Energimarknadsinspektionen
Swedish Energy Markets Inspectorate

Ei R2014:08

Utvärdering av effekterna av elområdesindelningen

Energimarknadsinspektionen
Box 155, 631 03 Eskilstuna
Energimarknadsinspektionen R2014:08
Författare: Kaj Forsberg, Björn Klasman, Elin Larsson, Johan Leymann, Jens Lundgren, Håkan Östberg
Copyright: Energimarknadsinspektionen
Rapporten är tillgänglig på www.ei.se
Tryckt av Elanders Sverige AB 2014

Förord

Sverige är sedan den 1 november 2011 indelat i fyra elområden. Elområdesreformen genomfördes med flera syften. Ett av dessa var att uppfylla gällande EU-lagstiftning och därmed underlätta integrationen av de europeiska elmarknaderna. Vidare syftade elområdesindelningen till att genom de prisbildningar som uppstår signalera om var nyetablering av elproduktion och lokalisering av konsumtion är bäst lämpad att ske. Områdesindelningen bidrar också till att påvisa var förstärkningar i stamnätet bör prioriteras.

Regeringen uppdrog åt Energimarknadsinspektionen (Ei) att under våren 2012 utreda och analysera utvecklingen på elmarknaden under elområdesindelningens första fem månader. I regleringsbrevet för 2013 uppdrogs inspektionen att på nytt kartlägga elmarknadens utveckling sedan elområdesindelningen. En längre tid har nu förflutit sedan indelningen ägde rum varvid marknaden haft tid att anpassa sig till de nya spelreglerna. En längre tidsperiod innebär också att större mängd tidseriedata nu finns tillgänglig att analysera.

Målet med rapporten är att skapa en helhetsbild av utvecklingen av elmarknaden sedan elområdesreformen hösten 2011 och belysa konsekvenserna av denna för olika aktörer på marknaden. Detta är slutrapporten avseende det uppföljningsuppdrag som Ei fått av regeringen genom regleringsbrevet för 2013.

Eskilstuna, mars 2014

Anne Vadasz Nilsson

Kaj Forsberg

Innehåll

1 Sammanfattning ... 6

2 Inledning ... 11
2.1 Uppdraget ... 11
2.2 Avgränsningar ... 11
2.3 Projektorganisation ... 12

3 Införandet av elområden i Sverige innebär nya förutsättningar för aktörerna ... 13
3.1 Bakgrund ... 13
3.2 Överföringsbegränsningar i transmissionsnätet ... 14
3.3 Flaskhalshantering ... 15
3.4 Budgivning på elbörsen och flaskhalsintäkter ... 16
3.4.1 Investeringar finansierade med flaskhalsintäkter ... 17
3.4.2 Förändrade marknadsmekanismer ... 17

4 Marknadsutvecklingen i stort sedan elområdenas införande ... 19
4.1 Global konjunktursvacka med låga bränslepriser ... 19
4.2 Växande utbud av prisokänslig förnybar elproduktion ... 21
4.3 Ändrade överföringsmönster inom Norden ... 22

5 Pris- och marknadsutveckling på grossistmarknaden ... 24
5.1 Elområden och prisområden ... 25
5.2 Prisutveckling på grossistmarknaden ... 26
5.3 När uppstår prisskillnader mellan elområden och varför ... 33
5.3.1 Analys av prisskillnader mellan elområde 3 och elområde 4 ... 33
5.3.2 Prisdifferenser och tilldelad handelskapacitet ... 36

6 Utveckling av konkurrensen på grossistmarknaden ... 41
6.1 Analys av konkurrensförutsättningarna på grossistmarknaden med Herfindahl-Hirschman indexet ... 41
6.2 Analys av konkurrensförutsättningarna på grossistmarknaden med Index på residualt utbud ... 46
6.3 Fördjupad analys av elområde 4 ... 52

7 Pris- och marknadsutveckling på slutkundsmarknaden ... 56
7.1 Prisutveckling och kostnadsjämförelse för hushållskunder ... 56
7.2 Prisutveckling och kostnadsjämförelse för företagskunder ... 63
7.3 Marknadsutvecklingen på slutkundsmarknaden ... 64
7.3.1 Aktörerna på den svenska slutkundsmarknaden ... 68
7.3.2 Intervjuer med aktörer ... 68
7.4 Utveckling av elhandelsmarginaler på slutkundsmarknaden ... 70
7.4.1 Genomsnittliga marginaler för en typkund med årlig förbrukning på 2 000 kWh ... 70
7.4.2 Genomsnittliga marginaler för en typkund med årlig förbrukning på 20 000 kWh ... 72
7.4.3 Små skillnader i elhandlarnas marginaler mellan de olika elområdena ... 75

8 Den finansiella elmarknaden och områdesprissäkring 76
8.1 Den nordiska modellen och förändrade förutsättningar 76
8.2 Prisutveckling på den finansiella elmarknaden 77
8.2.1 Analys av EPAD-priserna för de svenska elområdena 77
8.3 Översikt av EPAD-marknaden 80
8.3.1 EPAD-priser kontra realiserade spotprisdifferenser 80
8.3.2 Omsättning av EPAD-kontrakt 2012 och 2013 81
8.4 EPAD i ett europeiskt perspektiv 84
8.4.1 FCA-koden 84
8.5 Pågående diskussion om åtgärder avseende elområde 4 85

9 Sammanfattande analys och slutsatser 87

Referenser 94

Bilaga 1 Beräkningsmodell för elhandelsmarginaler 96

Bilaga 2 Analys av områdesprisskillnader under perioden 99

1 Sammanfattning

Elområdesindelningen genomfördes den 1 november 2011 och har medfört konsekvenser för alla elmarknadens aktörer, såväl för hushållskunder som för elhandlare och producenter. I denna rapport konstaterar vi att reformen har sammanfallit med flera andra stora förändringar i marknaden, vilket gör att de resultat som vi nu kan studera från de 27 månader som rapportens data omfattar, måste förstås även mot bakgrund av detta.

Elmarknaden påverkas inte enbart av elområdesreformen utan även av marknadsutvecklingen i stort

De prismässiga effekterna av elområdesreformen har dämpats av de relativt låga globala bränslepriserna i spåren efter finanskrisen. Med låga bränslepriser följer att den grundläggande prisnivån på el i norra Europa också blir låg. Ytterligare en faktor som har bidragit till pressade elpriser i Norden och Sverige under perioden, har varit den växande kapaciteten av förnybar energiproduktion. I Norden har detta primärt handlat om vindkraft. Även kapacitetsutbyggnaden av förnybar produktion i Tyskland har stor betydelse för de nordiska priserna. Effekten av utjämnade spotpriser över dygnet i Tyskland, är något som i högsta grad påverkar riskbilden för prisutvecklingen även i södra Sverige.

Konkurrensen på slutkundsmarknaden är fortsatt god

Inför elområdesreformen fanns en oro att konkurrensen på slutkundsmarknaden skulle försämras väsentligt när marknaden delades upp. Oron låg bland annat i att elhandelsbolag skulle välja att inte konkurrera i alla elområden till följd av att hanteringen av områdesprisrisker försvårades. Framför allt var det situationen i elområde 4 som diskuterades.

Idag, drygt två år efter reformen, kan Ei konstatera att konkurrensen på slutkundsmarknaden är fortsatt god. Totalt finns det fortfarande cirka 120 elhandelsbolag som erbjuder hushållskunder i olika delar av landet avtal. I de tre nordligaste elområdena är antalet cirka 100 medan antalet elhandelsbolag är något färre i elområde 4, just nu cirka 60 stycken. Analysen visar att antalet elhandlare har ökat i samtliga elområden sedan elområdesreformen genomfördes.

I rapporten har även genomsnittliga elhandelsmarginalerna för elhandelsbolag i olika elområden beräknats och satts i relation till marginalerna innan reformen. Analysen visar att marginalerna har ökat marginellt sedan perioden strax innan reformen och att marginalerna dessutom är ungefär desamma i samtliga elområden. De prisskillnader som därmed möter slutkunderna i de olika elområdena består därför nästan uteslutande av de prisskillnader som finns i grossistmarknaden. Någon ytterligare ”merkostnad” till följd av dålig konkurrens i något av elområdena har Ei inte identifierat.

Elområdesreformen innebär att kunders elkostnader skiljer sig åt mellan elområden

En annan effekt som följer av elområdesreformen är att med olika elpriser i olika elområden kommer hushållens och företagens kostnader för sin elförbrukning att skilja sig beroende på i vilket elområde kunden befinner sig i. Energimarknadsinspektionen har för år 2013 beräknat kostnader för olika typkunder. För en typkund med 2 000 kWh elförbrukning per år som tecknat ett tre årigt fastprisavtal i elområde 4 var den årliga elkostnaden år 2013 67 kronor högre gentemot om kunden tecknat avtalet i elområde 1. Skillnaden mot övriga elområden var mindre. Motsvarande situation för en typkund med 20 000 kWh elförbrukning per år var 624 kronor.

Analysen av kostnader visar att situationen för företagskunder är densamma som för hushållskunderna, företag lokaliserade i elområde 1 och 2 har lägre kostnader för sin elförbrukning än företag i elområde 3 och elområde 4. Beräkningar där ett företags elavtal antas bestå av lika delar rörligt prisavtal och fast prisavtal visar att kostnaden för el för ett större företag med en årlig elförbrukning om 30 GWh är just under en miljon kronor högre i elområde 4 än i elområde 1.

För att sätta skillnaderna i kostnaderna för el mellan elområden i ett sammanhang så behöver kostnadsskillnaderna sättas i relation till kundernas totala årskostnad för elen. En sådan beräkning visar att totalkostnaden för en typkund med avtal om tre år fast pris och 2 000 kWh elförbrukning var 2173 kronor i elområde 4. För motsvarande typkund med 20 000 kWh elförbrukning per år var totalkostnaden i elområde 4 18977 kronor och för ett företag med 30 GWh elförbrukning var totalkostnaden elva miljoner kronor.

Spotpriserna i de svenska elområdena hänger ihop stor del av tiden

Sedan införandet av elområden, har prisdifferenserna mellan svenska elområden i genomsnitt varit relativt små. Analysen visar att den genomsnittliga prisskillnaden mellan elområde 1 och elområde 3 varit cirka en procent. Prisnivån i elområde 4 har i snitt legat 3,5 procent över nivån i elområde 3.

Sedan elområdesreformen har svenska elområden bildat gemensamt svenskt elområde i cirka 86 procent av tiden. Elområde 1 och elområde 2 har haft gemensamt pris i 99 procent av tiden och elområde 1, 2 och 3 har haft gemensamt pris i 95 procent av tiden. Det är fram för allt mellan elområde 3 och elområde 4 som prisskillnader uppstått. Dessa områden har haft samma pris i 90 procent av tiden.

När prisskillnader uppstår beror dessa ofta på begränsningar

Analysen visar att prisskillnader vanligen uppstår när det finns begränsningar i systemet. Sådana begränsningar kan utgöras antingen av produktionsbortfall eller av överföringsbegränsningar i nätet, eller både och. I en analys av hur andelen timmar med prisskillnader förhåller sig till tilldelad handelskapacitet mellan elområde 3 och elområde 4 visas att andelen timmar med prisskillnader är väldigt liten (3,1 procent) när maximal handelskapacitet tilldelas marknaden men

betydligt större (26,7 procent) när den tilldelade handelskapaciteten sjunker under 4 000 MW.

Den studerade tidsperioden är dock relativt kort och det är troligt att vi ännu inte sett alla tänkbara scenarier och inte heller vet med säkerhet hur dessa skulle ha påverkat priser och skillnader i pris mellan elområden. Ett scenario som vi ännu ej upplevt med elområdesindelning av Sverige är ett år med väldigt god hydrologisk balans, ett så kallat våtår. Ett våtår skulle innebära att vattenmagasinen i norra Sverige fylls till brädden, och att producenterna med överfulla magasin behöver exportera stora mängder el söderut. En risk blir här att överföringskapaciteten inte räcker till och flaskhalsar uppstår.

Framtida scenarier kommer att inbegripa ökad överföringskapacitet mellan elområde 3 och elområde 4 när Sydvästlänken är färdigbyggd 2015. Ökad överföringskapacitet mellan elområde 3 och elområde 4 kan få flera effekter. En möjlighet är att prisskillnaderna mellan elområde 3 och elområde 4 blir mindre till storleken och uppstår under ett mindre antal timmar. Samtidigt riskerar detta att öka transiteringen av el mellan norra och södra Sverige med risk för fler timmar med flaskhalsar mellan elområde 2 och 3.

Konkurrensen i grossistmarknaden har inte förändrats

Ei har i tidigare utvärderingar av elområdesreformen analyserat konkurrensförutsättningarna för grossistmarknaden och konstaterat att de i allmänhet är goda. De HHI-index som beräknas i denna rapport visar vid jämförelse att förutsättningar inte har förändrats nämnvärt från tidigare utvärderingar. I situationer där enskilda elområden bildar egna prisområden är HHI-index fortfarande höga men för de prisområdeskonstellationer som i verkligheten föreligger är HHI-indexet lägre. Det är längst uppe i norr (elområde 1) respektive längst ner i söder (elområde 4) som konkurrensen generellt ser svagast ut. I elområde 1 domineras produktionssidan av en aktör, men Ei bedömer att de negativa effekterna av detta och möjligheterna för denna aktör att utnyttja sin position ändå är små, då området har ett betydande produktionsöverskott och dessutom starka förbindelser både till elområde 2 och norra Finland. Även i elområde 4 bedömer Ei att konkurrensen, trots att måttet HHI kan anses indikera annat, är god. I elområde 4 är situationen motsatt den i elområde 1, dvs det råder ett betydande underskott på produktion i förhållande till konsumtion.

För att komplettera analysen av grossistmarknadens funktion har Ei även beräknat de svenska elområdenas beroende av sin respektive största producent (s k index på residualt utbud). Analysen med index för residualt utbud visar att det finns underlag för god konkurrens i de svenska elområdena – förutsatt att överföringskapaciteten gentemot omkringliggande områden är tillgänglig.

En viktig observation som får implikationer på funktionen i den finansiella marknaden avseende elområde 4, är att den installerade effekten (produktionskapaciteten) inom så kallad baskraft i elområde 4 är mycket begränsad i förhållande till efterfrågan. Detta gör att det endast är mot en relativt liten del av produktionskapaciteten aktörerna i elområde 4 har den finansiella säkerheten att ställa ut finansiella prisområdeskontrakt (EPAD-kontrakt).

Förutsättningarna för områdesprissäkring i elområde 4 fortsatt det som diskuteras mest när det gäller elområden i Sverige

Sedan införandet av elområden har vi sett stora rörelser i priserna på EPAD-kontrakt för svenska elområden, framför allt gäller detta elområde 3 och elområde 4. Den långsiktiga trenden har dock varit sjunkande priser. En del av nedgången kan förklaras av förändringar i omgivningen, generellt att det finns överskott av kraft i de flesta angränsande områden, men en inte oväsentlig del ser också ut att komma från en minskad riskpremie i priserna. Under det senaste året har det inte varit ensidigt olönsamt för en köpare att säkra sitt pris. Detta kan ses som ett tydligt tecken på att marknaden har utvecklats.

Även om priserna på EPAD-kontrakt har haft en nedåtgående trend, är likviditeten/handelsvolymen i EPAD-kontrakt för respektive elområde idag mindre än innan Sverige delades i fyra elområden. Detta har gjort att spreadarna, dvs skillnaden mellan aktuell köpkurs och säljkurs, i kontrakten har ökat jämfört med innan reformen, vilket gör att transaktionskostnaden för marknadens aktörer generellt är något högre. Under de stabila förutsättningar som har rådit under större delen av tiden efter elområdesreformen, ser prissättningen i stort dock ut att ha fungerat tämligen väl. Vi vill dock betona att den studerade perioden inte har givit prov på alla typer av scenarier och det är inte säkert att EPAD-marknaden skulle fungera lika väl under till exempel ett extremt våtår, då köptrycket kan förväntas stiga.

Elområdesreformen har i stort genomförts utan allvarligare konsekvenser

Energimarknadsinspektionen bedömer att elområdesreformen i stort har genomförts utan allvarligare konsekvenser och att utvecklingen sedan slutet av 2011 i många avseenden har gått i en gynnsam riktning för marknaden som helhet.

Elområdesindelningen har, precis som förväntades, givit upphov till regelbundna prisdifferenser inom Sverige, vilka också har påverkat våra handelspartner i öst, väst och syd. Dessa differenser har skapat relativa merkostnader för kunder i södra landet jämfört med i de norra delarna, vilket naturligtvis alltid får konsekvenser i någon form. Bortsett från de första tolv månaderna efter reformen, då betydande prisdifferenser kunde noteras vid ett antal tillfällen, har prisdifferenserna dock varit relativt begränsade.

Mot bakgrund av ovanstående, vill vi dock poängtera att risken för större prisdifferenser i framtiden inte alls är försumbar. Det finns scenarier för framtiden som inte alls är orealistiska och som skulle innebära att denna risk ökar.

På några års sikt, då Sydvästlänken är i drift och förstärker överföringskapaciteten mellan elområde 3 och elområde 4 med ytterligare 1200 MW, är bedömningen att det inte finns skäl att förvänta en situation med fler eller större prisdifferenser mellan dessa områden än idag. Det är dock viktigt att notera att Sydvästlänken i sig inte förändrar balansen mellan produktion och förbrukning i elområde 4 och därmed antalet aktörer som har fysisk kapacitet att använda som säkerhet för att

ställa ut EPAD:s. Där riskerar vi även framöver att se en marknad med potentiella obalanser orsakad av stort köpintresse.

Vad gäller den finansiella marknaden, i detta sammanhang handeln med EPAD-kontrakten för de olika elområden, ser vi under den studerade perioden en positiv utveckling. Framförallt är det den bättre överensstämmelsen mellan EPAD-priserna och realiserade spotprisdifferenser som är värd att lyfta fram. Detta kan tolkas som att marknaden har utvecklats.

Det finns skäl att fortsätta studera och utvärdera hur marknaden utvecklas även framgent. Ny lagstiftning är snart på plats i form av den s k FCA-koden, vilken kommer att på europeisk nivå reglera att de finansiella marknadernas funktion är tillräcklig för att erbjuda aktörerna de möjligheter till områdesprissäkring som de behöver. Ei anser att det är klokast att invänta den färdiga FCA-koden samt de krav och möjligheter denna kommer att innehålla, innan eventuella åtgärder för svenska elområden föreslås.

2 Inledning

Sedan 1 november 2011 är Sverige indelat i fyra elområden. Fram till den 1 november 2011 utgjordes den svenska elområdesgränsen – till skillnad från i exempelvis Norge – av nationsgränsen. Nu återspeglar gränserna i stället var det de facto finns strukturella begränsningar av överföringskapacitet i nätet.

Eftersom det alltid kommer att finnas så kallade flaskhalsar i elsystemet, vilka begränsar överföringskapaciteten mellan landets olika delar och till andra länder, behövs metoder för att hantera de situationer då flaskhalsar uppstår. De metoder som är tillåtna i EU:s regelverk är mothandel och indelning i elområden.

Reformen med områdesindelningen hade främst som syfte att uppfylla gällande EU-lagstiftning och därmed underlätta den fortsatta integreringen av den europeiska elmarknaden som Sverige är en del av. Elområdesindelningen bidrar samtidigt till att med hjälp av prissignaler i viss mån styra lokalisering av ny elproduktion och konsumtion samt styra förstärkningar av stamnätet.

2.1 Uppdraget

Regeringen gav i regleringsbrevet för 2013 Energimarknadsinspektionen i uppdrag *att under 2013–2014 fortsätta arbetet med att följa upp införandet av elområden i Sverige. Analysen ska bl.a. gälla vid vilka situationer som prisskillnader uppstår, pris- och marknadsutvecklingen på både de fysiska och finansiella marknaderna, effekter för olika kunder och företag, konkurrenssituationen på elmarknaden och grossistmarknadens funktion. En lägesrapport ska redovisas till Regeringskansliet (Näringsdepartementet) senast den 9 augusti 2013. Uppdraget ska slutredovisas senast den 1 april 2014. Uppdraget kan enligt särskild överenskommelse mellan företrädare för Regeringskansliet (Näringsdepartementet) och Energimarknadsinspektionen redovisas vid annan tidpunkt än vad som här angivits.*

Uppdraget är tvådelat, med en första delrapportering som genomfördes i augusti 2013. Denna redovisades i EiR 2013:12 och utgjordes av en i huvudsak statistisk genomgång baserat på data från införandet 1 november 2011 till och med april 2013. Den första delrapporten begränsades således till beskrivning. Denna andra rapport innebär slutrapportering av uppdraget och innehåller längre tidserier för dataanalys samt en djupare analys kring konsekvenserna av elområdesreformen.

2.2 Avgränsningar

I tidigare analyser av indelningen av Sverige i fyra elområden, t ex Hagman (2013)[1], har framkommit önskemål att se över elområdesindelningen eller att sammanfoga två budområden till ett prisområde. Diskussioner har förts om indelning inte enbart nationellt utan istället utifrån relevanta områden utifrån befintliga överföringsbegränsningar. Ett sådant förslag har varit att slå samman

[1] Björn Hagman, Analys av möjliga åtgärder för att minska prisområdesproblematiken i Sydsverige, 2013

elområde 4 med Själland (DK2). Även om frågeställningar av den sorten är intressanta ryms de inte inom ramen för detta uppdrag. I enlighet med liggande förslag på nätkoden CACM (Capacity Allocation and Congestion Management) så ska utvärdering av elområdesindelning också göras vilket i sammanhanget betyder att frågan redan är adresserad.

2.3 Projektorganisation

Projektledare för rapporten är Kaj Forsberg. Därutöver har Björn Klasman, Elin Larsson, Johan Leymann, Jens Lundgren och Håkan Östberg deltagit i arbetet.

Genom en referensgrupp har branschföreträdare och berörda intresseorganisationer getts möjlighet att följa arbetet och lämna synpunkter. Referensgruppen har haft följande sammansättning:

- Affärsverket svenska kraftnät
- Bixia
- Konkurrensverket
- Lunds Energi
- Nasdaq OMX
- Nord Pool Spot AS
- Oberoende elhandlare
- Svensk Energi
- Svenskt Näringsliv
- Villaägarna

3 Införandet av elområden i Sverige innebär nya förutsättningar för aktörerna

3.1 Bakgrund

Den 1 november 2011 delades Sverige in i fyra elområden. Upprinnelsen till detta var att den danska intresseorganisationen Foreningen for Slutbrugere af Energi, FSE, 2003 anmält Svenska kraftnät till EU-kommissionen. Denna anmälan ledde inte till några åtgärder från kommissionens sida. Under 2006 anmäldes Svenska kraftnät av branschorganisationen Dansk Energi till kommissionen. I anmälan hävdades att Svenska kraftnät överträdde EG:s konkurrensregler i sin hantering av de interna flaskhalsarna i stamnätet. Dansk Energi menade att Svenska kraftnäts sätt att hantera flaskhalsar genom att reducera exporten till Danmark innebar att svenska kunder prioriterades framför danska. En tid därefter publicerade Energinet.dk en rapport som hävdade att den svenska hanteringen av Öresundsförbindelsen varit kostsam för danska kunder, varefter den norska branschorganisationen Energibedriftenes Landsforening (EBL) gav Dansk Energi sitt stöd i frågan.

