	3.02	105.50	-23.22	4.9%	102.59	1.01	68.48	-6.89
7	6.79	17.10	-0.03	0.0%	0.00	0.00	0.00	-3.77
8	6.19	1295.30	-23.22	0.2%	24.40	0.03	62.96	-7.48
9	2.34	105.10	-23.22	0.2%	21.45	0.01	79.06	-4.34
10	2.47	105.50	-6.12	6.0%	102.59	1.41	57.74	-0.58
11	4.66	1295.30	-5.34	5.6%	60.42	1.25	37.62	-4.12
12	3.53	1295.30	-23.22	4.5%	102.59	0.95	79.06	-4.59
13	2.54	105.10	-13.85	0.1%	3.53	0.00	79.06	-2.92
14	3.79	105.10	-13.85	0.1%	3.53	0.00	79.06	-7.09
15	4.70	1295.30	-23.22	2.8%	77.26	0.43	79.06	-9.05
16	5.90	1295.30	-23.22	8.0%	102.59	1.71	51.61	-9.18

Tabell 22, Resultat från fundamentalanalys i kapitel 9, kvartal 4.



## Vinter

Scenario	Medelpris SE4-SYS, EUR/MWh	Maxpris SE4-SYS, EUR/MWh	Minpris SE4-SYS, EUR/MWh	Frekvens DK2	Maxpris, EUR/MWh, SE4-SE3	Medelpris SE4-SE3, EUR/MWh	Maxpris, EUR/MWh, SE4 - DK2	Medelpris SE4-DK2, EUR/MWh
1	9.26	1295.30	-23.22	0.4%	24.92	0.04	47.86	-3.77
2	15.77	1295.30	-23.22	0.7%	24.92	0.07	12.56	-7.16
3	15.10	1295.30	-23.22	0.6%	24.92	0.06	12.56	-6.99
4	15.10	1295.30	-23.22	0.6%	24.92	0.06	12.56	-6.99
5	1.23	63.90	-6.27	0.5%	20.67	0.05	34.43	2.56
6	5.09	1205.80	-45.33	1.8%	47.47	0.24	69.52	-2.53
7	0.24	43.70	-45.33	0.5%	8.41	0.02	73.17	2.00
8	11.45	1295.30	-45.33	0.0%	1.88	0.00	91.27	0.41
9	1.80	105.10	-23.22	2.2%	47.47	0.28	101.66	0.63
10	0.64	35.70	-21.65	0.1%	28.36	0.02	101.66	4.40
11	9.20	1295.30	-19.12	0.3%	24.92	0.03	47.86	-0.84
12	4.32	1295.30	-45.33	1.3%	47.47	0.16	101.66	0.23
13	0.74	51.90	-45.33	2.0%	47.47	0.25	101.66	3.13
14	1.75	51.90	-45.33	3.7%	47.47	0.47	79.06	-1.07
15	7.78	1295.30	-45.33	2.4%	47.47	0.30	79.06	-3.69
16	7.78	1295.30	-45.33	2.5%	47.47	0.29	38.36	-4.71

Tabell 23, Resultat från fundamentalanalys i kapitel 9, vinter.

## Vår

Scenario	Medelpris SE4-SYS, EUR/MWh	Maxpris SE4-SYS, EUR/MWh	Minpris SE4-SYS, EUR/MWh	Frekvens DK2	Maxpris, EUR/MWh, SE4-SE3	Medelpris SE4-SE3, EUR/MWh	Maxpris, EUR/MWh, SE4 - DK2	Medelpris SE4-DK2, EUR/MWh
1	2.17	54.14	-29.98	0.8%	36.62	0.09	37.43	-1.04
2	2.83	54.14	-8.71	1.2%	36.62	0.13	16.24	-1.55
3	3.81	54.14	-29.33	1.5%	36.62	0.16	7.93	-2.79
4	3.81	54.14	-29.33	1.5%	36.62	0.16	7.93	-2.79
5	-0.17	6.78	-8.89	0.0%	0.00	0.00	39.11	1.52
6	2.05	64.27	-37.10	1.7%	64.83	0.30	37.43	-1.75
7	-1.00	42.32	-37.10	1.6%	35.91	0.32	74.46	-0.81
8	-0.24	21.08	-25.41	0.0%	0.00	0.00	72.68	4.01
9	2.03	64.27	-25.41	1.3%	64.83	0.24	40.04	0.09
10	0.80	33.97	-37.10	0.5%	30.13	0.06	74.46	-0.53
11	1.13	30.40	-29.98	0.4%	13.03	0.03	37.21	0.36
12	1.34	64.27	-37.10	1.3%	64.83	0.21	74.46	-0.50
13	0.63	64.27	-37.1	1.7%	64.83	0.32	74.46	-0.03
14	1.37	64.27	-10.13	2.6%	64.83	0.50	40.04	0.16
15	1.90	64.27	-10.13	2.0%	64.83	0.37	40.04	-0.46
16	2.86	64.27	-29.33	2.4%	64.83	0.40	18.52	-2.84

Tabell 24 Resultat från fundamentalanalys i kapitel 9, vår.