I april 2009 beslutade kommissionen att formellt pröva om Svenska kraftnäts begränsningar av elexport innebär ett missbruk av dominerande marknadsställning. Kommissionen föreslog vid ett möte med Svenska kraftnät den 25 maj 2009 förlikning innebärande att Svenska kraftnät skulle åta sig att förändra rutiner för flaskhalshantering mot att kommissionen avskriver ärendet. I juni 2009 presenterade kommissionen en preliminär bedömning i frågan, i vilken konstaterades att Svenska kraftnäts hantering av de interna flaskhalsarna i det svenska transmissionsnätet kan strida mot konkurrensreglerna i artikel 82 (numera 102) i EG-fördraget. Kommissionen ombad Svenska kraftnät lista åtaganden för att åtgärda detta, varefter fallet skulle kunna avskrivas. Utformandet av dessa åtaganden diskuterades mellan kommissionen och Svenska kraftnät under sommaren 2009 och Svenska kraftnät lämnade ett förslag till kommissionen i september 2009. Kommissionen lämnade ut åtagandet på remiss (så kallad market test) och, efter inhämtade synpunkter från marknaden kom den tillbaka till Svenska kraftnät med begäran om vissa smärre ändringar. I januari 2010 överlämnade Svenska kraftnät kompletterade förslag till åtaganden till kommissionen. I april samma år beslutade kommissionen att göra Svenska kraftnäts åtaganden bindande för en period om tio år.

Samtidigt som kommissionen utredde frågan antog Nordiska ministerrådet i september 2008 en handlingsplan för att mer målinriktat och effektivt påskynda utvecklingen av en gränslös nordisk elmarknad. En lydelse i denna handlingsplan var att ”de nationella systemansvariga myndigheterna ombeds att starta processen med att dela in det gemensamma nordiska börsområdet i ytterligare potentiella anbuds- och/eller prisområden med sikte på 2010”. Detta resulterade i att

regeringen i regleringsbrevet för 2009 uppdrog åt Svenska kraftnät att inleda processen med att dela upp Sverige i ytterligare så kallade anmälningsområden till Nord Pool Spot AS. Den nya ordningen skulle, enligt uppdraget, genomföras så fort som det bedömdes möjligt med hänsyn till dels de förändringar i IT-system som behövde genomföras, dels den finansiella marknadens behov av framförhållning. I mars 2009 överlämnade Svenska kraftnät en lägesrapport till Näringsdepartementet där det angavs att Svenska kraftnät hade för avsikt att utreda områdesindelning efter de snitt som begränsar överföringsförmågan inom landet.

I oktober 2009 överlämnades den rapport som tagits fram enligt uppdrag i regleringsbrevet till Näringsdepartementet. Svenska kraftnät förordade i rapporten en indelning av Sverige i fyra områden med gränser i snitt 1, 2 och 4. Flera aspekter togs i beaktande vid utredningen av hur många elområden Sverige skulle delas in i och var de skulle vara belägna. Ett av argumenten till förslaget var att den grundläggande principiella marknadsstrukturen, såsom utbud och efterfrågan, skulle skapa korrekta priser och långsiktiga prissignaler vilket ger incitament till effektiv lokalisering av produktion och förbrukning.

Den 24 maj 2010 beslutade Svenska kraftnät om en indelning av Sverige i fyra elområden från och med den 1 november 2011.

3.2 Överföringsbegränsningar i transmissionsnätet

Det svenska stamnätet är ett växelströmsnät med överföringsmönster i nord-sydlig riktning. Förenklat kan sägas att stamnätet är byggt för att överföra producerad energi i norr till konsumenter i södra delarna av landet. Behovet av överföring varierar bland annat med förbrukningen (efterfrågan) och den hydrologiska situationen.

Med flaskhals menas en sektion (snitt) i överföringsnätet som ofta riskerar att överbelastas. Överbelastningar inträffar när behovet (marknadens önskemål) av att överföra el genom ett snitt är större än vad som är fysiskt möjligt. Gränsdragningen för de fyra svenska elområdena följer tre av de fyra vanligast förekommande snitten som finns i det svenska elnätet och som även förväntas bestå.

Dessa tre snitt skär genom landet i öst-västlig riktning och riskerar överbelastas när elöverföringen går i nord-sydlig riktning. Den maximala överföringskapaciteten över respektive snitt är inte konstant, utan kan variera från timme till timme och dag till dag, beroende på såväl nätets konfiguration (till exempel om nätet är intakt eller om ledningar är urkopplade för underhåll), nationella produktions- och förbrukningsförhållanden samt import och export. Effektöverföringen får under inga omständigheter överskrida de bestämda värdena för maximal överföring. Marknaden disponerar all överföringskapacitet som systemoperatören Svenska kraftnät anser är möjlig att erbjuda utan att riskera systemets driftsäkerhet.[2] När kapacitetsgränsen i snitten riskerar att överbelastas

[2] För beskrivning av hur tilldelning av överföringskapacitet görs se www.nordpoolspot.com

blir överföringskapaciteten begränsad och prisskillnader uppstår mellan elområdena.

Den organisation som är systemansvarig och ansvarar för driften av det svenska stamnätet är Svenska kraftnät. Svenska kraftnät fastställer vilken maximal överföringskapacitet som finns i de respektive snitten. Svenska kraftnät övervakar flöden genom snitten och ser till att nätets kapacitet inte överskrids. Den tillåtna överföringen över snitten anges av Svenska kraftnät dagligen på timbasis utifrån prognostiserad överföringskapacitet. Dessa uppgifter meddelas marknaden (Nord Pool Spot) och benämns handelskapacitet. Hänsyn tas till säkerhetsmarginaler, underhållsarbeten och andra tillfälliga förhållanden som påverkar kapaciteten. Kvarvarande handelskapacitet efter dagen-före marknaden (Elspot) revideras sedan löpande inför intradagsmarknaden.

Det svenska stamnätet är dimensionerat på ett sådant sätt att handelskapaciteterna över snitten ibland innebär en begränsning av marknadens önskemål av överföringskapacitet. Det gäller fram för allt vid höglasttider. Flaskhalsar uppstår under en relativt liten del av tiden och det skulle vara samhällsekonomiskt orimligt att dimensionera nätet på ett sådant sätt att begränsningar i överföringskapaciteten aldrig uppstod.

3.3 Flaskhalshantering

För att garantera en säker drift av det svenska stamnätet måste det finnas åtgärder att vidta för att de uppsatta överföringskapaciteterna i snitten inte ska överskridas. Svenska kraftnäts hantering av flaskhalsar sker på lång sikt genom planering och byggande av ny stamnätskapacitet, i driftplaneringsfasen (dagen innan) och i realtid.

Den långsiktiga planeringen och utbyggnaden av ny stamnätskapacitet är viktig men i den dagliga driften har den liten påverkan. Flaskhalshantering i den dagliga driften kan delas upp i tre kronologiska steg: 1) tilldelning av handelskapacitet, 2) vid behov marknadsdelning och 3) mothandel.

1) Tilldelning av handelskapacitet innebär att Svenska kraftnät bedömer hur mycket kapacitet mellan två elområden som kan lämnas till marknaden med hänsyn till säker drift av systemet. Svenska kraftnät meddelar tillgänglig överföringskapacitet avseende handel mellan elområden (över snitten) för nästkommande dygn till marknaden via Nord Pool Spot för den aktuella dagens auktion på spotmarknaden. Därefter överförs icke utnyttjad kapacitet mellan områdena löpande till intradagsmarknaden (Elbas).

2) Marknadsdelning innebär att den nordiska elmarknaden delas upp i mindre delmarknader med skilda elspotpriser (så kallade områdespriser). Detta sker endast när marknadens behov/önskemål att överföra el överskrider den av Svenska kraftnät fastställda maxkapaciteten i respektive snitt. En uppdelning i elområden med olika priser uppstår således endast när efterfrågan på överföring riskerar att överskrida den maximala överföringskapaciteten. I sammanhanget är det viktigt att påpeka att när en marknadsdelning sker så flödar det maximalt vad kapaciteten tillåter mellan delmarknaderna. Att prisskillnader uppstår beror

således på att marknaden önskar överföra mer energi än tillgänglig överföringskapacitet.

3) Mothandel, såsom metoden används mellan elområdena i Sverige, sker i driftskedet. Mothandel innebär att den systemansvariga, i driftskedet, beordrar ökad produktion eller minskad förbrukning på underskottssidan av snittet och samtidigt beordrar minskad produktion eller ökad förbrukning på överskottssidan. Denna åtgärd minskar överföringen genom snitten. Mothandelskostnaderna täcks av flaskhalsintäkter[3].

Innan införandet av elområden hanterades flaskhalsar i de interna snitten primärt i planeringsskedet genom att begränsa export- eller importkapacitet. Mothandel var och är fortfarande en sekundär åtgärd som används i driftskedet när åtgärderna i driftplaneringsfasen (dagen före leverans) inte är tillräckliga.

Mothandel tillämpas således under driftskedet då ett snitt riskerar att överbelastas till följd av att den verkliga överföringen inte överensstämmer med prognostiserad överföring, vilket kan bero på till exempel förändrade väderleksförhållanden eller störningar i nät, förbrukning eller produktion.

3.4 Budgivning på elbörsen och flaskhalsintäkter

Elpris per elområde och handlad volym beräknas på elbörsen Nord Pool Spot utifrån marknadsaktörernas köp- och säljbud, samt tillgänglig överföringskapacitet mellan Nord Pool Spots alla elområden.[4] Aktörernas bud till marknaden är geografiskt definierade; elen köps och säljs inom geografiskt bestämda elområden. Detta innebär i förenklade termer att producenterna säljer den mängd el de avser att producera, givet aktuellt pris, i samma elområde som produktionen sker och för elleverantörer innebär det att de köper in el i samma elområde som försäljningen till slutkund sker.

Från tid till annan händer det att den mängd el som marknaden önskar se transporteras mellan elområden är större än den tillgängliga överföringskapaciteten mellan elområdena. Det uppstår då flaskhalsar vilket leder till olika priser i de olika elområdena. Prisskillnaden indikerar att marknaden vill överföra mer el än vad som är praktiskt möjligt.

Centralt i marknadsmodellen är att el flyter från ett lågprisområde till ett högprisområde. Den elproducent som säljer el i lågprisområdet får liksom köparna det pris som etableras i detta lågprisområde. Köparen i högprisområdet betalar det högre pris som etableras i detta högprisområde. Differensen mellan dessa två priser (multiplicerat med den överförda volymen) är det som utgör flaskhalsintäkterna. Dessa flaskhalsintäkter tillfaller nätägaren, i Sverige är det Svenska kraftnät.

[3] För förklaring av begreppet flaskhalsintäkt se kapitel 3.4.
[4] Från och med 4:e februari 2014 beräknas priser och handlad volym via en gemensam algoritm i samarbetet North-Western European Price Coupling (NWE). Nord Pool Spot är fortfarande den aktör som samlar in bud och offentliggör resultaten av auktionen för det nordisk-baltiska området.

3.4.1 Investeringar finansierade med flaskhalsintäkter

De flaskhalsintäkter som uppstår inom landet mellan två elområden med olika priser benämns interna flaskhalsintäkter. Externa flaskhalsintäkter uppstår på överföringsförbindelser mellan Sverige och andra länder och intäkterna delas vanligtvis mellan Svenska kraftnät och det andra landets stamnätsföretag.

De externa flaskhalsintäkterna regleras genom Europaparlamentets och rådets förordning (EG) nr 714/2009 den 13 juli 2009 om villkor för tillträde till nät för gränsöverskridande elhandel och upphävande av förordning (EG) nr 1228/2003.

I artikel 16 framgår det hur hanteringen av flaskhalsar i nätet ska genomföras. Det framgår också hur inkomster från tilldelningen av sammanlänkningen ska användas. Svenska kraftnät redovisar årligen till Energimarknadsinspektionen en prognos över hur flaskhalsintäkterna ska användas.

De externa flaskhalsintäkterna ska enligt EU:s gällande regelverk primärt användas till mothandel och nätinvesteringar. Om detta av någon anledning inte skulle vara möjligt kan delar av dessa redovisas som intäkt i Svenska kraftnäts redovisning under förutsättning att Energimarknadsinspektionen och berörda medlemsstater godkänner beslut om detta. Resterande del ska placeras på ett internkonto till dess att det är möjligt att använda intäkterna till mothandel eller nätinvestering.

I ovan nämnda förordning framgår att syftet med att använda flaskhalsintäkterna för nätinvesteringar är att upprätthålla eller öka överföringskapaciteten samt att intäkterna helst ska användas till specifika fördefinierade projekt som kan minska antalet timmar med flaskhalsar i nätet och som även kan genomföras inom en rimlig tid.

Gällande de interna flaskhalsintäkterna finns det inget regelverk för hur dessa ska användas. Svenska kraftnät har dock beslutat att hantera de interna flaskhalsintäkterna på samma sätt som de externa flaskhalsintäkterna används i enlighet med gällande EU regelverk.[5]

3.4.2 Förändrade marknadsmekanismer

Gränserna för elområdena i Sverige följer överföringsbegränsningar i stamnätet, de så kallade snitten. Geografiskt följer snitten gränsen för befintliga nätavräkningsområden. Ett nätavräkningsområde kan enbart tillhöra ett elområde. Om matning sker från olika elområden ska nätavräkningsområdet tillhöra det elområde från vilket huvudelen av elen vid normaldrift matas. Svenska kraftnät kan på begäran av nätföretag ändra indelningen i nätavräkningsområden. Det innebär dock inte att elområdesindelningen ändras. Det är först vid större förändringar i stamnätet som Svenska kraftnät kommer att ompröva gränsdragningen mellan elområdena, det vill säga nätavräkningsområdenas tillhörighet.

[5] Enligt diskussion med Svenska kraftnät har intäkterna från de interna flaskhalsintäkterna i stort investerats i Sydvästlänken och i Västkustsnittet. Inga interna medel finns att fondera till 2014 utan alla intäkter från 2013 har använts för investeringar.

Det är viktigt att poängtera att marknadens fysiska förutsättningar inte förändrades över natten med införandet av elområden. Överföringskapaciteten inom Sverige är som den var före indelningen likväl som att varken produktionskapaciteten eller efterfrågan flyttades. Ändå förändrades marknadens förutsättningar på ett antal punkter.

En effekt av områdesindelningen är, som redan konstaterats, att utlandshandeln inte längre begränsas för att åtgärda interna svenska begränsningar avseende överföringskapaciteter. I stället gäller att om överföringskapaciteten i ett visst snitt inte räcker till bildas olika prisområden. Det innebär också att flaskhalshanteringen till ännu större del flyttats till spotmarknaden. Detta ger en ökad transparens beträffande var flaskhalsarna verkligen finns, något som är mycket viktigt för marknadens funktion och således en positiv effekt.

Svenska kraftnät i sin funktion som systemansvarig påverkas av den förändrade strukturen på den svenska elmarknaden. Numera lämnar Svenska kraftnät dagen innan handel den tillgängliga handelskapaciteten för alla snitt, såväl inom Sverige och mot utland, till elbörsen (Nord Pool Spot). Kapaciteterna publiceras på Nord Pool Spots hemsida innan priserna för det följande dygnet har beräknats. Före områdesindelningen var informationen om de interna snitten ej offentlig då aktörer kunde använda informationen strategiskt i sin budgivning. I och med att Svenska kraftnät nu mer transparent redovisar hur näten drivs blir det tydligare för aktörer hur Svenska kraftnät tilldelar marknaden handelskapacitet. Med elområden blir det genom prisskillnader tydligare huruvida överföringskapaciteten räcker till eller ej. Detta innebär också ökade möjligheter och bättre verktyg för Svenska kraftnät att driva systemet så effektivt som möjligt, både vad gäller tilldelning av kapacitet över snitten och planering av underhåll och service till tidpunkter med förväntad låg överföring. Allt för att inte påverka marknaden mer än nödvändigt.

Förändring för svenska producenter och elhandlare blev att från att tidigare enbart haft område Sverige att förhålla sig till, nu ha fyra områden. Detta påverkar såväl budgivningen på Nord Pool Spot som prissäkringsstrategier. Budgivningen på Nord Pool Spot ändras så att en producent i ett elområde bjuder in sin produktion i det området. Producenten får därmed betalt det pris som etableras i det elområdet för sin produktion. Motsvarande för en elhandlare som säljer el till kunder i ett elområde. Elhandlaren måste köpa elen i det elområde kunderna befinner sig. Detta blev en skillnad mot före elområdesindelningen då aktörerna hade att förhålla sig till område Sverige. Den nya situationen ger ytterligare komplexitet i marknaden där aktörerna nu måste förhålla sig till överföringsbegränsningar och områdespriser på ett annat sätt än med Sverige som ett område och Svenska kraftnät som balanshållare i hela det området.

4 Marknadsutvecklingen i stort sedan elområdenas införande

När effekterna av införandet av elområden i Sverige studeras, är det viktigt att sätta dessa i ett större sammanhang. Såväl prisbildningen som marknadens funktion i stort, beror inte endast av det som händer i Sverige utan också av övriga Nord Pool-området och de länder på kontinenten till vilka Nord Pool-området är knutet. Sverige är inte en isolerad elmarknad utan del av en större nordisk/europeisk elmarknad. Som bakgrund till de mer Sverigefokuserade analyserna som följer i rapporten, vill vi därför i detta avsnitt övergripande illustrera vad som har hänt i vår närmaste omvärld de senaste 4-5 åren med relevans för den svenska och nordiska elmarknaden.

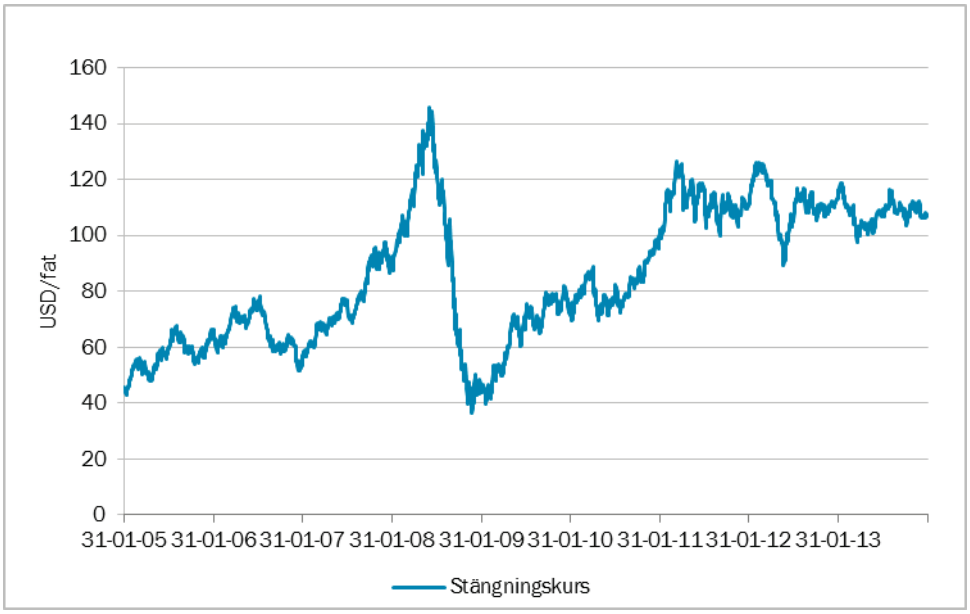
4.1 Global konjunktursvacka med låga bränslepriser

Införandet av elområden började på allvar att diskuteras under andra hälften av 2000-talets första årtionde. Detta var en period som till stor del kom att präglas av en extrem högkonjunktur, med kraftiga prisuppgångar på de globala råvarumarknaderna, vilken senare följdes av den mest dramatiska finanskrisen som världen har upplevt på många årtionden. I spåren av finanskrisen följde också en utdragen lågkonjunktur med svikande efterfrågan på många av de råvaror som innan krisen varit de mest eftertraktade.

Prisutvecklingen på framför allt kol och gas är relevant att känna till när man studerar effekterna av elområdesreformen. Detta eftersom det framför allt är kol- eller gaseldade kraftverk som kompletterar vind-, vatten- och kärnkraft som prissättande teknologi när förbrukningen stiger eller flaskhalsar uppstår i det svenska nätet.

Strax innan finanskrisen gick in i sitt mest dramatiska skede, handlades kol till priser över 200 USD/ton på den internationella marknaden. Även gaspriserna, som vid den tidpunkten i stor utsträckning sattes via en indexering till priset på olika oljekvaliteter, låg extremt högt eftersom även oljepriserna handlades på sina högsta nivåer någonsin. Priset på Nordsjö-olja, s k Brent, låg som högst kring 140 USD/fat. Även utsläppsrätterna avseende koldioxid (EUA ETS) handlades på höga nivåer kring 20-30 EUR/ton, vilket bidrog till att göra produktion i fossileldade kraftverk dyr. Kolkondens produceras med dessa insatspriser då till en kostnad av drygt 70 EUR/MWh och gaskombi kan köras till priser kring 65 EUR/MWh.

Figur 1 Oljepris (Brent Crude Front Month), USD/fat



Källa: Montel

Under finanskrisen föll de globala bränslepriserna snabbt. Oljepriset rasade till som lägst något över 30 USD/fat och kolpriserna stannade till kring 80-100 USD/ton. Även gaspriserna följde med oljepriset ned.

Figur 2. Kolpris (API#2 Front Month), USD/ton

Källa: Montel

Även idag, 5-6 år efter att finanskrisen blossade upp, har kol- och gaspriserna inte riktigt återhämtat sig. Kol handlas idag för strax under 100 USD/ton, vilket gör att kolkondens fortsatt kan produceras till priser en bra bit under 35 EUR/MWh i Europa. Gaspriserna ligger högre och gör att produktionskostnaden på gaskombi, som idag kan beräknas till cirka 52 EUR/MWh, under långa perioder inte kan

konkurrera med kolkondens. Att så är fallet beror också i stor utsträckning av att priserna på utsläppsrätter för koldioxid, EUA ETS, ligger lågt.

Med låga bränslepriser följer att den grundläggande prisnivån på el i norra Europa också blir relativt låg. För Nordens vidkommande kan då den större delen av efterfrågan täckas med vattenkraft, kärnkraft och kolkondensproduktion. Det är endast vid förbrukningstoppar som dyrare teknologier behöver användas för att täcka förbrukningen.

4.2 Växande utbud av prisokänslig förnybar elproduktion

Ytterligare en faktor som har bidragit till pressade elpriser i Norden och Sverige under perioden, har varit den växande kapaciteten av förnybar energiproduktion. I Norden har detta primärt handlat om vindkraft. Som exempel kan nämnas att den installerade kapaciteten för vindkraft i Sverige vid utgången av 2013 uppgår till cirka 4500 MW och motsvarar cirka 7 procent av den producerade elenergin inom landet.[6] Även i Danmark har kapaciteten inom vindkraft vuxit kraftigt och utgjorde 2012 drygt 30 procent av landets elproduktion.[7]

Även kapacitetsutbyggnaden av förnybar produktion i Tyskland har stor betydelse för de nordiska priserna, inte minst vad gäller priserna i södra Sverige. Därför är det viktigt att notera den extrema prispåverkan som förnyelsebar elproduktion har kommit att få i Tyskland. Där handlar det inte heller uteslutande om vindkraft, utan även installationer av solkraft har ökat enormt. Vid utgången av 2013 bedöms Tyskland ha 34 250 MW installerad effekt inom vindkraft[8] och 35 692 MW installerad effekt inom solkraft[9].

Båda dessa teknologier är i hög grad prisokänsliga, dvs de producerar så fort det blåser alternativt solinstrålning kan ske, och har kommit att i grunden förändra mönstret i prisbildningen i den tyska marknaden. Bland annat har solkraften, vars produktionspotential naturligtvis är knuten till de timmar på dygnet då solen är uppe, bidragit kraftigt till att prisskillnaderna mellan dagtid respektive natt- och helgtid i Tyskland har kommit att jämnas ut.

Effekten av utjämnade spotpriser över dygnet i Tyskland, är något som i högsta grad påverkar riskbilden för prisutvecklingen även i södra Sverige. Om en flaskhals uppstår mellan elområde 2 och 3 eller mellan elområde 3 och 4, riskerar priset på den södra sidan om flaskhalsen att knytas till de tyska spotpriserna. Det kan därför sägas ha minskat prisriskerna i södra Sverige jämfört med perioden fram till 2008, att så mycket förnybar energiproduktionskapacitet har kommit på plats i framför allt Tyskland.

[6] Svensk Vindenergi, http://www.vindkraftsbranschen.se/
[7] Vindmölleindustrin, http://www.windpower.org/en/knowledge/statistics/the_danish_market.html
[8] BWE (German Wind Energy Association), http://www.wind-energie.de/en/infocenter/statistics
[9] BundesNetzAgentur (2013).

4.3 Ändrade överföringsmönster inom Norden

Förutom att prisbildningen i de svenska elområdena efter reformen påverkas av situationen på kontinenten och globalt, påverkas de även av hur utvecklingen ser ut inom Norden. För att ytterligare belysa dynamiken i det nordiska systemet är det därför väsentligt att också titta på vad som skett i våra nordiska grannländer. För att urskilja de mer varaktiga trenderna i hur reformen påverkar det nordiska systemet som helhet skulle man behöva studera en längre tidsperiod. Den analys som nu kan göras, dryga 24 månader efter reformen, riskerar att bli missvisande mot bakgrund av att många tänkbara scenarier inte har inträffat under den begränsade tiden. Vi väljer därför att beskriva huvuddragen i utvecklingen på ett översiktligt plan.

Överlag kan man säga att indelningen av Sverige i elområden har hjälpt till att förtydliga den nord-sydliga differentieringen i det nordiska systemet, där stora delar av produktionskapaciteten (och därmed de låga priserna) finns i de norra delarna av framför allt Sverige och Norge medan förbrukningscentra ligger längre söderut.

Sedan elområdesindelningen av Sverige ser de norska priserna överlag ut att ha sjunkit något gentemot systempriset i förhållande till hur situationen såg ut innan reformen. Det innebär att Norge framstår som ett tydligare exportland inom det nordiska systemet. Nordnorge (NO4) och mitt-Norge (NO3) har efter elområdesreformen fått priser svagt under systempris och även under sina svenska grannområden elområde 1 och elområde 2. NO1, som är den sydostliga delen av Norge, har under perioden generellt varit ett överskottsområde, som ofta ligger under systempriset. Därmed genereras en betydande export härifrån till elområde 3, som inte sällan har legat något över systempriset.

På vår östra sida, i Finland, har balansen försvagats under de senaste åren. Detta är i första hand en konsekvens av att den tidigare mycket pålitliga ryska exporten till landet inte tillför lika mycket energi som tidigare. Till följd av den kapacitetsmarknad som finns i den ryska marknaden, blir import under vardag dagtid högt prissatt, speciellt under vinterhalvåret. Detta gör de finska priserna mer volatila än tidigare. Finland har därmed blivit ett mer konsekvent importland i förhållande till Sverige. Generellt sett har också prisnivån på importen från Sverige (elområde 3) sannolikt stigit något jämfört med om Sverige fortfarande hade varit ett och samma prisområde. Totalt sett har gapet mellan de finska elpriserna och systempriset därmed ökat under perioden.

För Danmarks vidkommande har elområdesreformen medfört en mer pålitlig import från Sverige, då flaskhalsarna som tidigare gav begränsad överföring till Danmark idag hanteras internt inom Sverige i stället. Importen från Sverige, som framför allt är avgörande för Själland (DK2), har blivit något dyrare men gentemot systempriset kan man inte se att Själlands prisnivå har förändrats nämnvärt under perioden. Till viss del kan detta sannolikt förklaras med Stora Bält-kabeln som tillkommit mellan Själland och Jylland (DK1). Denna har givit Själland en mer stabil situation där man också kan få del av Jyllands tillskott från Norge och Tyskland. Jylland har en närmare fysisk koppling till det kontinentala systemet och ser därför ut att ha påverkats i mindre grad av elområdesreformen än Själland. De små prisskillnaderna mellan det nordiska systemet och den tyska marknaden ger

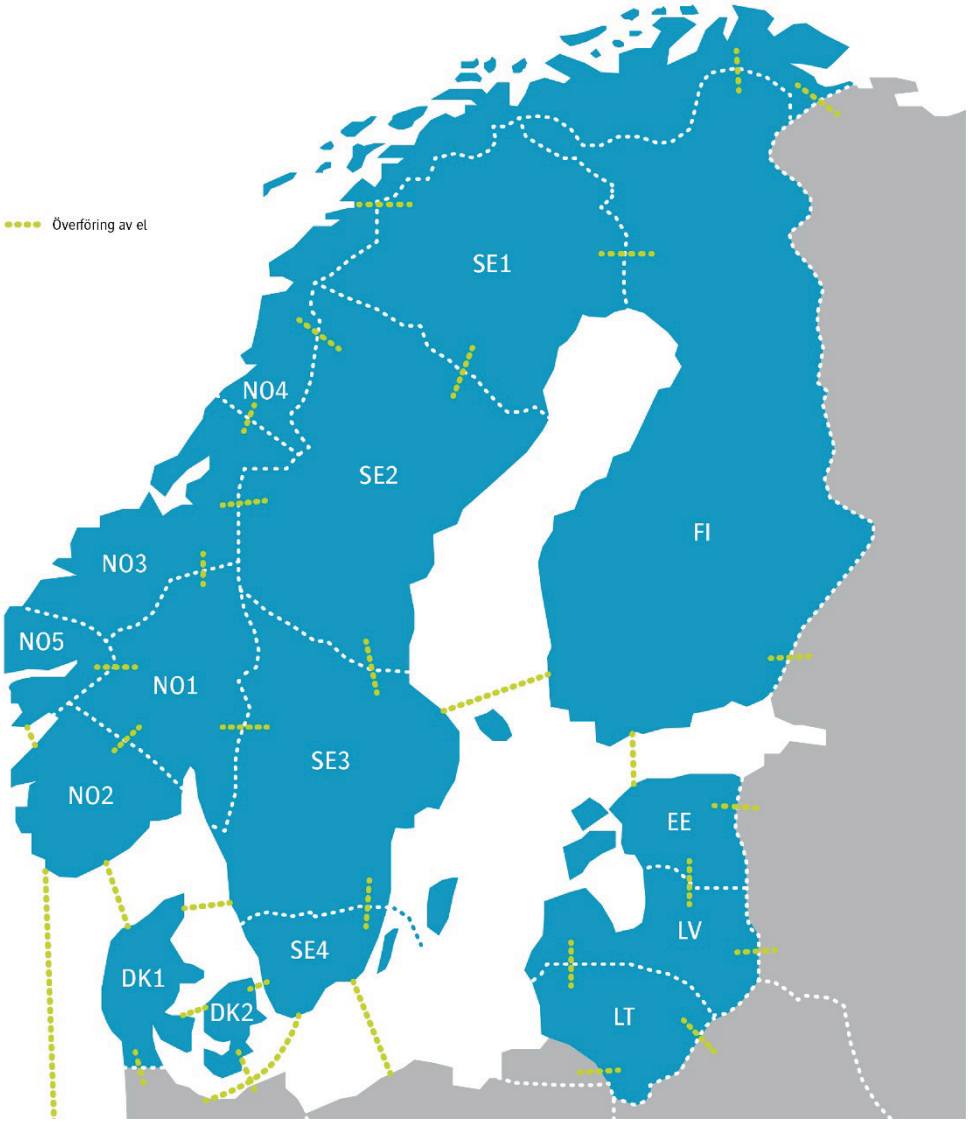
den totala prisbilden för Danmark en mer stabil karaktär, som i perioder dock fortfarande kan påverkas kraftigt av den ökande vindkraftkapaciteten i norra Tyskland och den redan betydande vindkraftkapaciteten som finns i Danmark.

Sammanfattningsvis kan nämnas att elområdesreformen bara är en av många betydelsefulla förändringar i den nordiska marknaden under inledningen av 2010-talet. Även för de närmaste åren framöver kan man konstatera att ”kartan kommer att fortsätta ritas om”, inte minst till följd av omfattande investeringar i ny transmissionskapacitet både inom Norden och till/från Norden. Alla löpande ändringar i kraftsystemet påverkar prisbildningen och de olika elområdenas priser såväl i nivå som i inbördes relation.

5 Pris- och marknadsutveckling på grossistmarknaden

Med indelningen av Sverige i fyra elområden ökar Nord Pool Spots Elspotmarknad för Norden-Baltikum från tolv till femton elområden. Med fler elområden uppstår möjligheten till fler potentiella prisområdeskonstellationer och därmed också nya förutsättningar för marknadens aktörer. Detta kapitel avser att belysa hur elområdesindelningen av Sverige har kommit att påverka spotpriser och marknadsutvecklingen på grossistmarknaden.

Figur 3. Nordiska elområden och överföringsförbindelser mellan områden



Källa: Nord Pool Spot

5.1 Elområden och prisområden

Nord Pool Spots marknadsområde täcker hela norden och även de baltiska länderna. Före elområdesindelningen var Sverige den minsta relevanta marknaden för svenska aktörer. I och med indelningen förändrades förutsättningarna och minsta relevanta marknaden för svenska aktörer blev det elområde där de har produktion eller det elområde där de säljer el till kunder. För att åskådliggöra de geografiska effekterna av elområdesindelningen har analyser gjorts avseende i vilken utsträckning och i vilka kombinationer elområden bildat prisområden. Tabell 1 nedan visas svenska förhållanden, hur ofta varje elområde utgjort ett isolerat prisområde samt hur olika kombinationer av svenska elområden hållit ihop och bildat prisområden.

Tabell 1. Pris- och områdeskonstellationer i Sverige

Områdeskonstellation	Andel av tiden sedan elområdesindelningen	Andel av tiden år 2013
SE1	0	0
SE2	0	0
SE3	12 timmar	4 timmar
SE4	2,7%	2,5%
SVERIGE	86,4%	92,5%
SE1 och SE2	99,0%	100,0%
SE2 och SE3	96,2%	97,4%
SE3 och SE4	90,2%	94,7%
SE1, SE2 och SE3	95,2%	97,4%
SE2, SE3 och SE4	87,3%	92,5%

Källa: Nord Pool Spot och egen bearbetning

Som Tabell 1 visar har Sverige utgjort ett enda prisområde under mer än 86 procent av tiden sedan områdesindelningen. Den vanligaste områdeskonstellationen består av elområde 1 och 2, vilka ingått i gemensamt prisområde 99 procent av tiden. De sydliga elområdena har också hållit ihop relativt väl och ingått i gemensamt prisområde över 90 procent sedan införandet och nästan 95 procent under kalenderåret 2013. Statistiken visar också att överföringskapaciteten inom Sverige har varit tillräcklig för att hålla ihop hela Sverige som ett prisområde i över 86 procent av tiden sedan införandet av elområden. För år 2013 var siffran ännu högre då Sveriges alla elområden ingick i samma prisområde 92,5 procent av tiden eller 8103 av 8760 möjliga timmar.

Vad som också kan konstateras är att det är ovanligt att enskilda svenska elområden utgör egna prisområden. Ett svenskt elområde hänger vanligtvis ihop med åtminstone ytterligare ett annat elområde (svenskt eller utländskt). Varken elområde 1 eller elområde 2 har sedan införandet av elområden varit egna prisområden. För elområde 3 visar statistiken att det visserligen finns några timmar när elområdet bildat ett eget prisområde, men det handlar om ett fåtal timmar per år. År 2013 var elområde 3 separerat från övriga elområden endast fyra timmar. Den problematik som tidigare diskuterats kring att elområde 4 har ett strukturellt underskott i produktionsbalansen och därmed är beroende av import, visar sig i att elområde 4 varit separerat ytterligare ett antal timmar. Totalt sedan

reformen genomfördes handlar det om 523 timmar varav under år 2013 totalt 223 timmar.

Viktigt att poängtera när det gäller prisområden är att det visserligen blir prisskillnader mellan elområden om överföringskapaciteten är för liten i förhållande till önskad överföring, men så länge överföringsförbindelserna inte är ur drift, används alltid överföringskapaciteten till sitt maximum när elområdena skiljs åt prismässigt.

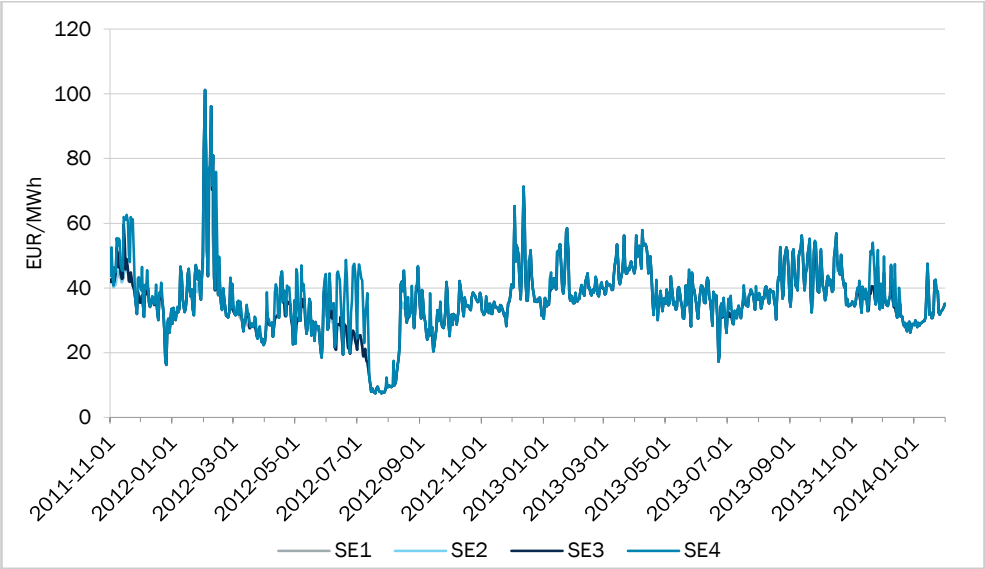
5.2 Prisutveckling på grossistmarknaden

På elbörsen Nord Pool Spot beräknas för varje timme spotpriser för varje elområde. Priserna baseras på utbud och efterfrågan i elområdena tillsammans med tillgänglig överföringskapacitet. Varje enskilt elområde har ett unikt spotpris, om överföringsförbindelserna mellan elområdena inte räcker till för att utjämna priserna uppstår flaskhalsar och olika elområden får olika priser. Om överföringskapaciteten mellan elområden är tillräcklig för att utjämna priserna mellan elområdena bildar de sammanhängande elområdena ett gemensamt prisområde. Det faktum att priser kan skilja mellan elområden får effekter för både elkunder och elproducenter.

Detta avsnitt beskriver prisutvecklingen för svenska elområden på elbörsen efter indelningen av elområden. Syftet är att visa hur priserna utvecklats i de olika elområdena samt i vilken utsträckning olika elområden bildat gemensamma prisområden. I kapitel 5.3 analyseras orsaker till varför priserna skiljt sig mellan elområden.

Figur 4 nedan visar dygnmedelpriser för de fyra elområdena från införandet till januari 2014. Som figuren visar har priserna i de fyra elområdena följt varandra under stora delar av tiden. Längre fram i kapitlet kommer vi dock att se att även om priserna följer varandra, kan de skilja sig de sig mellan de svenska elområdena.

Figur 4. Spotpriser dygnsmedel EUR/MWh



Källa: Nord Pool Spot

Tabell 2 nedan visar de månatliga genomsnittspriserna för de fyra svenska elområdena. Tabellen åskådliggör hur och i vilken utsträckning de svenska elområdena bildade prisområden. Elområde 1 och 2 hade i stort sett samma genomsnittspris under hela den studerade perioden med undantag för mars 2012. Både elområde 3 och elområde 4 har tidvis haft högre genomsnittspriser. Tre månader, oktober 2012 samt mars och augusti 2013, bildades ett gemensamt pris i landets alla områden.

Tabell 2. Månatliga genomsnitt av timpriser (EUR/MWh)

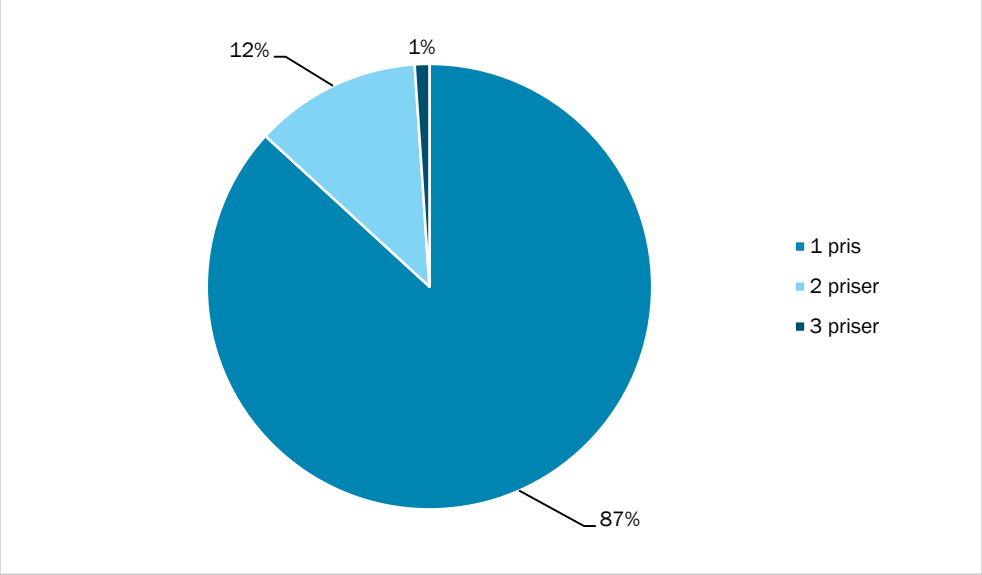
	Systempris	SE1	SE2	SE3	SE4
nov-11	41,2	41,6	41,6	43,5	49,9
dec-11	33,7	33,2	33,2	33,2	34,4
jan-12	37,2	37,1	37,1	38,2	38,3
feb-12	49,1	48,4	48,4	50,8	52,8
mars-12	29,2	28,3	29,0	29,0	29,7
april-12	31,7	31,5	31,5	31,5	33,8
maj-12	28,5	29,3	29,3	30,0	32,0
juni-12	25,0	26,2	26,2	27,1	35,3
juli-12	13,7	13,4	13,4	13,4	19,3
aug-12	23,6	26,0	26,0	27,1	27,8
sept-12	25,4	29,2	29,2	29,5	30,0
okt-12	34,8	34,7	34,7	34,7	34,7
nov-12	34,2	33,7	33,7	33,7	33,8
dec-12	42,9	43,7	43,7	43,8	44,1
jan-13	41,4	41,4	41,4	41,9	42,2
feb-13	39,7	39,4	39,4	39,4	39,6
mars-13	44,8	44,5	44,5	44,5	44,5
april-13	45,9	43,9	43,9	43,9	44,0
maj-13	36,9	36,9	36,9	36,9	37,0
juni-13	33,5	34,2	34,2	34,2	34,4
juli-13	33,8	34,2	34,2	34,2	35,0
aug-13	35,4	40,4	40,4	40,4	40,4
sep-13	38,4	44,6	44,6	45,7	45,9
okt-13	38,3	41,4	41,4	42,2	42,3
nov-13	36,7	37,0	37,0	37,3	40,0
dec-13	32,7	32,6	32,6	32,9	34,0
jan-14	33,6	32,8	32,8	33,3	33,3

Källa: Nord Pool Spot

Storleken på prisskillnaden mellan elområden varierar mellan olika månader. Ur Tabell 2 kan beräknas att som högst var prisskillnaden i juni 2012 då skillnaden mellan elområde 4 och elområde 3 var 8,1 EUR/MWh.

Figur 5 nedan visar andel av tiden som Sverige haft ett, två respektive tre priser under tidsperioden från elområdenas införande till 31 januari 2014. Att Sverige haft olika områdespriser i samtliga elområden har inte förekommit sedan införandet.

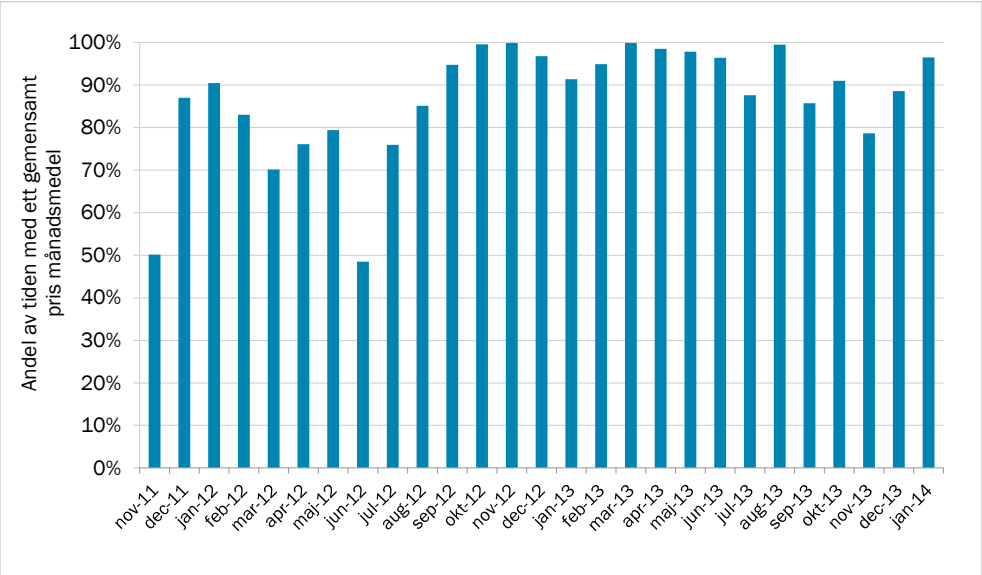
Figur 5. Andel av tiden med olika priser i Sverige 1 november 2011- 31 januari 2014



Källa: Nord Pool Spot

I Figur 6 visas andelen av tiden som Sverige haft ett gemensamt pris månad för månad under den studerade perioden. November 2011, första månaden efter införandet hade Sverige ett gemensamt pris kring 50 procent av tiden. Juni 2012 är den månad som hittills haft lägst andel av tiden där Sverige haft ett gemensamt pris. Övriga månader ligger högre och 14 av hittills 27 månader har Sverige haft ett gemensamt pris över nittio procent av tiden.

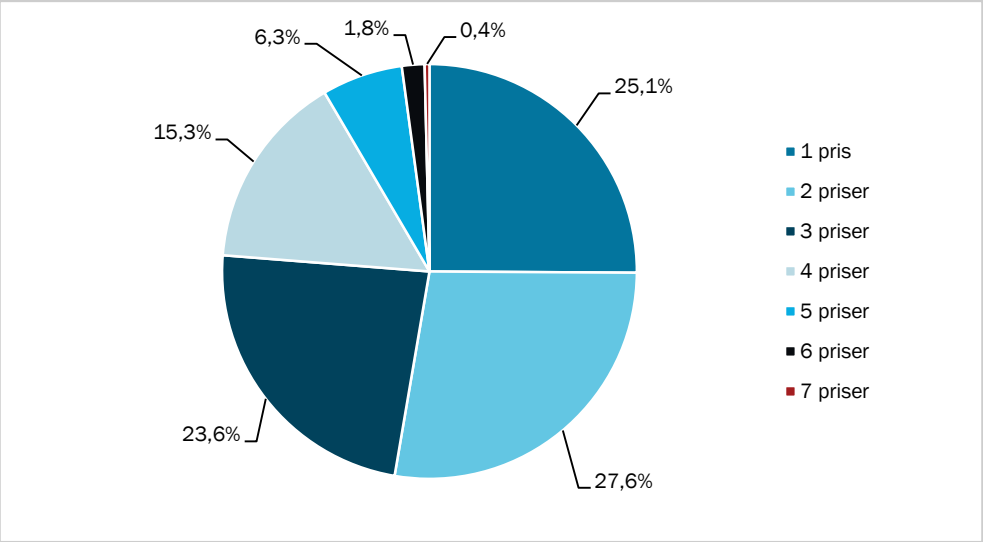
Figur 6. Månadsvis andel av tiden med ett gemensamt pris i Sverige 1 november 2011- 31 januari 2014



Källa: Nord Pool Spot

I Figur 7 nedan visas andel av tiden som Norden haft olika priser sedan elområden i Sverige infördes.