## Sommar

Scenario	Medelpris SE4-SYS, EUR/MWh	Maxpris SE4-SYS, EUR/MWh	Minpris SE4-SYS, EUR/MWh	Frekvens DK2	Maxpris, EUR/MWh, SE4-SE3	Medelpris SE4-SE3, EUR/MWh	Maxpris, EUR/MWh, SE4 - DK2	Medelpris SE4-DK2, EUR/MWh
1	6.02	133.62	-6.39	5.6%	125.44	0.76	40.64	-3.41
2	8.27	133.62	-5.60	8.8%	125.44	1.35	20.99	-6.69
3	7.85	133.62	-6.39	8.9%	125.44	1.28	20.99	-5.92
4	7.85	133.62	-6.39	8.9%	125.44	1.28	20.99	-5.92
5	1.03	13.74	-2.04	2.6%	14.95	0.26	19.30	-0.62
6	5.03	104.45	-29.43	6.1%	104.58	0.87	38.53	-2.47
7	7.90	105.30	-20.82	15.8%	105.44	3.08	62.88	-2.97
8	-0.86	71.17	-29.43	1.2%	10.20	0.08	0.00	-2.11
9	3.93	71.17	-29.43	1.9%	23.26	0.15	34.82	-1.89
10	3.59	70.52	-29.43	2.7%	70.47	0.25	62.88	-0.43
11	6.52	133.62	-5.41	4.6%	125.44	0.74	40.64	-4.52
12	5.39	133.62	-29.43	5.8%	125.44	0.90	62.88	-2.64
13	5.02	105.30	-29.43	6.0%	105.44	0.98	62.88	-2.19
14	7.08	105.30	-25.51	10.1%	105.44	1.86	58.66	-4.42
15	7.52	133.62	-25.51	9.6%	125.44	1.67	58.66	-5.26
16	6.68	133.62	-25.51	9.5%	125.44	1.55	20.99	-4.86

Tabell 25 Resultat från fundamentalanalys i kapitel 9, sommar.

## Höst

Scenario	Medelpris SE4-SYS, EUR/MWh,	Maxpris SE4-SYS, EUR/MWh	Minpris SE4-SYS, EUR/MWh	Frekvens DK2	Maxpris, EUR/MWh, SE4-SE3	Medelpris SE4-SE3, EUR/MWh	Maxpris, EUR/MWh, SE4 - DK2	Medelpris SE4-DK2, EUR/MWh
1	5.29	105.46	-19.98	10.3%	102.59	2.44	9.83	-5.01
2	6.40	105.46	-9.08	11.5%	102.59	2.93	3.20	-8.86
3	7.41	105.46	-19.98	16.2%	102.59	3.93	0.46	-7.98
4	7.41	105.46	-19.98	16.2%	102.59	3.93	0.46	-7.98
5	0.33	5.55	-4.58	0.0%	0.00	0.00	44.82	0.42
6	5.18	105.46	-13.76	9.6%	102.59	2.07	18.75	-5.00
7	6.28	51.21	-1.51	28.2%	52.16	4.02	0.00	-2.12
8	2.25	63.34	-9.08	2.6%	60.42	0.63	37.62	-4.19
9	2.94	54.76	-9.08	0.6%	24.40	0.05	47.55	-3.37
10	3.65	69.59	-19.98	7.0%	68.12	1.43	47.55	-1.26
11	4.03	63.34	-19.98	5.9%	60.42	1.52	6.63	-4.89
12	4.50	105.46	-19.98	7.7%	102.59	1.69	47.55	-4.25
13	3.26	54.76	-7.66	3.7%	52.16	0.51	47.55	-3.07
14	4.25	54.76	-7.66	4.8%	52.16	0.78	44.82	-5.92
15	5.44	105.46	-9.08	8.5%	102.59	1.96	44.82	-7.55
16	6.70	105.46	-19.98	13.3%	102.59	3.01	1.48	-7.30

Tabell 26 Resultat från fundamentalanalys i kapitel 9, höst.