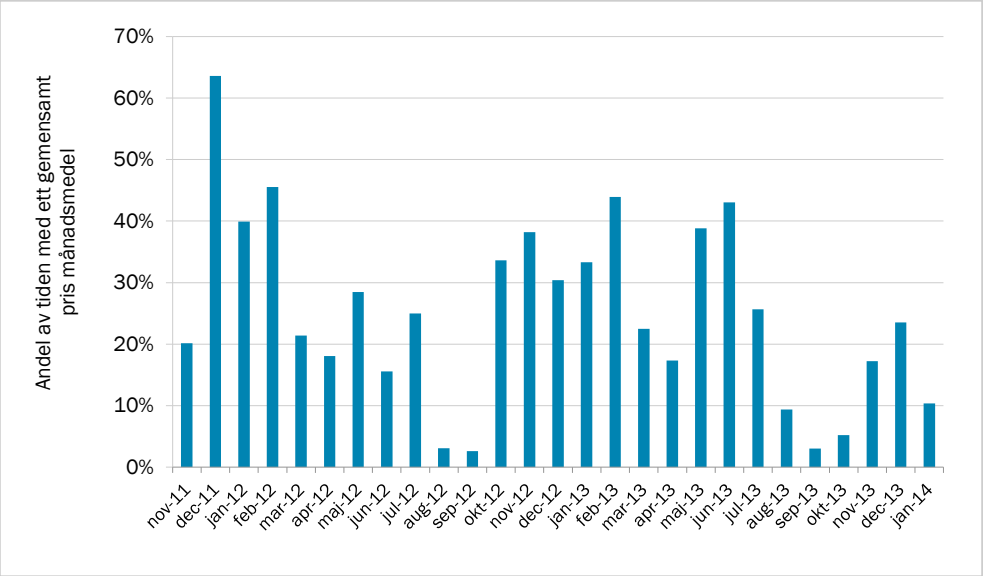
Figur 7. Andel av tiden med olika priser i Norden, 1 november 2011- 31 januari 2014



Källa: Nord Pool Spot

För Norden som helhet förekommer ett gemensamt pris mer sällan än ett gemensamt pris i Sverige. Detta är förståeligt då det räcker att en överföringsförbindelse ger upphov till en flaskhals för att området ska delas upp i mer än ett prisområde. I Figur 8 visas andelen av tiden för respektive månad under perioden som Norden utgjorde ett prisområde. Generellt är det större risk för fler prisområden i Norden under vårflodsperioden. Även under den senare delen av sommarhalvåret, då det är vanligt att produktionsanläggningar genomför sina årliga revisioner och stor tillrinning till vattenmagasinen uppstår på nytt (den s k höstfloden), bildas fler separata prisområden inom Norden.

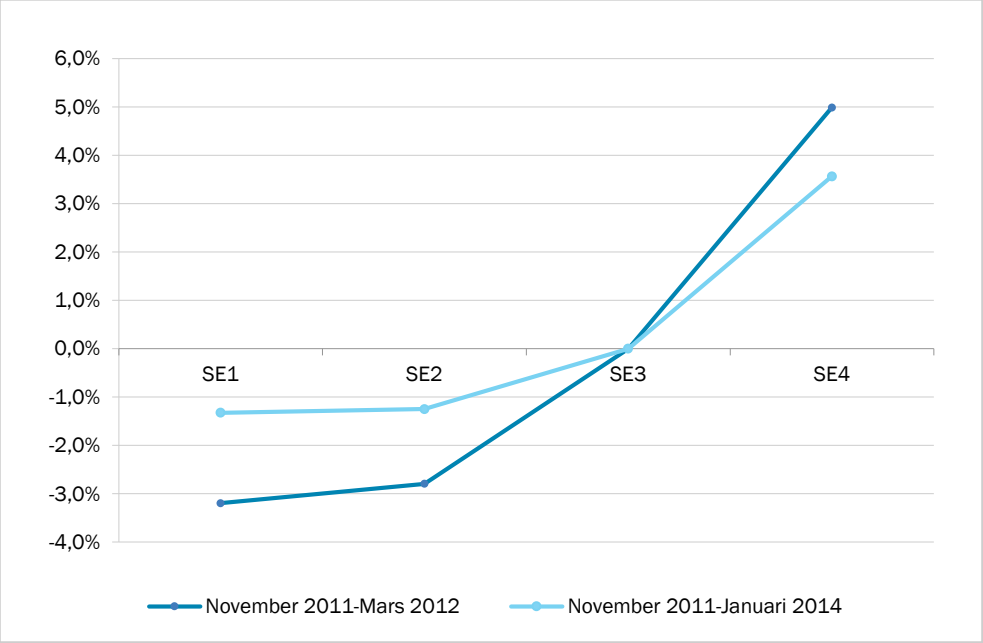
Figur 8. Andel av tiden med ett gemensamt pris i Norden 1 november 2011- 31 januari 2014



Källa: Nord Pool Spot

I Figur 9 nedan illustreras hur spotpriserna har skiljt sig mellan svenska elområden. I figuren jämförs genomsnittspriserna för svenska elområden för perioden november 2011 till januari 2014 med priset i elområde 3. Figur 9 visar att priserna i elområde 1 och 2 har legat omkring en och en halv procent (cirka 0,5 EUR/MWh) under genomsnittspriset i elområde 3 medan priset i elområde 4 varit drygt tre och en halv procent högre (cirka 1,3 EUR/MWh)under den studerade perioden. För att se hur marknaden har utvecklats jämförs i Figur 9 också utvecklingen för hela perioden mot den utveckling som visades vid den utvärdering som Energimarknadsinspektionen genomförde 2012. [10] I den jämförelsen kan konstateras att prisskillnaden har minskat jämfört med den analys som gjordes för perioden november 2011-mars 2012.

Figur 9. Skillnad i spotpris mellan elområden jämfört med priset i elområde 3



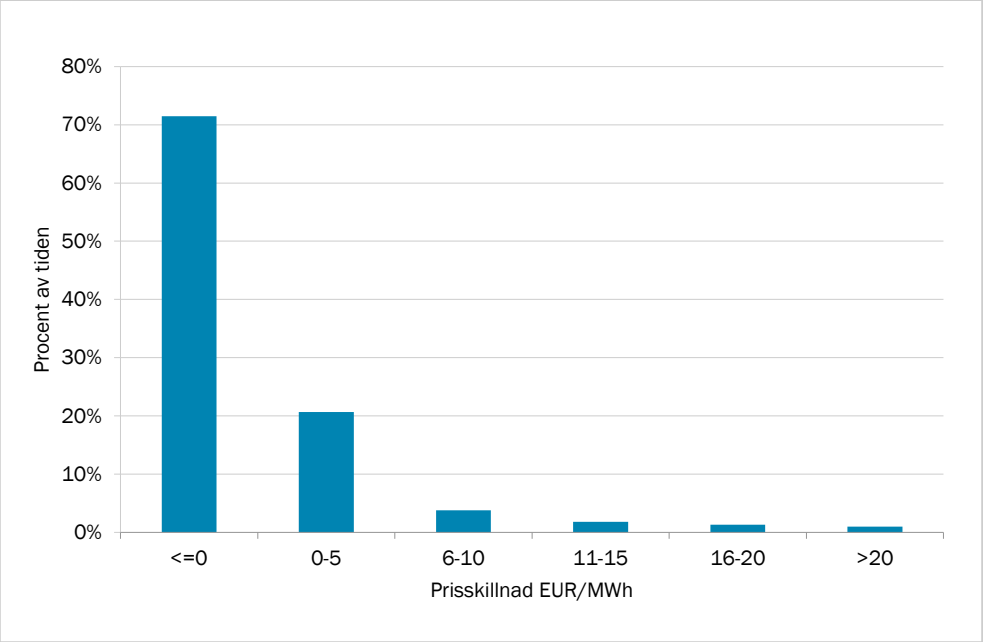
Källa: Nord Pool Spot

Genomsnittliga prisskillnader ger inte hela bilden och genom att titta på hur stor del av tiden det förekommit prisskillnader, liksom hur stora dessa varit och när på dygnet de infallit, erhålls en tydligare bild av prisdifferenserna mellan områden.

Figur 10 visar hur stor del av tiden det uppstått prisskillnader mellan elområde 3 och elområde 4 baserat på dygnsmedelpriser. Här är det tydligt att andelen timmar med stora prisskillnader är relativt få och under mer än 70 procent av tiden förekommer inga prisskillnader alls. Under omkring 20 procent av tiden var prisskillnaden som mest 5 EUR/MWh. Kvarvarande tio procent av tiden är timmar där prisskillnaden mellan elområde 3 och elområde 4 var större än 5 EUR/MWh.

[10] EI R2012:06 Elområden i Sverige

Figur 10. Tid med prisskillnader mellan elområde 3 och 4 (EUR/MWh) under den studerade perioden



Källa: Nord Pool Spot

Tabell 3 nedan visar de högst noterade prisskillnaderna mellan svenska elområden från införandet i november 2011 fram till januari 2014. Den hittills största skillnaden inträffade den 13 februari 2012 då priset mellan kl 18:00 och 19:00 var 92,6 EUR/MWh högre i elområde 4 än i de norra elområdena. De största prisskillnaderna kan främst lokalisera till vintermånaderna: november 2011, februari, 2012, december 2012, januari 2013, november 2013 och december 2013, Resultatet är förståeligt med tanke på att i vintertid är vädret kallare vilket åtföljs av högre förbrukning och knappare marginaler i systemet.

Tabell 3. Högst uppmätta prisskillnad mellan elområden (EUR/MWh)

	SE2-SE1	SE3-SE2	SE4-SE3
nov-11	0,0	64,4	64,3
dec-11	0,0	1,0	26,9
jan-12	0,0	28,1	15,3
feb-12	0,0	128,7	92,6
mar-12	0,0	0,5	18,1
apr-12	0,0	0,9	21,1
maj-12	0,0	22,5	39,5
jun-12	0,0	34,4	34,4
jul-12	0,0	0,0	40,9
aug-12	0,0	25,2	39,3
sep-12	0,0	27,0	23,9
okt-12	0,0	0,0	4,3
nov-12	0,0	16,8	16,8
dec-12	0,0	52,5	22,9
jan-13	0,0	43,5	22,0
feb-13	0,0	0,0	8,9
mar-13	0,0	0,0	0,2
apr-13	0,0	0,0	20,9
maj-13	0,0	0,0	13,5
jun-13	0,0	0,0	16,0
jul-13	0,0	0,0	19,0
aug-13	0,0	0,0	2,1
sep-13	0,0	26,4	19,2
okt-13	0,0	40,5	10,0
nov-13	0,0	24,0	61,5
dec-13	0,0	40,7	61,4
jan-14	0,0	31,3	0,9

Källa: Nord Pool Spot

Genom att studera de största prisskillnaderna som uppmätts mellan olika elområden samt under hur många timmar dessa förekommit kan effekterna av elområdesreformen på elmarknaden bättre illustreras.

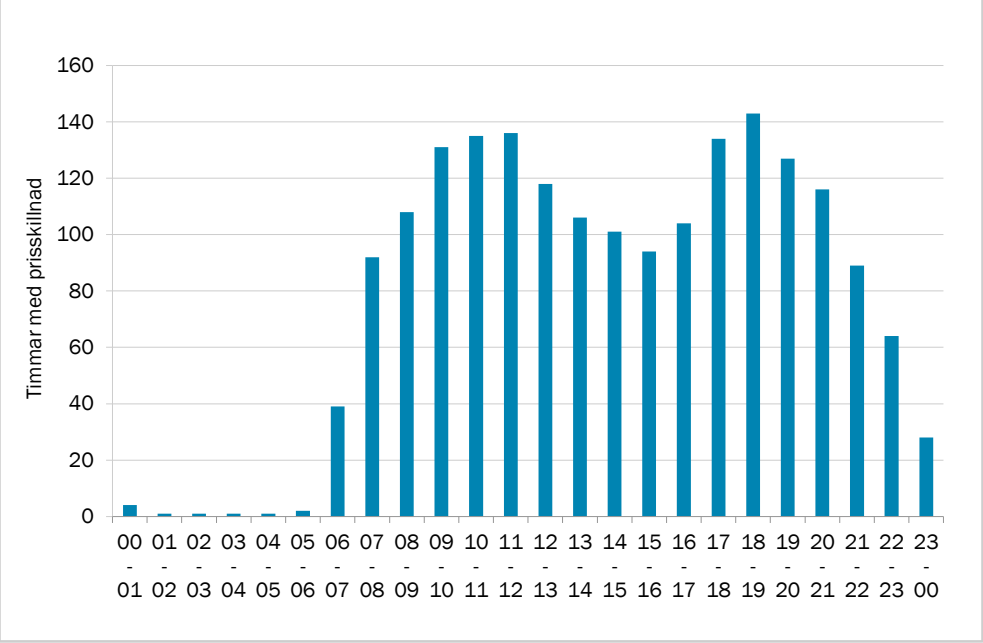
I Figur 11 åskådliggörs hur prisskillnaderna mellan elområde 3 och 4 fördelat sig över dygnet. Figuren avser tidsperioden november 2011 till januari 2014. Flest timmar med begränsad överföringskapacitet och prisskillnader observeras för höglasttimmarna på morgon och kväll. Nattetid är antalet timmar med prisskillnader ytterst få.

Höglasttimmar[11] är de timmar när förbrukningen vanligtvis är som högst. Dessa timmar korrelerar i allmänhet med högre elpriser vilket beror på att begränsningar av överföringskapaciteten generellt infaller under tidsperioder när konsumtionen

[11] NasdaqOMX definierar sina peakload-kontrakt till mellan kl. 06:00 och 20:00, måndag till fredag.

är hög och stora flöden mellan landets olika delar krävs för att uppnå balans mellan utbud och efterfrågan. Tidsmässigt är strukturen för pristoppar och överföringsbegränsningar likartad för de svenska elområdena.

Figur 11. Prisskillnadernas fördelning över dygnet mellan elområde 3 och elområde 4



Källa: Nord Pool Spot

5.3 När uppstår prisskillnader mellan elområden och varför

I kapitel 5.2 presenterades utvecklingen för spotpriser i svenska elområden. Analysen visade att priserna inte alltid är lika i alla elområden och också att prisskillnaderna vanligen uppstod under höglasttid. Samtidigt visade analysen att elområde 1 och elområde 2 i princip alltid har gemensamt pris. Sedan reformen har detta gällt 99 procent av tiden och för 2013 hade elområde 1 och elområde 2 ett gemensamt pris 100 procent av tiden. Även elområde 2 och elområde 3 håller ihop stora delar av tiden, sedan reformen i 95 procent av tiden.

I detta kapitel utvidgas analysen till att titta på varför prisskillnader uppstår och när de har uppstått. Analysen fokuserar på snitt 4, dvs på prisskillnader mellan elområde 3 och elområde 4. Orsaken är som beskrivs ovan att övriga svenska elområden har hängt ihop väl sedan reformen samtidigt som den problematik som lyfts fram med införandet av elområden härrör till snitt 4. Visserligen finns det realistiska scenarier, t ex våtår, som skulle kunna ge en annan bild med mer frekventa prisdifferenser i andra snitt. Under den studerade perioden har snitt 1 och 2 inte belastats lika hårt som snitt 4.

5.3.1 Analys av prisskillnader mellan elområde 3 och elområde 4

Analysen har avgränsats till att fokusera på fem delperioder av den studerade tidsperioden. De prisskillnader som visas är mellan elområde 4 och elområde 3.

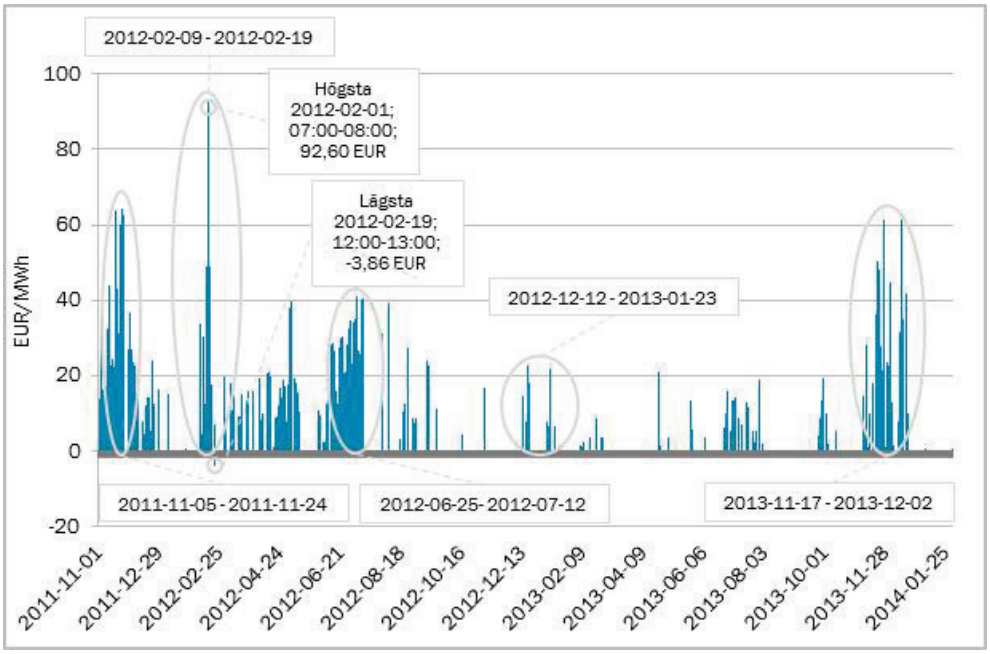
Gemensamt för de utvalda perioderna är att där förekommer många och höga prisdifferenser. De valda perioderna är[12]:

- 2011-11-05 – 2011-11-24
- 2012-02-01 – 2012-02-19
- 2012-06-25 – 2012-07-12
- 2012-12-12 – 2013-01-23
- 2013-11-17 – 2013-12-02

I Figur 12 visas de timmar då det förekommit prisdifferenser mellan elområde 4 och elområde 2.

Under perioden 1 februari 2012 till 19 februari 2012 inträffade den hittills största prisdifferensen mellan elområde 3 och elområde 4. Den 13 februari var skillnaden mellan priserna 92,6 EUR/MWh mellan 18:00-19:00. Under samma period men sex dagar senare, den 19 februari 2012, observerades den enda timmen då prisskillnaden varit negativ, dvs att elområde 3 haft högre pris än elområde 4. Detta skedde mellan kl 12:00-13:00 med ett pris som var 3,86 EUR/MWh lägre i SE4 än i SE3.

Figur 12. Prisskillnader mellan SE3 och SE4 under perioden 1 november 2011-31 januari 2014



Källa: Nord Pool Spot och egen bearbetning

Analys av perioden 2011-11-05 – 2011-11-24

Under den första tiden efter införandet av elområden i Sverige var det problem med kärnkraften i elområde 3. Förlängda revisioner och oväntade stopp i flera reaktorer skapade osäkerhet på marknaden och hade stor inverkan på priserna i elområde 4. Samtidigt var vädret relativt milt för årstiden och hydrologin var stark. Priset i elområde 4 samvarierade med den kontinentala prisbilden med stor skillnad mellan hög- och låglast och bildade ofta prisområde med DK2 när

[12] Samtliga 24 timmar för respektive dygn inom perioden ingår i analysen.

överföringskapaciteten från elområde 3 begränsats på grund av kärnkraftproblemen. Prisskillnaderna skulle troligtvis varit mindre om kärnkraften funnits till förfogande och överföringskapaciteten mellan elområde 3 och elområde 4 då också hade kunnat hållas på en högre nivå.

Analys av perioden 2012-02-01 – 2012-02-19

I februari 2012 hade svenska kärnkraftverk återigen driftsstörningar. Dessa störningar bidrog till prisskillnader mellan elområde 3 och 4. Dels på grund av att överföringskapaciteten mellan elområde 3 och 4 begränsades av lägre kärnkraftsproduktion och dels på grund av att dyrare reservkapacitet fick aktiveras i elområde 4. Höga europeiska kraftpriser bidrog ytterligare till prisskillnader mellan elområde 3 och 4 på grund av export från elområde 4 till kontinenten.

Analys av perioden 2012-06-25 – 2012-07-12

Sommaren 2012 genomförde Svenska kraftnät underhållsarbeten på sträckan Hallsberg-Kimstad, vilket medförde att överföringskapaciteten mellan elområde 3 och 4 återigen reducerades. Utöver detta pågick revisioner av flera kärnkraftverk och Ringhals 2 föll oväntat ur produktion på grund av ett transformatorfel, vilket reducerade överföringskapaciteten ytterligare. Den begränsade överföringskapaciteten bidrog till betydande prisskillnader mellan elområde 4 och de övriga svenska elområdena.

Analys av perioden 2012-12-12 – 2013-01-23

I slutet av 2012 och början av 2013 uppvisade prisutvecklingen ett tydligt väderberoende. När vädret blev kallare steg elanvändningen vilket pressade elpriserna uppåt. Produktionsläget var samtidigt försvagat på grund av att Oskarshamn 1 och 2 var ur drift. Det var inte bara kallt i Norden utan även på kontinenten vilket också påverkade priserna i elområde 4. Julen 2012 förekom negativa priser i Danmark. De låga priserna berodde på mycket vind i kombination med låg efterfrågan under helgledigheten. På juldagen tvingades den danska systemoperatören Energinet.dk att stänga av vindkraftparken Rödsand 2 på grund av mycket kraftig vind i området. För svensk del innebar de danska problemen att Svenska kraftnät tvingades begränsade importen mellan Sverige och Danmark för att inte nätet skulle överbelastas.

Analys av perioden 2013-11-17 – 2013-12-02

Den sista analysperioden är från slutet av 2013 med en situation liknande den föregående analysperioden. Elområde 4 och Jylland (DK1) bildade gemensamt prisområde en stor del av tiden. De höga timpriserna i elområde 4 och DK2 berodde på låga temperaturer och därmed ökad elanvändning. Samtidigt var det lite vind och begränsningar i överföringskapacitet, bland annat mellan elområde 3 och elområde 4.

Sammanfattning av de fem analysperioderna

Utifrån Figur 12 kan ses att flertalet av de timmar som prisskillnader uppstod mellan elområde 3 och elområde 4 var under vintertid. Vinterperioden innebär lägre temperaturer och högre elanvändning, vilket påverkar effektbalansen och behoven att transitera el från överskottsområdena i norr till underskottsområdena i söder. För den studerade tidsperioden kan dock även ses att prisdifferenser kan uppstå på sommaren. Av de studerade perioderna är det till och med

sommarperioden 25 juni 2012 till 12 juli 2012 som uppvisade störst andel prisdifferens i den totala perioden. Sammantaget för perioden förelåg prisdifferenser mellan elområde 3 och elområde 4 under 67 procent av tiden.

En gemensam nämnare för när skillnader i pris mellan elområden uppstår kan identifieras utifrån de studerade perioderna. Denna är begränsningar i överföringskapaciteten. Begränsningen i systemet kan utgöras antingen av produktionsbortfall eller av överföringsbegränsningar i nätet, eller både och. Gemensamt för de studerade perioderna är också att prisdifferenser generellt uppstår under höglasttimmar. Som tidigare diskuterats är detta ett förväntat resultat eftersom marginalerna i systemet är som minst vid höglasttimmar. Höglasttimmar innebär också ökat beroende av import för underskottsområden såsom elområde 4. Sammanfaller begränsningar med höglasttimmar ökar risken för att prisdifferenser ska uppstå.

Ett undantag från att prisdifferenser uppkommer under höglasttimmar observerades mellan den 27 juni kl 06:00 till den 29 juni kl 01:00 år 2012. Detta är den hittills längst sammanhängande perioden med prisdifferenser som observerats mellan svenska elområden och under dessa dagar och timmar var det skillnader i pris även under låglasttimmarna. Detta tyder på en ovanligt ansträngd situation vilket också analysen för perioden visar på med en kombination av begränsningar i produktionen och överföringskapaciteten.

Som beskrevs i inledningen till kapitlet bör det observeras att den studerade tidsperioden är relativt kort och att vi ännu inte sett alla tänkbara scenarier. Vi vet därför inte hur dessa skulle ha påverkat priser och skillnader i pris mellan elområden. Ett scenario som vi ännu ej upplevt med en elområdesindelning av Sverige, är ett år med väldigt god hydrologisk balans, ett så kallat våtår. Ett våtår skulle innebära att vattenmagasinen i norra Sverige fylls till brädden och mer därtill. Ett sådant scenario gör att producenterna vill producera så mycket som möjligt för att undvika spill. Därför behöver stora mängder el föras över till elområden längre söderut. I dessa situationer är risken stor att flaskhalsar kommer att uppstå.

Framtida scenarier kommer att inbegripa ökad överföringskapacitet mellan elområde 3 och elområde 4 när Sydvästlänken är färdigbyggd 2015. Ökad överföringskapacitet mellan elområde 3 och elområde 4 kan få flera effekter. En sannolik konsekvens är att prisskillnaderna mellan elområde 3 och elområde 4 blir mindre och inträffar under ett mindre antal timmar. Det är också troligt att belastningen på snitt 1 och 2 ökar till följd av detta och att flaskhalsar där blir vanligare.

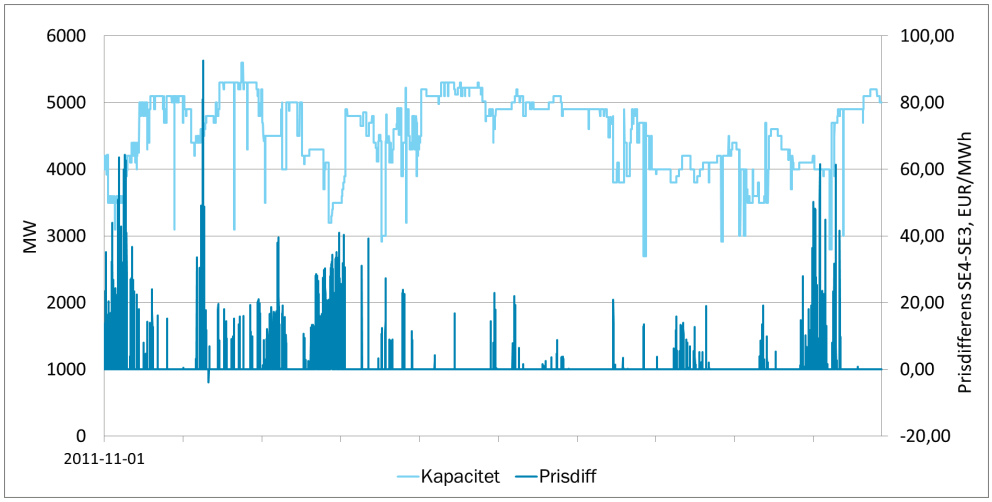
5.3.2 Prisdifferenser och tilldelad handelskapacitet

Som beskrivs i kapitel 5.2 delas Nord Pool-området varje timme in i olika prisområden. En av orsakerna till områdesprisskillnader är att överföringskapaciteten inte räcker till för att mätta marknadens önskan att transitera el mellan olika elområden. I kapitel 5.3.2 analyseras frågan om tillgänglighet i överföringsförbindelser mellan elområden närmare.

Tilldelad handelskapacitet och prisområdesskillnader

I detta kapitel analyseras mer specifikt sambandet mellan tilldelad handelskapacitet och prisskillnader mellan elområde 3 och elområde 4. I Figur 13 plottas tilldelad kapacitet mot prisområdesskillnader för perioden efter elområdesreformen. Maximal tilldelad handelskapacitet från elområde 3 till elområde 4 är 5300 MW.[13] Även om det kan vara svårt att dra långtgående slutsatser i figuren går det att skönja att prisområden uppstår oftare och prisskillnaderna är större när den tilldelade handelskapaciteten sjunker.

Figur 13. Tilldelad handelskapacitet och prisområdesskillnader SE3-SE4, nov 2011-jan 2014



Källa: Nord Pool Spot och egna beräkningar

För att göra analysen tydligare visas i Tabell 4 hur den tilldelade kapaciteten mellan elområde 3 och elområde 4 förhåller sig till prisdifferenser mellan områdena.

Tabell 4. Tilldelad handelskapacitet och prisområdesskillnader SE3-SE4 nov 2011-jan 2014

Tilldelad kapacitet	Antal timmar	Antal timmar med prisdifferens	Andel timmar med prisdifferens
0-4000 MW	2588	692	26,7%
0-5000MW	14592	1714	11,7%
4000-5000 MW	12004	1022	8,5%
Över 5300 MW	1180	36	3,1%

Källa: Nord Pool Spot och egna beräkningar

Det totala antalet timmar med prisdifferens mellan elområde 3 och elområde 4 mellan november 2011 och januari 2014 var 1874. Som kan utläsas i Tabell 4 var det endast 36 timmar av dessa som uppkom när den tilldelade kapaciteten var lika med den av Svenska kraftnät angivna maximala överföringsförmågan om 5300 MW.

För de timmar där den tilldelade kapaciteten understeg 4000 MW var antalet timmar med prisdifferenser 692. För att underlätta jämförelsen så kan antalet

[13] http://www.nordpoolspot.com/Global/Download%20Center/TSO/Max_NTC_valid-1-January-2014.pdf

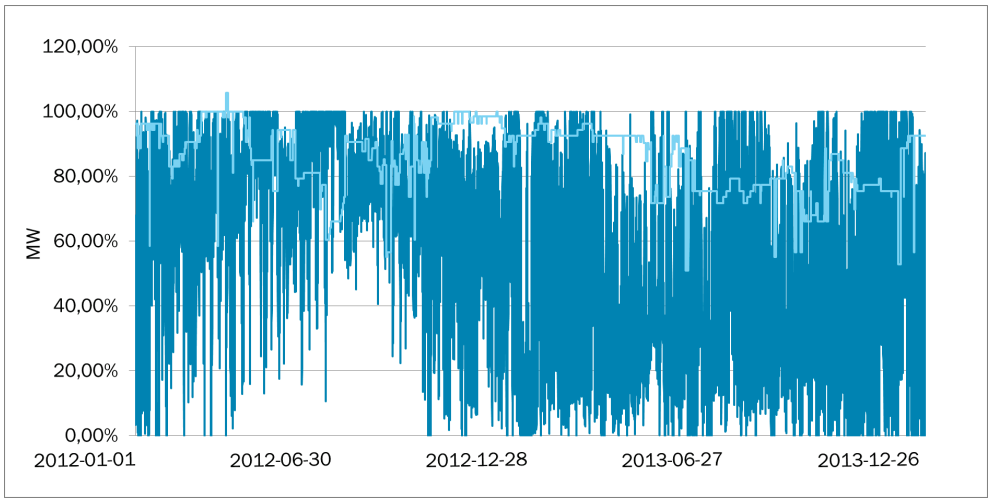
timmar med prisdifferens sättas i förhållande till antalet timmar med tilldelad kapacitet. Detta redovisas som andel timmar med prisdifferens i Tabell 4. Ur denna kolumn kan utläsas att sannolikheten för prisdifferens är högre när tilldelad kapacitet är lägre. Detta stödjer också den initiala visuella analysen av Figur 13 och analysen i kapitel 5.3.1.

Även om ovan analys gäller förhållandena mellan elområde 3 och elområde 4,är resultaten entydiga såtillvida att de visar på att den tilldelade kapaciteten har betydelse för sannolikheten för prisområdesskillnader. Lägre kapacitetstilldelning ökar risken för flaskhalsar. Resultatet är i sig inget revolutionerande men visar ändå på vikten av tillgängligheten på överföringsförbindelser, speciellt för elområden som elområde 4 med produktionsunderskott.

Det bör även nämnas att handelskapaciteten i det svenska stamnätet inte enbart bestäms av Svenska kraftnät givet tillgängligheten i nätet, även tillgänglig produktionskapacitet och efterfrågan på el har betydelse. För att hålla uppe handelskapaciteten i nätet krävs tillräckligt med reaktiv effekt. Om denna sjunker minskar även nätets handelskapacitet. Ett exempel på detta är november 2011 när kärnkraftsproduktion i elområde 3 sjönk. Tillsammans med problem i Hasle blev resultatet att handelskapaciteten mellan elområde 3 och elområde 4 påverkades negativt. Men oavsett vad som orsakar minskningen av handelskapaciteten mellan elområden så är resultatet detsamma, risken för flaskhalsar ökar.

Utvecklingen av tilldelad handelskapacitet 2012-2013

Figur 14. Tilldelad kapacitet i förhållande till maximal (5300 MW) samt utnyttjande av den tilldelade kapaciteten mellan SE3 och SE4



Källa: Svenska kraftnät och Nord Pool Spot

I diskussioner med marknadens aktörer framkommer ibland en hypotes att elområdesindelningen skulle fått marknadens aktörer att ändra sina budbeteenden för att bättre utnyttja nätets kapacitet, undvika flaskhalsar och på så vis undvika låga priser. Det finns dock ingen statistik som stödjer detta påstående. I diskussion med Svenska kraftnät framkommer att de inte heller har någon statistikstudie i frågan men att de bedömer att stamnätet utnyttjas effektivare genom införandet av elområden.

När frågan diskuteras med stora producenter på marknaden fås svaren att deras spotbud och deras bakomliggande strategier inte skiljer sig från tidigare, de vill fortfarande ha bästa pris och deras produktionsresurser rangordnas som tidigare. Detta kan tolkas på två sätt. Antingen som att de gör som förut eller att de utifrån de nya förutsättningarna anpassar sin budgivning för att få bästa pris.

I Figur 14 sammanfattas relevant statistik för att illustrera huruvida överföringskapaciteten används effektivare efter elområdesindelningen. I figuren visas tilldelad handelskapacitet för spotmarknaden för åren 2012 till 2013 i snitt 4 samt hur denna har utnyttjats. Det finns inte data som visar hur snitt 4 utnyttjades före reformen så en jämförelse bakåt i tiden är inte möjlig. Men, då situationen att handla med elområden inom Sverige var ny för marknadens aktörer, skulle ett förbättrat utnyttjande av kapaciteten avtecknas i Figur 14 som en successivt stigande kurva för hur marknaden utnyttjat tilldelad handelskapacitet. Det är dock svårt att urskilja några skillnader i mönster som skulle kunna stödja tesen att indelningen i elområdena fått marknaden att utnyttja överföringskapaciteten bättre.

Planerade underhållsarbeten på stamnätet

Som beskrivs i kapitel 5.3.1 påverkas elmarknaden av hur stor den tilldelade överföringskapaciteten mellan olika elområden är. I Sverige är det stamnätoperatören Svenska kraftnät som är ansvarig för att bedöma och tilldela marknaden kapacitet. Det sätt Svenska kraftnät tar sig an uppgiften kan i sin tur påverka marknaden. Genom att utföra planerade underhållsarbeten vid tidpunkter som kan antas påverka marknaden till så liten omfattning som möjligt kan Svenska kraftnät hjälpa marknaden. Ej planerade arbeten är till sin natur svåra att planera och är också svåra för Svenska kraftnät att påverka.

Vid en genomgång av UMM (Urgent Market Messages) publicerade av Svenska kraftnät på Nord Pool Spots hemsida för perioden november 2011 till januari 2014 framkommer att planerat underhåll anmälts vid ungefär 350 tillfällen. Antalet arbeten som varade mer än en dag var 185. Ett fyrtiotal av dessa arbeten varade mer än en vecka, varav det längsta varade 62 dagar. Av samtliga jobb igångsattes cirka 250 på en vardag. Antalet arbeten som var planerade att vara mindre än elva timmar under vardag var drygt 90 stycken. Av dessa ”korta” jobb var 11 stycken planerade till nattetid.

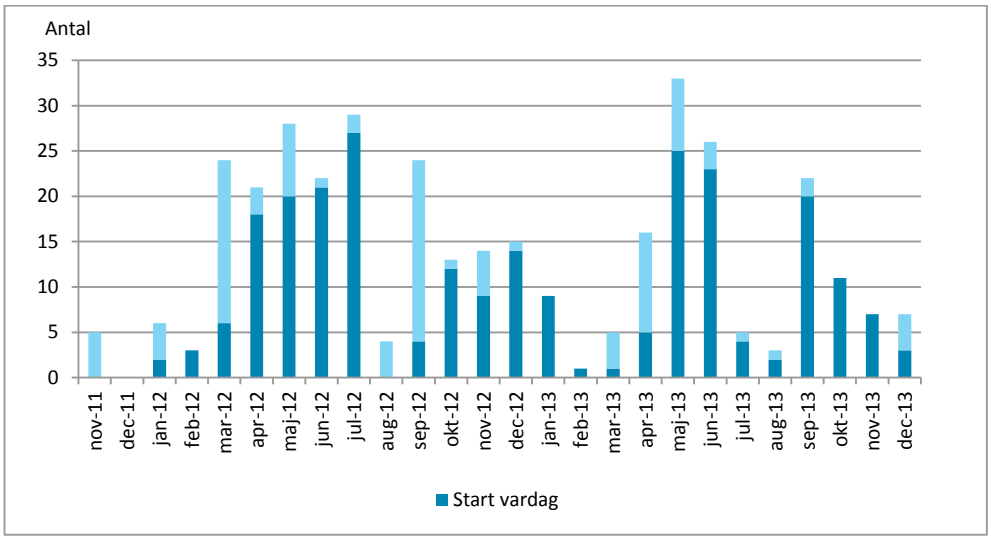
Tabell 5. Antal planerade arbeten på stamnätet perioden november 2011 till januari 2014

Totalt antal arbeten	**353**
Antal arbeten längre än en dag	185
Varav antal arbeten längre än en vecka	43
Antal arbeten vardag kortare än elva timmar	94
Varav antal arbeten dagtid	83

Källa: Nord Pool Spot UMM och egna bearbetningar

Den månadsvisa fördelningen av arbetena under perioden framgår av Figur 15.

Figur 15. Planerade underhåll stamnätet per månad



Källa: Nord Pool Spot

Utifrån Figur 15 kan en trend identifieras att Svenska kraftnät under den studerade perioden valt att förlägga planerat underhåll bort från vintersäsongen. Figur 13 visar en tydlig underrepresentation för vinterhalvåret vad gäller när planerat underhållsarbete påbörjats. Samtidigt kan också ses att även augusti verkar vara en månad där planerat underhåll undviks. Visserligen är det endast två observationer men utifrån den svenska semestertraditionen med industrisemester i juli och augusti är det ett förväntat resultat.

6 Utveckling av konkurrensen på grossistmarknaden

En väl fungerande konkurrens på grossistmarknaden är viktig av flera anledningar. Fungerar inte konkurrensen på grossistmarknaden kommer detta att avspeglas i prissättningen på spotmarknaden. Det pris som sätts på spotmarknaden är en av de främsta komponenterna i bildandet av det pris som slutkunderna får betala för den el som de konsumerar. Det innebär att i förlängningen påverkar konkurrensen på grossistmarknaden även prissättningen i slutkundsmarknaden. Priset på grossistmarknaden används även som referens vid prissättning av finansiella elkontrakt varför även den finansiella marknaden påverkas av konkurrensförutsättningarna på grossistmarknaden.

Grossistmarknaden för el är inte en enskild svensk marknad utan består av Nord Pool Spots elspotmarknad vilket inkluderar övriga nordiska länder, de baltiska staterna samt de export- och importmöjligheter som finns mot kontinenten och Ryssland. Utan begränsningar i överföringskapaciteten skulle det nordiska systempriset utgöra priset i samtliga nordiska elområden. Dessa skulle således bilda ett enda prisområde. Med de begränsningar i överföringskapaciteten som idag förekommer minskar den relevanta marknadens geografiska omfattning och fler prisområden etableras. Det är följaktligen begränsningar i överföringskapaciteten, tillsammans med de för ögonblicket rådande produktions- och förbrukningsförhållanden, som avgör hur den relevanta grossistmarknaden ser ut. I och med att priserna på elbörsen sätts timvis kan också geografiska omfattningen av grossistmarknaden och storleken på prisområdena variera timme för timme.

Att analysera konkurrens och konkurrensförutsättningar på elmarknaden kan göras på flera sätt.[14] Metoderna har olika för- och nackdelar men generellt är det svårt att fastställa om marknadsmakt verkligen utnyttjats på den nordiska elmarknaden.[15] I denna rapport undersöks hur utvecklingen varit efter elområdesindelningen och om indelningen inneburit några förändringar för konkurrensförutsättningarna på grossistenergimarknaden.

6.1 Analys av konkurrensförutsättningarna på grossistmarknaden med Herfindahl-Hirschman indexet

Ett av de vanligaste måtten för att mäta potentiell marknadsmakt är Herfindahl-Hirschman indexet (HHI), vilket baseras på de analyserade företagens marknadsandelar. Måttet beräknas genom att marknadsandelar för respektive

[14] Analyser av marknadsmakt kan grovt delas in i tre kategorier: strukturella index; beteendeindex och simuleringsmodeller. För ytterligare diskussion se t ex Newbery m.fl., (2004).
[15] Fridolfsson och Tangerås, (2009).

företag på marknaden kvadreras och summeras. Ju större ett företags marknadsandel är desto större genomslag får det på HHI.

HHI:s övre gränsvärde är 10 000, vilket indikerar ett monopol (ett företag har 100 procent av marknaden). Det nedre gränsvärdet är odefinierat men det går mot noll. Det vill säga, när HHI går mot noll går marknadsstrukturen mot fullständig konkurrens. I Europa används HHI av Europeiska konkurrensmyndigheten bland annat för att bedöma marknadspåverkan av företagshopslagningar. De gränser som används är:

- HHI mellan 1000 och 2000 - moderat koncentrerad marknad
- HHI över 2000 - högt koncentrerad marknad.

För att beräkna HHI för företag aktiva på elmarknaden krävs information om installerad effekt eller producerad energi. Enligt bland andra International Energy Agency (IEA) är beräkningar utifrån installerad effekt ofta att föredra. HHI-beräkningar i denna rapport baseras på installerad effekt.

En begränsning med HHI är att måttet är statiskt och därmed inte fullt ut fångar de förutsättningar som finns för utövandet av marknadsmakt på en dynamisk marknad som elmarknaden[16]. Strukturella index som HHI ger istället en indikation om potentialen för marknadsmakt. Det kan inte användas som instrument för att avgöra om en enskild aktör i realiteten utnyttjat sin potentiella marknadsmakt. Problem med marknadsmakt på grossistmarknader för el är dock i allmänhet positivt korrelerade med ägarkoncentrationen i utbudet av produktionskapacitet vilket motiverar användandet av HHI för att följa utvecklingen av konkurrenssituationen på marknaden.[17]

För att kartlägga konkurrensförutsättningarna på grossistmarknaden används Nord Pools Spots elområden. Begränsningar i överföringskapaciteten i elnäten innebär att den relevanta marknaden beror på hur de resulterande prisområdena ser ut. I Tabell 6 visas HHI för tiden före områdesindelningen, vilka sedan kan användas som referens för diskussioner om utvecklingen av konkurrenssituationen på grossistmarknaden.

HHI före områdesindelningen

I Tabell 6 nedan redovisas HHI-beräkningarna för vanliga områdeskonstellationer före den svenska elområdesindelningen.[18]

[16] På den nordiska elmarknaden kan det förekomma situationer då en relativt liten marknadsandel möjliggör utövandet av marknadsmakt. Ur detta hänseende är HHI alltför statiskt och tar exempelvis inte hänsyn till marknadsandelarna under en specifik timme. HHI tar i sin grundform inte heller hänsyn till t ex begränsad överföringskapacitet eller samägande.
[17] Bergman, (2005).
[18] I HHI-beräkningarna för områdeskonstellationer har inte överföringskapacitet från intilliggande elområden eller utomnordiska länder inkluderats. Det vill säga att överföringskapaciteten betraktas som ej tillgänglig (vilket skulle vara fallet om en kabel t ex är trasig).

Tabell 6. HHI före elområdesindelningen

Område	HHI
SE	1989
SE+DK2	1645
SE+FI	1300
SE+DK2+FI	1139
SE+NO1+NO2	1335
SE+NO3+NO4	1577

Källa: Svensk Energi och egna beräkningar

HHI beräknat för den situation som rådde före elområdesindelningen, dvs med Sverige som ett prisområde, ger ett indexvärde på strax under 2000. Detta innebär att Sverige som ett sammanhållet prisområde hade en relativt hög marknadskoncentration. Samtidigt var det ovanligt att Sverige var isolerat från alla övriga nordiska länder. En stor del av tiden hade Sverige samma pris som ett eller flera av de övriga nordiska länderna. Tabell 10 visar också att graden av marknadskoncentration varierar beroende på vilka områdeskonstellationer som analyseras.

HHI för isolerade elområden vid årsskiftet 2011/2012

I Tabell 7 nedan redovisas HHI-beräkningar för isolerade svenska elområden vid årsskiftet efter att områdesindelningen genomfördes i Sverige.

Tabell 7. HHI för isolerade elområden

Område	HHI 2011/12	HHI 2013/44
SE1	6375	5671
SE2	1866	1721
SE3	1956	2060
SE4	2325	1595

Källa: Svensk Energi och egna beräkningar

Tabell 7 visar marknadskoncentrationen för helt isolerade elområden vid årsskiftet efter elområdesindelningen samt vid årsskiftet 2013/14. Tabell 7 visar att när elområden är helt isolerade från andra elområden är marknadskoncentrationen relativt hög vid bägge tidpunkterna, detta gäller speciellt för SE1. Utvecklingen över tiden visar på relativt små förändringar som också går i olika riktningar i olika elområden. Elområde 1, 2 och 4 visar sjunkande koncentration och lägre HHI-index. Utvecklingen i elområde 4 gör att området går från att definieras som högt koncentrerat till att vara moderat koncentrerat. Elområde 3 ser tvärtom en ökande koncentration och passerar över gränsen för att karaktäriseras som ett område med hög marknadskoncentration.

Utifrån en HHI analys kan elområde 1 verka vara ett stort problemområde med väldigt högt HHI. Som beskrevs ovan så fångar dock HHI inte marknadsdynamik vilket behövs för att förklara situationen i elområde 1. Ser man till de fundamentala förutsättningarna i elområde 1 med produktionsöverskott, väldigt hög andel vattenkraft, bra exportförbindelser med omkringliggande områden och liten lokal konsumtion blir situationen annorlunda. Om Vattenfall, som är den

dominerande producenten i elområde 1 producerar för mycket blir det flaskhalsar och området blir ett lågprisområde. Om Vattenfall tvärtom försöker minska produktionen i syfte att höja priset riskerar de att i nästa steg sitta med överfulla vattenmagasin som måste säljas av till lägre priser. Konsumtionen i elområde 1 är också så liten att det svårligen kan ses som en god affärsstrategi att försöka höja priserna i området för att tjäna pengar där. Som beskrivs i Tabell 1 är dock isolerade svenska elområden högst ovanligt varför HHI-index för isolerade elområden i praktiken är av mindre intresse.

HHI för svenska och nordiska prisområdeskonstellationer

Som statistiken i Tabell 1visade är det sällan som svenska elområden är helt isolerade från varandra. I de flesta fall bildar minst två elområden ett gemensamt prisområde. Det är därför relevant att analysera de elområdeskonstellationer som vanligen bildar gemensamma prisområden.

I Tabell 8 och Tabell 9 nedan redovisas HHI-index för de områdeskonstellationer som efter införandet av elområden i Sverige varit vanligt förekommande.

Tabell 8. HHI för svenska områdeskonstellationer årsskiftena 2011/12 och 2013/14

Område	HHI 2011/12	HHI 2013/14
SE1+SE2	2920	2652
SE1+SE2+SE3	2232	2208
SE3+SE4	1715	1692

Källa: Svensk Energi, Nord Pool Spot och egna beräkningar

Resultaten som redovisas i Tabell 8 indikerar att marknadskoncentrationen för svenska områdeskonstellationer varit ganska höga men tendensen är att indexet sjunker. Tabellen visar att marknadskoncentrationen för prisområde SE3 + SE4 faktiskt var lägre än vad som var fallet för elområde Sverige innan områdesindelningen.

Tabell 9 nedan visar HHI-index för vanliga nordiska prisområdeskonstellationer. Analysen visar att HHI blir lägre när flera elområden bildade större prisområden. Ett exempel är när elområde 4 bildade prisområde med elområde 3, DK2 och FI vilket gav ett HHI-värde som innebär att koncentrationsnivå kan betraktas som måttlig. Den huvudsakliga orsaken till detta är att det är olika producenter i de olika elområdena och när flera elområden bildar ett prisområde minskar företagens marknadsandel i det större prisområdet.

Tabell 9. HHI för vanliga nordiska områdeskonstellationer efter områdesindelningen

Område	HHI 2011/12	HHI 2013/14
SE4+DK2	1734	1440
SE3+SE4+DK2	1338	1315
SE3+SE4+DK2+FI	958	911
SE3+SE4+DK2+FI+NO1	779	696
SE1+SE2+NO3+NO4	1913	1429
SE1+SE2+NO3+NO4+FI	996	824

Källa: Svensk Energi, Nord Pool Spot och egna beräkningar

Utvecklingen mellan 2012 och 2014 visar också att koncentrationsnivån minskar för alla analyserade områdeskonstellationer.

HHI-utveckling för vanliga prisområdeskonstellationer

I Tabell 10 nedan visas HHI-index vid årsskiftet 2013/14 för prisområdeskonstellationer som varit vanligt förekommande från införandet fram till januari 2014.

Tabell 10 HHI för vanliga prisområdeskonstellationer

Område	HHI 2013/14	Procent av tiden[19]
SE1+SE2	2652	99%
SE1+SE2+SE3	2208	95,2%
SE3+SE4	1692	90,2%
SE1+SE2+NO3+NO4	1429	81,9%
SE2+SE3+SE4	1662	87,3%
SE	1915	86,4%
SE4+DK2	1440	75,7%
SE3+SE4+FI	1073	67,6%
SE3+SE4+DK2	1315	68,6%
SE3+SE4+DK2+FI	911	53,6%
SE3+SE4+DK2+FI+NO1	696	26,5%
SE1+SE2+NO3+NO4+FI	824	81,9%

Källa: Svensk Energi, Nord Pool Spot och egna beräkningar

En jämförelse med de HHI-beräkningar som gjordes före elområdesindelningen och den uppföljning som gjordes efter första halvåret[20] visar på små skillnader. För Sverige som ett enda prisområde har HHI minskat från 1989 till 1913. Denna förändring är att betrakta som marginell och innebär att det råder oförändrat läge. Samma gäller för konstellationen SE3+SE4+DK2+FI+NO1, där HHI ändrats från 779 till 696. För SE1+SE2+NO3+NO4 som är en prisområdeskonstellation som hängt ihop över 80 procent av tiden sjönk HHI från 1903 till 1429, vilket är en relativt stor förändring.

Som nämns i avsnittets inledning är det begränsningar i överföringskapaciteten tillsammans med rådande produktions- och förbrukningsförhållanden, som timme för timme, avgör prisområdeskonstellationerna på den nordiska elmarknaden. Det är i synnerhet de timvisa variationerna som gör det svårt att ange den verkliga konkurrenssituationen i de svenska elområdena. Det kan konstateras att när elområden är helt isolerade är marknadskoncentrationen hög och förutsättningarna för konkurrens försämras. I verkligheten är det dock väldigt sällan som detta inträffar. Vad gäller hur förutsättningar för konkurrens på grossistmarknaden förändrats sedan elområdesindelningen utifrån de faktiska

[19] Tabellen anger procent av tiden som de angivna elområdena hållit ihop. Utöver de angivna elområdena kan ytterligare elområden hållit ihop med de angivna områdena delar av tiden vilket gör att sammanräkning av två konstellationer kan summera i över etthundra procent.
[20] EI R2012:06

områdeskonstellationerna är situationen i stort likvärdig med situationen före den svenska elområdesindelningen.

6.2 Analys av konkurrensförutsättningarna på grossistmarknaden med Index på residualt utbud

Index på residualt utbud eller s k *Residual Supply Index* (RSI) [21] ger ett mått på hur mycket produktionskapacitet som återstår på marknaden efter att det studerade företagets kapacitet har räknats bort.[22] Kvarvarande utbud sätts i relation till marknadens totala efterfrågan och uttrycks i procent eller omskalat till mellan 0 och uppåt.

Ett RSI större än 100 procent (1 omskalat) signalerar att övriga producenter innehar tillräcklig kapacitet för att själva möta marknadens efterfrågan och det studerade företaget bedöms därmed ha en betydligt mindre möjlighet att påverka marknadspriset. Ett RSI mindre än 100 procent (1 omskalat) av efterfrågan indikerar att det studerade företagets medverkan är avgörande för att kunna möta marknadens efterfrågan. Beräkningen av RSI för ett elområde görs enligt följande:

$$RSI_i = \frac{Totalt\ utbud - utbud\ \ företag_i}{Total\ efterfrågan}$$

där totalt utbud är lika med tillgänglig produktionskapacitet inom området plus total planerad nettoimport. Största producentens utbud är lika med dess tillgängliga kapacitet minus i förväg kontrakterade åtagande. Total efterfrågan är lika med uppmätt förbrukning plus utnyttjade systemtjänster.

En beräkning av RSI, så som det beskrivs ovan, kräver en uppsättning av data som dels justerar tillgänglig produktionskapacitet i systemet timme för timme, dels behövs respektive producents tillgängliga produktionskapacitet justerad timme för timme. Dessutom krävs information om hur stor del av respektive producents produktionskapacitet som redan är kontrakterad och därmed inte anses kunna utgöra underlag för marknadsmakt. Dataunderlag med den frekvensen är svår om inte omöjlig att få tag i, både för spotmarknaden, och för det svenska systemet som helhet. Av detta skäl används en anpassad beräkning av RSI timme för timme. Så långt som det är möjligt ska indexet dock återskapa den situation som råder när aktörerna planerar driften för nästkommande dag.

- Produktionskapaciteten i systemet och för de största producenterna antas vara på en fast nivå. Det innebär en underskattning av marknadsmakten under de timmar då en eller flera större produktionsanläggningar är ur drift. Som tillgänglig kapacitet används respektive företags installerade effekt i varje elområde.

[21] Utnyttjades från början för elmarknaden av California Independent System Operator (CAISO).
[22] RSI som marknadsövervakningsverktyg är ett relativt nytt begrepp men blir alltmer vanligt förekommande. Från USA finns dessutom ett visst empiriskt stöd för att RSI har fungerat effektivt för att upptäcka förekomsten av marknadsmakt, Sheffrin, (2002). I Europa har bl a London Economics (2007) använt RSI för att bedöma konkurrenssituationen i sex EU-länder. Newbery (2008) analyserar och utvärderar hur väl RSI fungerar under antagandet att elproducenter låser fast en del av sin produktion i olika leveransavtal. Resultaten visar att RSI fungerar bättre än HHI.

- Påverkan från import och export kompenseras för genom resulterande import och exportflöden enligt utfall på spotmarknaden. Resulterande flöde är emellertid inte känt förrän spotprisberäkningen är slutförd, vilket innebär att marknaden i förväg inte vet utlandshandelns exakta påverkan. Eftersom större marknadsaktörer antas göra en fullständig spotprisprognos före sin budgivning bedöms resulterande flöden ändå som det mest rättvisande.

- Total efterfrågan definieras som uppmätt förbrukning inom respektive elområde, tillsammans med kapaciteten på de utlandsförbindelser som förväntas gå i exportriktning.

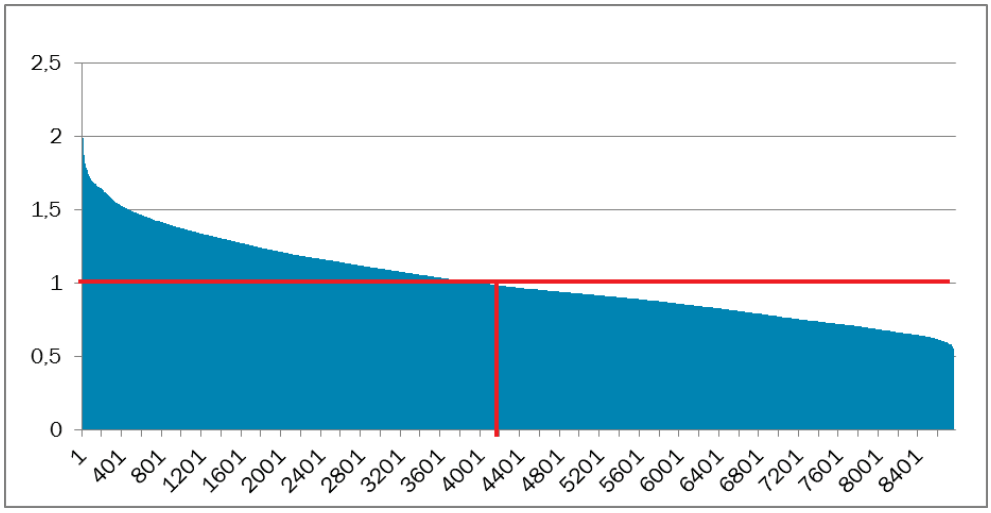
Den anpassade beräkningen av RSI för varje timme sammanfattas:

$$RSI_i = \frac{\text{Max produktionskapacitet}_{\text{totalt}} + \text{importflöde} - \text{produktionskapacitet}_{\text{i}}}{\text{Uppmätt förbrukning}_{\text{totalt}} + \text{exportflöde}}$$

En av fördelarna med RSI jämfört med HHI är att faktorer som påverkar efterfrågan tas med i beräkningarna. Det resulterande indexet ger en indikation på hur betydelsefull en producents medverkan förväntas vara under en specifik timme. Eftersom ett index beräknas för varje timme kan relativa skillnader belysa specifika situationer där marginalen mellan tillförsel och uttag är mindre än i en normalsituation.

Figur 16 ger i ett varaktighetsdiagram en illustration av hur RSI kan användas för att avgöra hur många timmar en producents produktionskapacitet är nödvändig för att elområdet ska klara av att täcka efterfrågan på el.

Figur 16. Principbild för Index för residualt utbud



Källa: Nord Pool Spot, Svensk Energi samt egen bearbetning

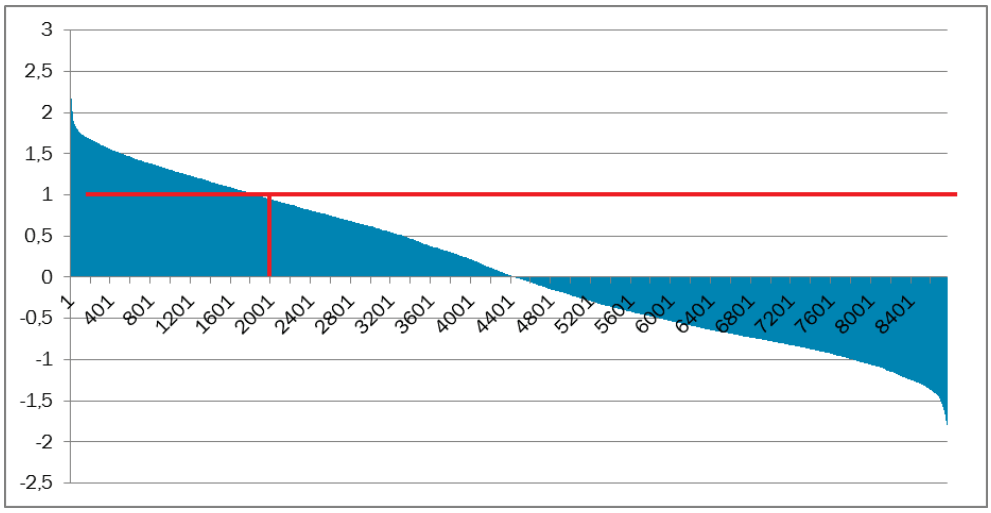
I Figur 16 kan avläsas att den störste producentens produktionskapacitet behövs för att möta områdets efterfrågan ungefär hälften av året (RSI under 1). Den andra

hälften av året klarar områdets övriga aktörer själva av att tillföra efterfrågad energi.

RSI för svenska elområden

En i teorin möjlig situation är att all överföringskapacitet till och från ett elområde blir otillgänglig samtidigt. En sådan situation är dock högst osannolik och därför ser Energimarknadsinspektionen ingen anledning att redovisa RSI för dylika situationer. En mer sannolik situation, som faktiskt inträffar ett antal timmar per år, är att svenska elområden bildar egna prisområden. En sådan situation beror på att befintlig överföringskapacitet inte räcker till utan att det uppstår flaskhalsar och prisskillnader mellan områdena. Som tidigare visats, innebär en sådan situation att den överföringskapacitet som finns tillgänglig används och kommer elområdet tillgodo. Detta innebär att elområdet inte är självförsörjande trots att det bildar ett eget prisområde.

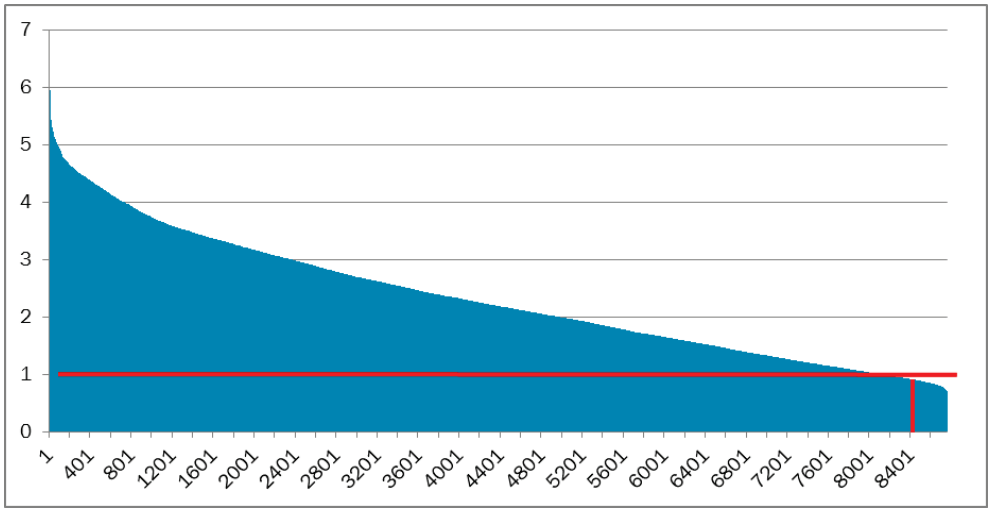
Figur 17. RSI SE1



Källa: Nord Pool Spot, Svensk Energi samt egen bearbetning

I Figur 17 ovan visas RSI som varaktighetsdiagram för år 2013 och elområde 1. Som kan ses ser inte varaktighetsdiagrammet ut som i principfiguren ovan. Elområde 1 har en speciell situation i det stora överskottet av produktionskapacitet i förhållande till efterfrågan. I elområde 1 bor relativt få människor och andelen av Sveriges elförbrukning som sker i området är liten. Under 2013 var elområde 1 beroende av sin största producent cirka 7000 timmar. Att RSI blir som det blir beror till stor del på exporten från elområdet. Om RSI justeras för exporten, dvs områdets RSI beräknas under autarki, blir bilden delvis annorlunda. Men fortfarande är området beroende av sin största producent i cirka 800 timmar år 2013.

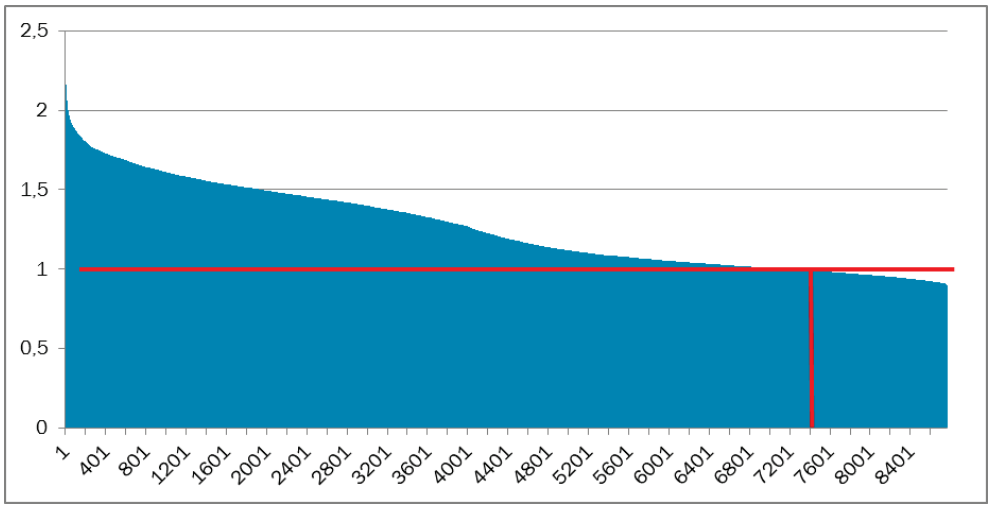
Figur 18. RSI SE2



Källa: Nord Pool Spot, Svensk Energi samt egen bearbetning

Även elområde 2 har större produktion än konsumtion. Stora mängder el exporteras från elområde 2 och det transiteras även el från elområde 1 genom elområde 2. För år 2013 visar varaktighetsdiagrammet i Figur 18 att elområde 2 var beroende av sin största producent 656 timmar av året.

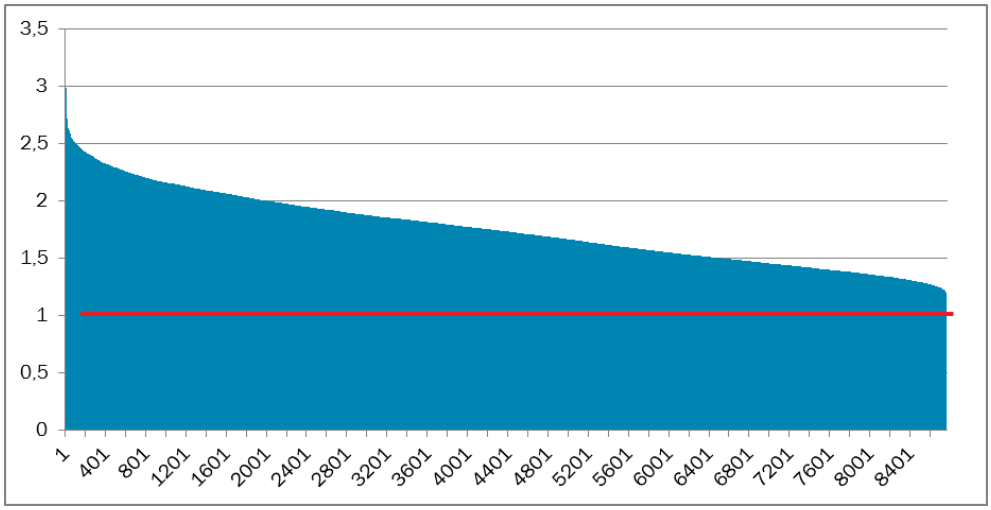
Figur 19. RSI SE3



Källa: Nord Pool Spot, Svensk Energi samt egen bearbetning

Elområde 3 är den del av landet som har såväl Sveriges största produktion som konsumtion. Varaktighetsdiagrammet för år 2013 visar att elområde 3 var beroende av sin största producent 1573 timmar.

Figur 20. RSI SE4



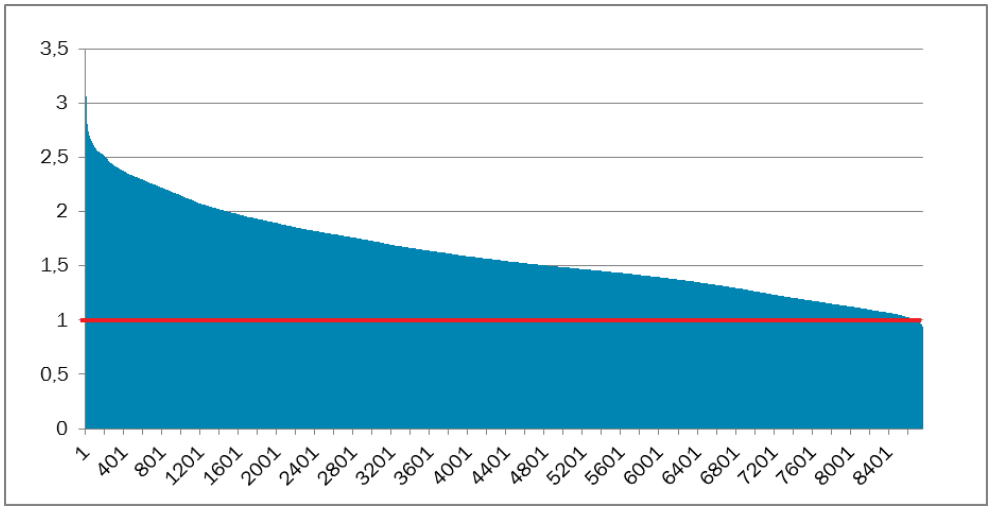
Källa: Nord Pool Spot, Svensk Energi samt egen bearbetning

Elområde 4 har tvärtemot elområde 1 en underskottssituation där möjlig produktion i området är lägre än maximal förbrukning i området. Elområde 4 är därför i behov av import för att klara sina elbehov. Tack vare hög import in till elområde 4 skulle elområdet under 2013 klara alla årets timmar utan sin största elproducent.

RSI för Elområde 4 tillsammans med DK2

I Tabell 9 visas att elområde 4 och östra Danmark har haft gemensamt pris i över 75 procent av tiden sedan den svenska elområdesindelningen, HHI-indexet beräknades till 1440 vid årsskiftet 2013/14. Utifrån det är det intressant att analysera RSI för denna prisområdeskonstellation.

Figur 21. RSI SE4 och DK2



Källa: Nord Pool Spot, Svensk Energi samt egen bearbetning

Om RSI beräknas för elområde 4 tillsammans med Själland (DK2) som ett isolerat område, dvs under antagandet att ingen import eller export finns att tillgå från övriga anknutna områden fås varaktighetsdiagrammet som presenteras ovan i Figur 21. Resultaten för det sammantagna prisområdet visar att för år 2013 var

prisområdet beroende av sin största producent i 83 timmar. I praktiken skulle denna siffra sannolikt vara ytterligare något fler timmar då det inte är troligt att alla övriga produktionsanläggningar var tillgängliga. Det bör också påpekas att detta är en fiktiv situation som i verkligheten inte inträffat.

Sammanfattning

Införandet av elområden i Sverige innebar nya förutsättningar för konkurrensen på grossistmarknaden för el. Budområde Sverige blev uppdelat till fyra nya elområden och antalet potentiella prisområden i Nord Pool Spot-området ökade från tio till tretton. Den nya situationen innebar också att den relevanta marknaden för grossistmarknadens aktörer ändras timme för timme där numera även Sverige kan delas in i flera prisområden. För att följa konkurrenssituationen beräknas HHI och RSI för relevanta prisområdeskonstellationer.

Vad gäller HHI-index har inte mycket förändrats sedan införandet av elområden i Sverige. Den nya produktionskapacitet som har tillkommit är vindkraft och höjningar av effekten i kärnkraftverken, vilket påverkar HHI något. Precis som tidigare är HHI-index relativt högt för isolerade elområden men svenska elområden bildar väldigt sällan egna prisområden. För elområde 1 och elområde 2 har det faktiskt aldrig inträffat sedan elområdesinförandet. För elområde 3 och elområde 4 handlar det om några timmar och då alltid med överföringsförbindelser som utnyttjas till max. För relevanta prisområdeskonstellationer är HHI-index lägre och uppvisar även en viss tendens att sjunka.

Analysen med RSI sker för första gången och visar för år 2013 att även om handel sker mellan elområdena så är elområde 1, 2 och 3 relativt beroende av sin störste producent. Elområde 2 hade inte klarat sig utan sin störste producent under 656 av årets timmar, elområde 3 saknade täckning för 1573 timmar medan elområde 4 saknade täckning noll timmar. För elområde 1, som är en stor nettoexportör, är situationen annorlunda där täckning saknades för nästan 7000 timmar. Om beräkningarna från elområde 1 justeras för export förbättras bilden men för 2013 hade elområde 1 inte klarat sig utan sin störste producent i cirka 800 timmar.

För att göra en fullständig bedömning av ett områdes konkurrensförutsättningar behövs förutom HHI och RSI en kvalitativ analys som tar hänsyn till vilken grad av flexibilitet som finns i produktionskapaciteten och hur nära det sammanlagda systemet är sin maximala produktionskapacitet. En producent som redan utnyttjar sin produktionskapacitet maximalt, eller alternativt endast förfogar över produktionsanläggningar som svårligen kan regleras, kommer sannolikt inte att utöka sin produktion som svar på ett högre pris under en enskild timme. En marknadsaktör som är ensam med kapacitetsutrymme i produktion och dessutom har möjlighet att reglera upp den producerade volymen kan härigenom ha väsentligt mer marknadsmakt än vad som annars skulle vara fallet. Dessa, och andra, är variabler som är svåra att fånga med kvantitativa beräkningar och statiska mått. För att visa en mer nyanserad bild så presenteras i kapitel 6.3 en fördjupad kvalitativ analys av förutsättningarna i elområde 4.

6.3 Fördjupad analys av elområde 4

Kännetecknande för elområde 4 är den stora skillnaden mellan områdets maximala elförbrukning och områdets maximala elproduktion. Energimässigt klarar elområde 4 av att tillgodose ungefär 70 procent av sitt behov om man räknar in all tillgänglig produktion, inklusive full produktion i oljekondensverket i Karlshamn. Effektmässigt är situationen inte bättre utan den installerade effekten i elområde 4 klarar av att täcka motsvarande cirka 30 procent av topplastbehovet i området. Att den interna produktionskapaciteten uttryckt i förhållande till förbrukningen blir så låg beror på att Karlshamn 1 och 2 ingår i effektreserven och att 500 MW gasturbiner är kontrakterade av Svenska kraftnät som nätstörningsreserv. Dessutom är över 1100 MW av den installerade effekten vindkraft vars tillgänglighetsfaktor beräknas till sex procent eller motsvarande knappt 70 MW.

Givet dessa förutsättningar är elområde 4 således beroende av sina nätförbindelser norrut i Sverige, genom snitt 4, och nuvarande och framtida internationella nätförbindelser. Oförutsedda och planerade händelser kommer också i framtiden att ge upphov till flaskhalsar men planerade förstärkningar av stamnätet samt nya förbindelser till kontinenten bör minska frekvensen av dessa och därpå följande prisdifferenser.

Produktion

Stängningen av kärnkraftverket Barsebäck år 2005 minskade tillgången till produktionskapacitet i det som skulle bli elområde 4. Sedan dess har ny produktion tillkommit och den installerade effekten i området har återhämtat sig något. Det är dock huvudsakligen vindkraft som tillkommit. Vindkraftens utnyttjandetid når i bästa fall upp till 3000 timmar per år och gör att ett energiunderskott kvarstår i elområde 4 jämfört med tiden då Barsebäck var i drift.[23] Av den installerade effekten är det dessutom en stor del som kan betecknas som reservkraftverk, som det oljeeldade Karlshamnsverket och gasturbiner i Halmstad, Barsebäck, Malmö och Karlshamn. För vintersäsongen 2013/2014 är Karlshamn 1 och 2 kontrakterade som effektreserv hos Svenska kraftnät. Gasturbinerna, sammanlagt 500 MW, är också kontrakterade men som nätstörningsreserv till Svenska kraftnäts disposition. I Tabell 11 nedan sammanfattas produktionsresurserna i elområde 4.

Tabell 11. Produktionsresurser i elområde 4, 2013

Beskrivning	Effekt (MW)
Totalt	4322
Varav effektreserv (KVT1 och KVT2)	660
Varav nätreserv (7 gasturbiner)	500
Vindkraft	1154 (69,2)[24]

Källa: Svenska kraftnät

Av de kvarvarande resurserna har även Karlshamn 3 (330 MW) och Heleneholmsverket (130 MW) så höga driftskostnader att dessa också är att betrakta som reserv- eller spetskraftanläggningar. Som sådana finns de som

[23] Svenska kraftnät använder i sin årliga rapport ”Kraftbalansen på den svenska elmarknaden vintrarna 2012/13 och 2013/14 en tillgänglighetsfaktor för vindkraften på sex procent.
[24] Med beräknad tillgänglighetsfaktor på sex procent.

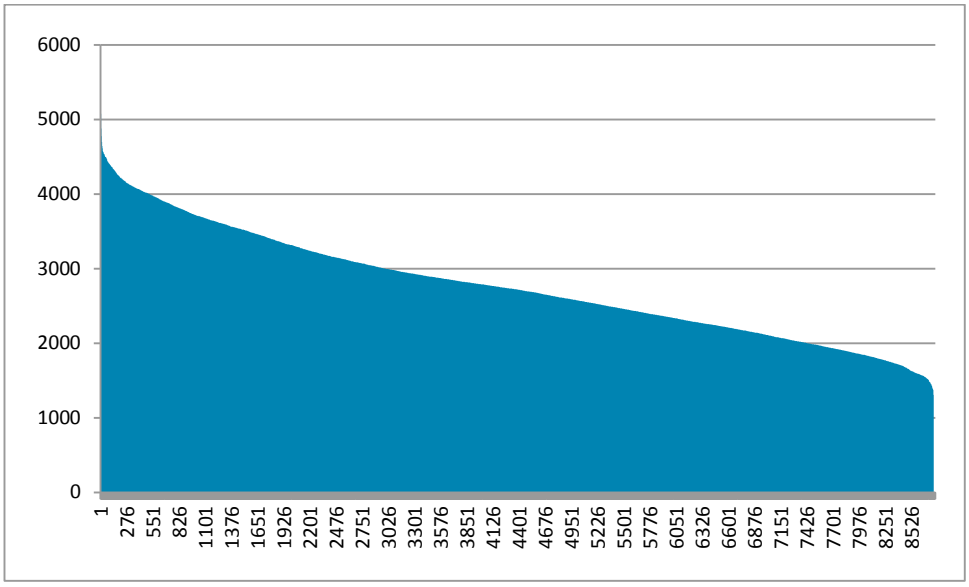
resurser i elområde 4 men kommer endast att finnas till marknadens förfogande vid tidpunkter då ovanligt höga priser (i dagsläget över 100 EUR/MWh) råder.

Energiproduktionen i elområde 4 är cirka 7-8 TWh per år ett normalår och tillgänglig effekt i normalsituation cirka 1300MW (25 % vindkrafttillgänglighet och 2/3 av vattenkraftens effekt tillgänglig).

Förbrukning

Elförbrukningen i elområde 4 är omkring 24 TWh, runt tre gånger så hög som energiproduktionen. Elförbrukningen präglas av en stor andel förbrukning hos hushåll och service (60 procent), varav bostäder svarar för närmare hälften av detta.[25] Eluppvärmning bidrar till en hög temperaturkänslighet och toppeffekten är uppemot 4800 MW ett normalår.[26] Detta ska jämföras med effekt tillgänglig i produktion som i normalfallet ligger på dryga 1300 MW. Figur 22. Elförbrukning elområde 4 2013 nedan visar utnyttjningstiden för förbrukningen i elområde 4.

Figur 22. Elförbrukning elområde 4 2013



Källa: Nord Pool Spot

Överföringsförbindelser till angränsande elområden

Elområde 4 är en integrerad del i det svenska stamnätet men har också under lång tid varit sammankopplat med Danmark. Under de sista tjugo åren har nya utlandsförbindelser också etablerats med Tyskland och Polen. För närvarande pågår ett projekt där Sverige och Litauen binds samman via en kabel i Östersjön och internt pågår även projekt Sydvästlänken. Den sammanlagda importmöjligheten (inklusive regional ”import” från svenska elområde 3) uppgår idag till ca 7600 MW.

[25] SCB (2013).
[26] Svenska kraftnät (2013).

Elområde 4 och elområde 3

Elområde 4 och elområde 3 är förbundna med ett antal linjer, det s k snitt 4, på en sammanlagd fysisk kapacitet på ca 5400 MW. Nord Pool Spot publicerar dagligen tillgänglig handelskapacitet och maximal tilldelad handelskapacitet är 5300 MW för import till elområde 4. Ett förstärkningsprojekt, den s k Sydvästlänken, pågår och väntas vara i drift under första kvartalet 2015. Med Sydvästlänken i drift kommer tillgänglig handelskapacitet att öka med ca 1200 MW.[27]

Utlandsförbindelser

Sedan lång tid är Sydsverige förbundet med östra Danmark (Själland) via växelströmsförbindelser på ca 1700 MW för import. 1994 invigdes en likströmskabel mellan Skåne och norra Tyskland, Baltic Cable, som har en kapacitet på 600 MW. År 2000 invigdes en likströmskabel på 600 MW mellan Blekinge och norra Polen, SwePol Link. Östra Danmark är i sin tur förbundet med Tyskland, 600 MW, och Jylland, 600 MW.

För närvarande pågår ett projekt som ska förbinda Sydsverige med Litauen, NordBalt. Denna ska ha en maximal handelskapacitet på 700 MW och beräknas vara i drift 2016. Redan idag är Litauen, liksom Estland och Lettland, integrerade i den nordiska elmarknaden som var sitt elområde i Nord Pool Spot.

Tabell 12. Överföringsförbindelser till elområde 4, MW

Förbindelse	Tillgänglig effekt (MW) för import till elområde 4
Sverige (Snitt 4)	5300 (från 2015 6500 MW)
Danmark (Själland)	1700
Tyskland (Baltic Cable)	600
Polen (SwePol Link)	600[28]
Litauen (Nord Balt)	700 (från 2016)

Källa: Svenska kraftnät

Analys av konkurrensförutsättningarna i elområde 4

Elområde 4 har sedan länge haft en dominant aktör. Historiskt hette denna Sydkraft, men efter att blivit uppköpt för snart tio år sedan, är detta en del av den tyska energikoncernen E.ON. Dennes ställning har försvagats sedan stängningen av Barsebäcks kärnkraftverk men fortfarande äger de cirka 40 procent av den installerade kapaciteten i elområde 4. Nya aktörer har tillkommit genom vindkraftens expansion. Norska Statkraft har också blivit en betydande aktör efter att ha övertagit vattenkraft, främst i Lagan, som tidigare tillhörde E.ON.

Ur ett konkurrensperspektiv är 40 procents marknadsandel i många fall mycket. Men om en närmare analys görs av E.ONs produktionsportfölj ses att 1160 MW av E.ONs portfölj är kontrakterad som störningsreserv (gasturbiner) och effektreserv (Karlshamn 1 och 2). Utöver detta är dessutom Karlshamn 3 och Heleneholmsverket att betrakta som reservanläggningar. Sammantaget gör det att

[27] För mer detaljer se Sydvästlänkens projektsida på www.svk.se

[28] Pga problem med svaga elnät i Polen så är importen i praktiken begränsad och sker främst under låglasttimmar på SwePol-link. År 2013 importerades 780 GWh.

E.ONs reella inflytande i marknaden i elområde 4 inte så stort som en första anblick skulle antyda. Detta var även vad RSI-analysen indikerade. Lägger man dessutom till importmöjlighet är E.ONs marknadsandel än mindre.

De timmar som E.ON ensam skulle kunna producera hela elområde 4:s behov av el är nära noll. Timmarna där man är marginalprissättande är också få till antalet. Under 2012 var det under 288 timmar som elområde 4 hade ett pris som samtidigt var skilt från omkringliggande elområden medan det under 2013 var 223 timmar. RSI beräkningen visar också att elområde 4 klarar sig utan sin största producent utan problem.

7 Pris- och marknadsutveckling på slutkundsmarknaden

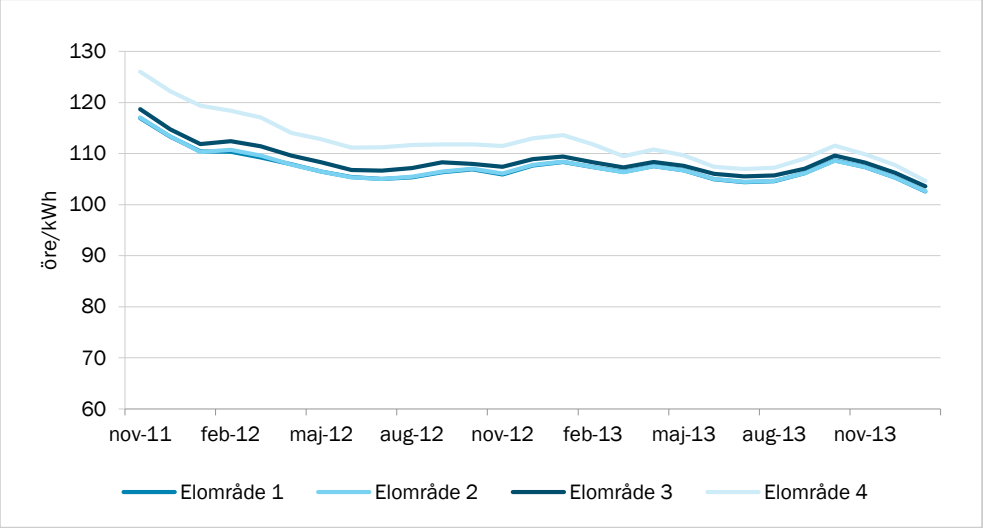
7.1 Prisutveckling och kostnadsjämförelse för hushållskunder

I det här kapitlet redovisas prisutvecklingen på slutkundsmarknaden för elkonsumenter. Priset som den enskilda konsumenten möter påverkas av flera olika faktorer. Förutom elskatt och moms ingår även kostnader för elcertifikat, ursprungsmärkning, administration och övriga kostnader. Den enskilt största delen av elpriset utgörs dock av elhandlarens kostnad för att köpa in el för att täcka kundernas förbrukning. Elen köps in antingen via bilaterala avtal med producenter eller via Nord Pool Spot. Avtal om rörligt pris bygger i regel på ett volymvägt spotpris och fastprisavtal på kostnaden för elhandlaren att köpa el på termin justerat för kundens unika uttagsprofil. För fastprisavtalen tillkommer också en kostnad för områdesprissäkring med EPAD-kontrakt[29].

I Figur 23 till och med Figur 30 presenteras de genomsnittliga jämförpriserna för respektive avtalstyp och typkund.[30] Priserna kommer, om inget annat anges, från Ei:s prisjämförelsesajt Elpriskollen.

Prisutveckling på slutkundspriser för lägenhet med årlig förbrukning på 2 000 kWh

Figur 23. Jämförpris för fastprisavtal 1 år

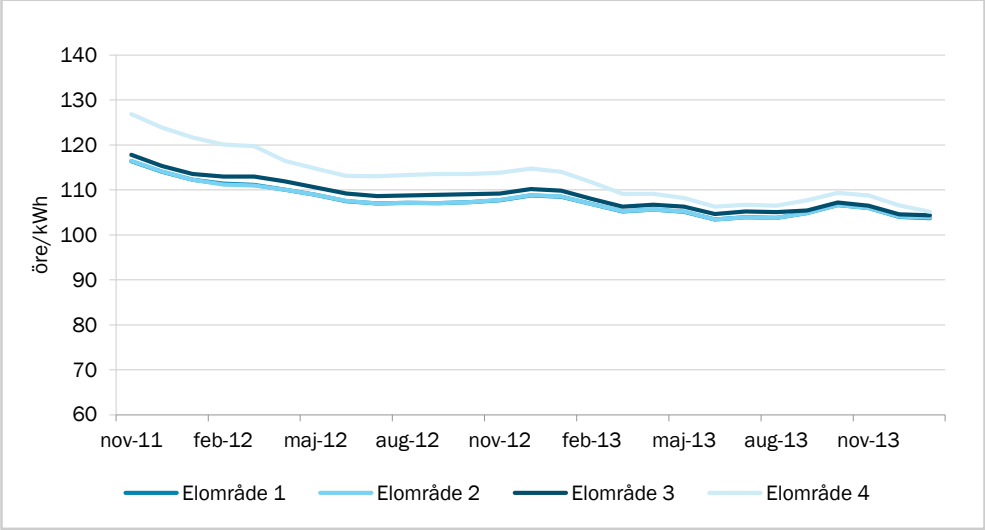


Källa: Elpriskollen.se

[29] EPAD-kontrakt diskuteras utförligt i kapitel 8. EPAD benämndes tidigare CfD se, http://www.nasdaqomx.com/newsroom/pressreleases/pressrelease?messageId=1192835&displayLanguage=en

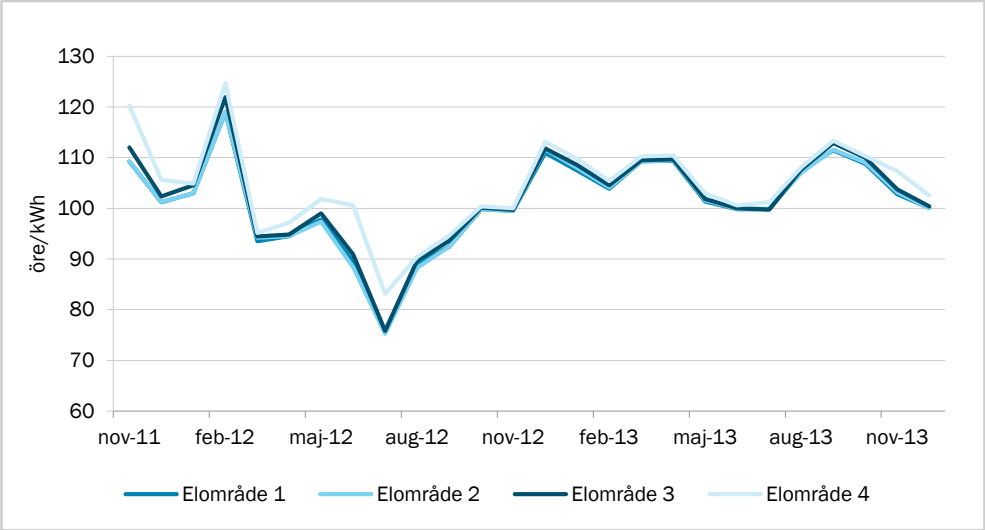
[30] Samtliga priser är inklusive normalskatt och moms.

Figur 24. Jämförpris för fastprisavtal 3 år



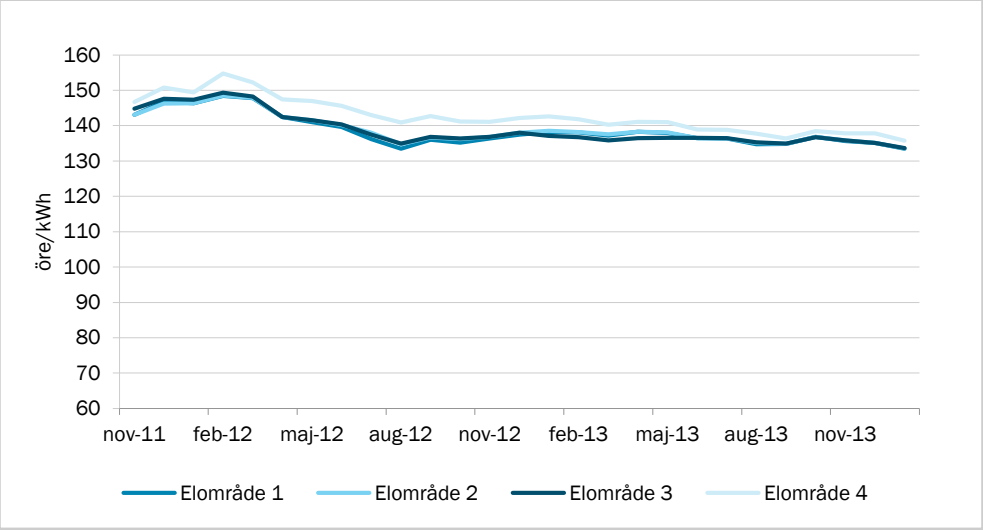
Källa: Elpriskollen.se

Figur 25. Jämförpris för avtal om rörligt pris



Källa: Elpriskollen.se

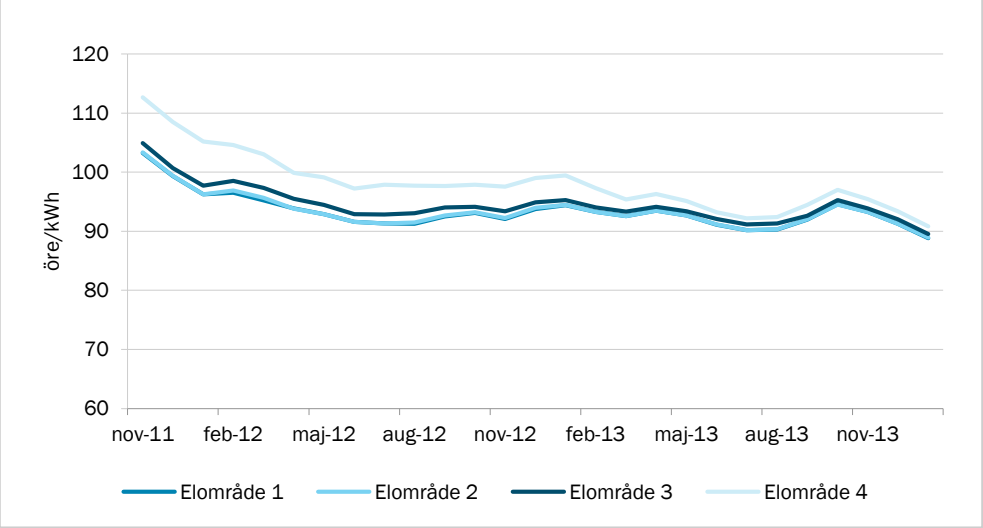
Figur 26. Jämförpris för anvisat avtal



Källa: Elpriskollen.se

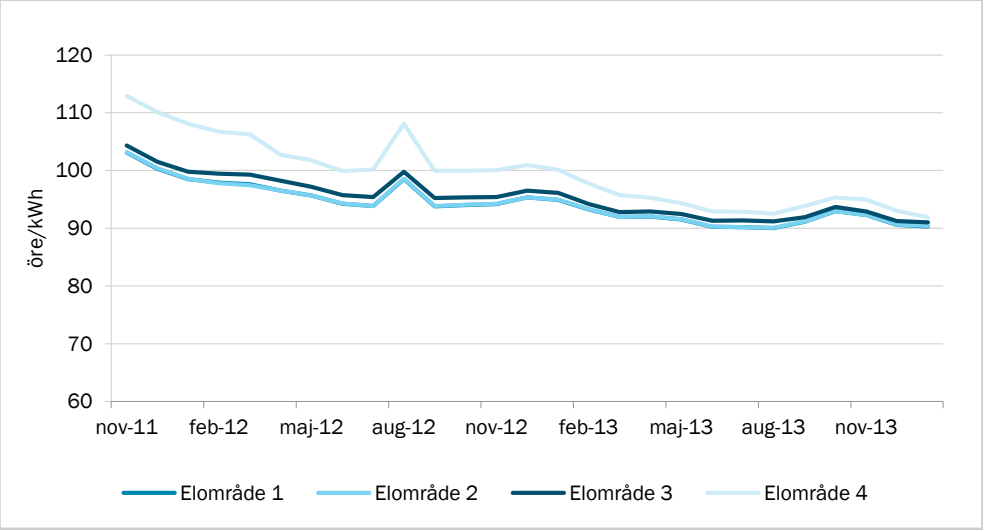
Prisutveckling på slutkundspriser för villa med årlig förbrukning på 20 000 kWh

Figur 27. Jämförpris för fastprisavtal 1 år



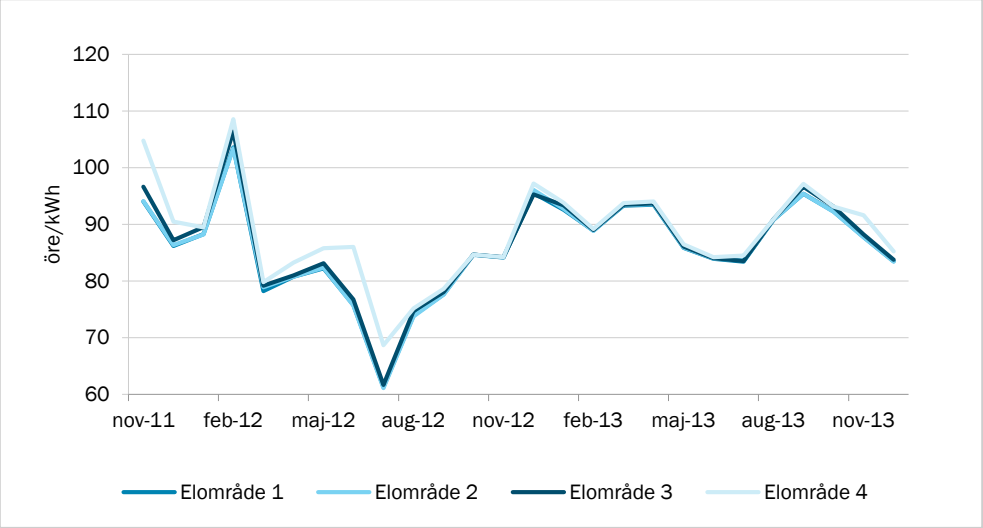
Källa: Elpriskollen.se

Figur 28. Jämförpris för fastprisavtal 3 år



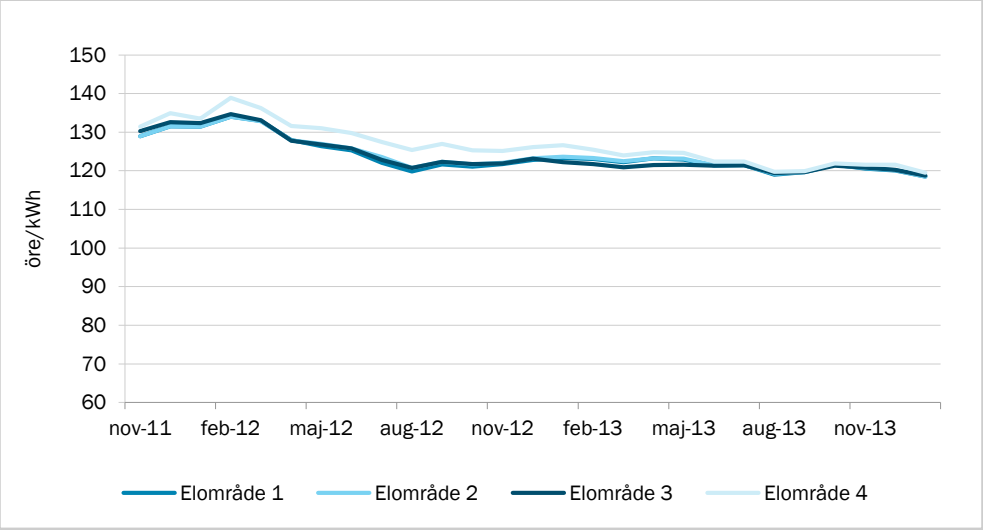
Källa: Elpriskollen.se

Figur 29. Jämförpris för avtal om rörligt pris



Källa: Elpriskollen.se

Figur 30. Jämförpris för anvisade avtal



Källa: Elpriskollen.se

För perioden november 2011 till och med december 2013 har slutkundspriserna i elområde 4 konsekvent varit högre för fastprisavtal med en bindningstid på både ett år och tre år. Under samma period har slutkundspriserna för fastprisavtal i de två nordliga elområdena 1 och 2 varit något lägre jämfört med elområde 3. Prisskillnaden mellan fastprisavtal i de olika områdena har dock minskat över tiden och är idag inte lika stor som den var de första månaderna efter elområdesreformen. En trolig förklaring till detta är att den största delen av prisskillnaderna mellan elområdena beror på den extra kostnaden elhandlarna har för att säkra mot områdesprisrisk. Riskpremien för EPAD-kontrakt var inledningsvis hög, speciellt i elområde 4, men har med tiden minskat vilket även avspeglas i slutkundspriserna.

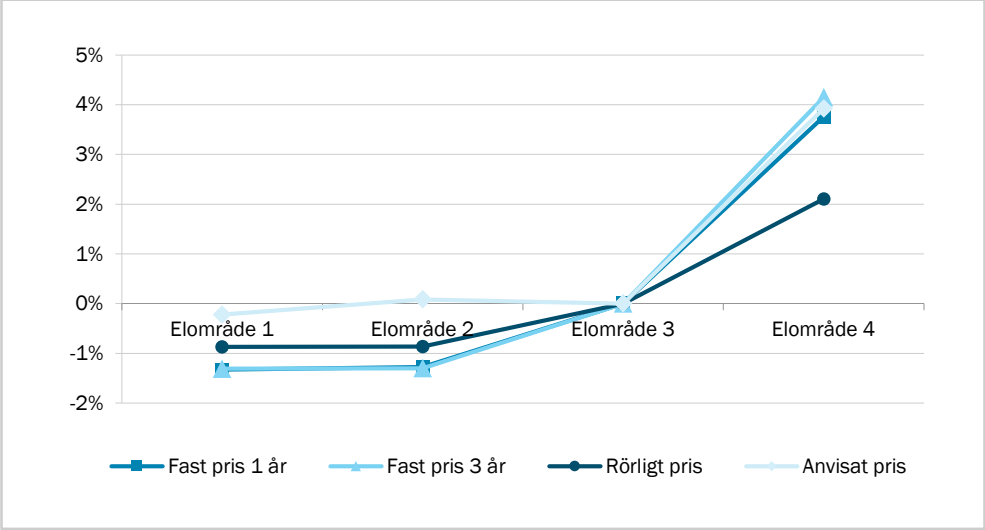
För avtal om rörligt pris är inte prisskillnaderna mellan respektive elområde lika stor som för fastprisavtal. Enskilda månader har prisskillnader uppstått mellan elområde 4 och övriga områden, till exempel under våren och försommaren 2012. Slutkundspriserna för avtal om rörligt pris är på grund av avtalskonstruktionen starkt korrelerade med spotpriset och under dessa månader steg spotpriset i elområde 4 kraftigt jämfört med elområde 1-3.

Slutkundspriserna för anvisade avtal har under samma period varit samma för elområde 1 till 3. Anvisade priser i elområde 4 är i genomsnitt cirka 4 öre dyrare per kWh.

Prisskillnader för typkunder i olika elområden

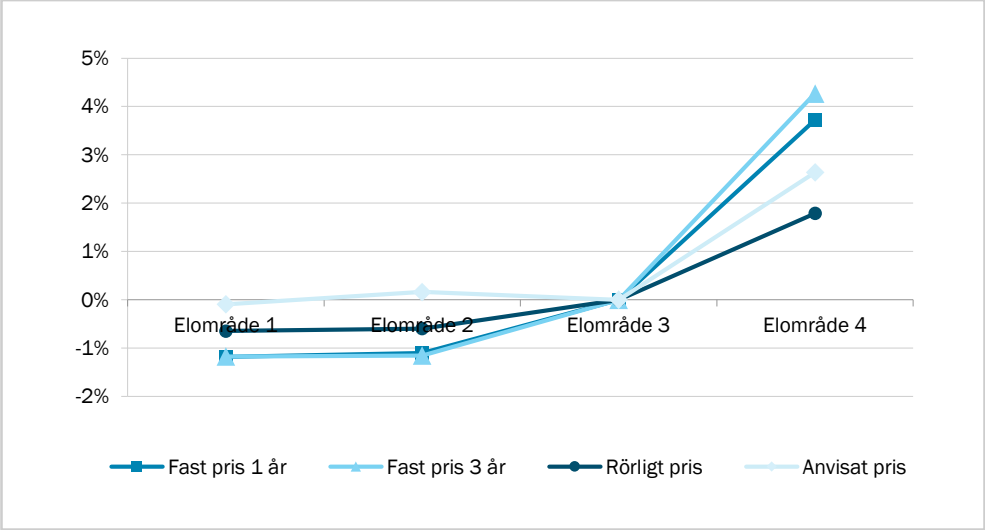
De genomsnittliga prisskillnaderna på slutkundsmarknaden sedan elområdesreformen infördes i november 2011, med elområde 3 som jämförelsepunkt, illustreras nedan i Figur 31 och Figur 32.

Figur 31. Genomsnittlig prisskillnad typkund 2 000 kWh/år perioden november 2011 - december 2013



Källa: Elpriskollen.se

Figur 32. Genomsnittlig prisskillnad typkund 20 000 kWh/år perioden november 2011 - december 2013



Källa: Elpriskollen.se

För en kund uppgår kostnadsskillnaden mellan att finnas i ett elområde jämfört med ett annat normalt sett till den genomsnittliga prisskillnaden på elbörsen. Detta eftersom kunden ofta använder mer el under dygnets dyrare timmar (vardagar dagtid) än under de billigare (nätter och helger). Därför måste man volym-/profiljustera de genomsnittliga prisskillnaderna i spotmarknaden utifrån kundens uttagsmönster för att få relevanta mått på de faktiska kostnadsskillnaderna. För att kunna jämföra fastprisavtal behöver också forwardkontrakt och skillnader i EPAD-kostnader mellan elområden tas med.

I Tabell 13 nedan har totalkostnaden för elhandel för en typkund med årlig elförbrukning på 2 000 kWh beräknats. Precis som indikeras i Figur 31 är kostnaden högst för en kund i elområde 4 medan kostnaden är lägre i de andra elområdena.

Tabell 13 Total elhandelskostnad för en typkund med förbrukning på 2000 kWh/år 2013 (SEK)

	Elområde 1	Elområde 2	Elområde 3	Elområde 4
Fast pris 1 år	2130	2130	2149	2192
Fast pris 3 år	2106	2107	2126	2173
Rörligt pris	2103	2105	2114	2137
Anvisat pris	2732	2735	2722	2788

Källa: Egna beräkningar

I Tabell 14 nedan visas totalkostnaden för elhandel för en typkund med årlig elförbrukning på 20 000 kWh. Även för denna typkund är kostnaden högre i elområde 4 än i övriga elområden.

Tabell 14 Total elhandelskostnad för en typkund med förbrukning på 20000 kWh/år 2013 (SEK)

	Elområde 1	Elområde 2	Elområde 3	Elområde 4
Fast pris 1 år	18485	18488	18640	19026
Fast pris 3 år	18352	18358	18534	18977
Rörligt pris	17853	17861	17931	18066
Anvisat pris	24308	24335	24205	24585

Källa: Egna beräkningar

I Tabell 15 nedan visas genomsnittlig skillnad i kostnad per år år 2013 för elhandel för en typkund med 2 000 kWh elförbrukning per år, typiskt en lägenhetskund vars uppvärmningskostnad ingår i hyresavtalet. Beräkningen baseras på att kunden ingått ett avtal som börjat gälla första januari 2013. Som kan ses är skillnaderna mellan elområdena små men elområde 4 har konsekvent varit något dyrare än övriga elområden.

Tabell 15. Genomsnittlig skillnad i kostnad 2013 mot elområde 3 för kunder med en förbrukning på 2 000 kWh/år

Avtalstyp	Elområde 1	Elområde 2	Elområde 3	Elområde 4
Fast pris 1 år	-19 kr	-19 kr	0 kr	43 kr
Fast pris 3 år	-20 kr	-19 kr	0 kr	47 kr
Rörligt pris	-12 kr	-9 kr	0 kr	23 kr
Anvisat pris	10 kr	13 kr	0 kr	65 kr

Källa: Egna beräkningar

I Tabell 16 görs motsvarande jämförelse som ovan i Tabell 15 men för typkund med en årlig elförbrukning på 20 000 kWh, typiskt en villaägare med eluppvärmning. Även i denna beräkning är skillnaderna små mellan elområdena men elområde 4 utmärker sig även här med genomgående högre kundkostnader.

Tabell 16. Genomsnittlig skillnad i kostnad 2013 mot elområde 3 för kunder med en förbrukning på 20 000 kWh/år

Avtalstyp	Elområde 1	Elområde 2	Elområde 3	Elområde 4
Fast pris 1 år	-156 kr	-153 kr	0 kr	386 kr
Fast pris 3 år	-181 kr	-175 kr	0 kr	443 kr
Rörligt pris	-78 kr	-70 kr	0 kr	136 kr
Anvisat pris	103 kr	130 kr	0 kr	380 kr

Källa: Egna beräkningar

7.2 Prisutveckling och kostnadsjämförelse för företagskunder

I prisstatistiken från elpriskollen finns inte statistik över avtalspriser för företagskunder. De avtal som erbjuds företagskunder av olika storlek är dock, precis som avtalen riktade till hushåll, direkt baserade på de priser som råder på den fysiska spotmarknaden respektive den finansiella elmarknaden. Det innebär i huvudsak att samma prisutveckling som vi noterat ovan vad gäller hushållskunder, också gäller för företagskunderna.

För att illustrera vilka kostnadseffekter det har fått för företagskunder att vara lokaliserade i olika elområden, har beräknats priser för olika elområdena för ett företagsavtal som innehåller en lika stor fast som rörlig del i prissättningen. 50 procent av volymen fastställs således till det dagliga spotpriset och de resterande 50 procenten antas ha prissäkrats i lika stora delar under varje månad år 2012 för ett kontrakt med löptid under kalenderåret 2013. Den fasta delen bygger på framtida systempriser och EPAD-kontrakt med en avtalslängd på 12 månader framåt och den rörliga delen på Svenska kraftnäts schablonavräkningspriser för respektive elområde.

Tabell 17 Totalkostnad för ett skattat företagsavtal under 2013 (SEK)

kWh	GWh	Elområde 1	Elområde 2	Elområde 3	Elområde 4
500000	0,5	168593	168743	175161	184352
4000000	4	1348740	1349940	1401288	1474813
30000000	30	10115551	10124550	10509661	11061094

Källa: Egen bearbetning

I Tabell 17 kan ses att kostnaden för el för ett företag är ungefär lika i elområde 1 och elområde 2 medan det är dyrare i de sydligare elområdena. Dyrast är det med el för ett företag i elområde 4.

Tabell 18. Genomsnittlig skillnad i kostnad(SEK) mot elområde 2013 för olika företag

GWh	SE1	SE2	SE3	SE4
0,5	-6 568 kr	-6 419 kr	0 kr	9 191 kr
4	-52 548 kr	-51 348 kr	0 kr	73 524 kr
30	-394 109 kr	-385 110 kr	0 kr	551 433 kr

Källa: Egna beräkningar

Utifrån Tabell 18 kan ses att för 2013 hade företag i elområde 4 högre kostnad för el jämfört med företag i elområde 3. Företag i elområde 1 och elområde 2 hade å andra sidan lägre kostnader för el än företag i elområde 3.

7.3 Marknadsutvecklingen på slutkundsmarknaden

Inför införandet av elområden diskuterades om antalet elhandlare i de olika områdena skulle komma att påverkas av uppdelningen och om en eventuell minskning av antalet elhandlare skulle påverka konkurrensen och slutkundens möjlighet att agera aktivt på elmarknaden.

Antal elhandelsbolag på den svenska slutkundsmarknaden

Elpriskollen.se drivs av Energimarknadsinspektionen och redovisar prisstatistik samt möjliggör jämförelser mellan olika elhandelsbolag och deras aktuella erbjudanden. Totalt finns det enligt Elpriskollen.se nästan 2000 olika elavtal registrerade på den svenska elmarknaden varav cirka 1200 är så kallade miljöavtal[31]. Elhandelsbolagen är skyldiga enligt Energimarknadsinspektionens föreskrift EIFS 2013:7 att rapportera in aktuella priser och avtal till Elpriskollen.se samma dag som de genomför en pris- eller avtalsförändring. När man studerar utvecklingen över tid, kan man dock konstatera att en del av variationerna i antal elhandlare och antal elavtal per elområde kan förklaras av bristfällig inrapportering från elhandelsföretagen.

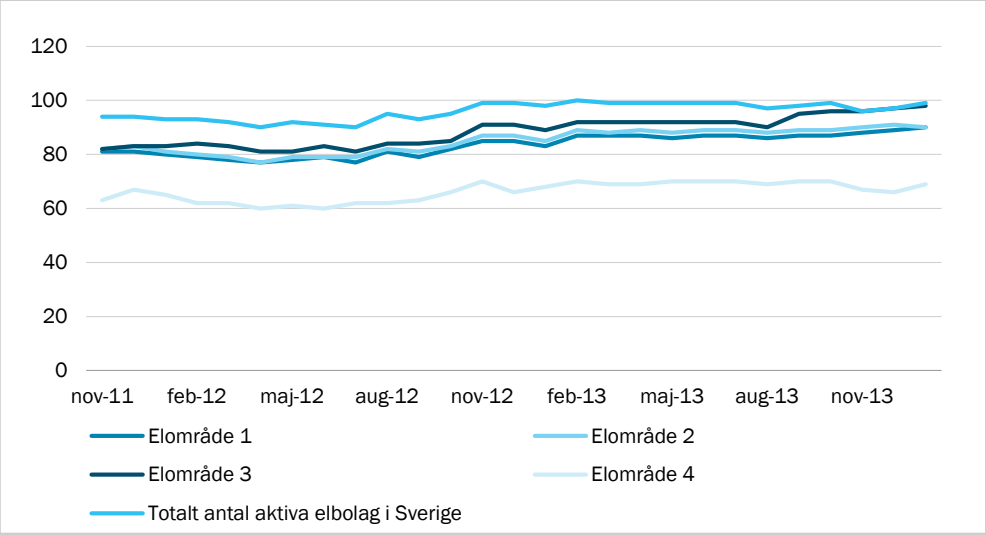
Enligt statistik från Elpriskollen.se fanns det innan elområdesreformen cirka 120 elhandlare i Sverige som var aktiva på slutkundsmarknaden. År 2013, alltså drygt två år efter elområdesreformen, är antalet elhandlare fortfarande cirka 120[32]. Av dessa var ungefär 15 elhandlare enbart verksamma i ett geografiskt begränsat område, företrädesvis koncernens egna elnät – i de fall det finns ett nätägande bolag i samma koncern som elhandelsföretaget. Det totala antalet elhandlare som ställer ut avtal på den svenska slutkundsmarknaden har alltså inte minskat sedan elområdesreformen.

Det totala antalet elhandelsbolag ger dock inte hela bilden av hur många företag den enskilda kunden faktiskt kan välja mellan eftersom många små lokala och kommunala elhandlare endast väljer att agera i det egna närområdet. Däremot tydliggör indelningen i elområden hur aktörerna väljer att agera geografiskt. Figur 33 visar hur många elhandlare som rapporterat in något av standardavtalen i kategorierna ettåriga fastprisavtal, treåriga fastprisavtal, anvisade avtal eller rörligt avtal, i respektive elområde till Elpriskollen.se.

[31] Uppgifterna om antal avtal och miljöavtal avser december 2013.

[32] Antal elhandlare definieras som antal elhandlare som någon gång under månaden rapporterat in ett elhandelsavtal till Elpriskollen.se i något av de fyra elområdena, även geografiskt avgränsade bolag.

Figur 33. Antal elhandlare per elområde[33]



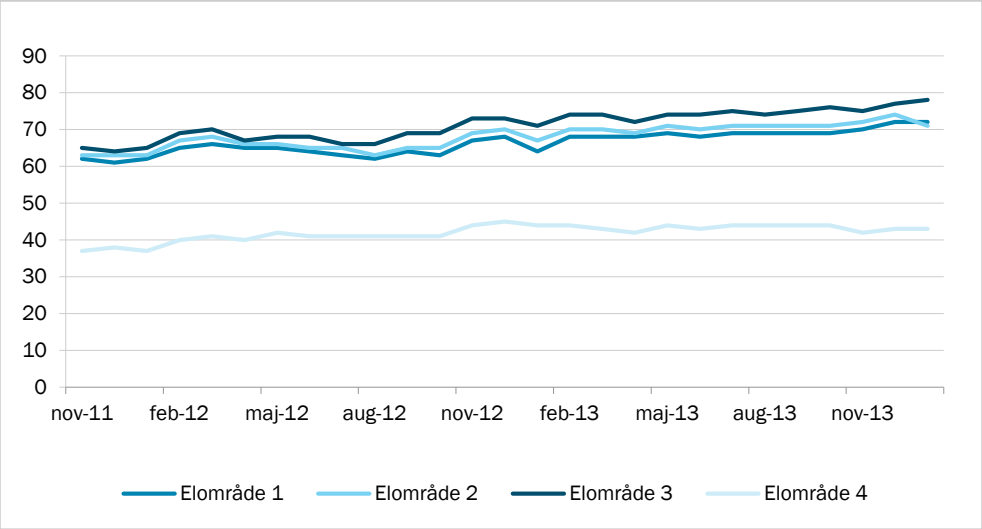
Källa: Elpriskollen.se

Flest elhandelsbolag ställer ut avtal i elområde 1, 2 och 3. Det minsta antalet elhandlare ställer ut elavtal i elområde 4. I genomsnitt har 82 elhandlare i elområde 1, 84 elhandlare i elområde 2, 87 elhandlare i elområde 3 och 65 elhandlare i elområde 4 ställt ut avtal i respektive elområde sedan elområdesreformen.

Antal elavtal per avtalstyp och elområde

Figur 34 visar antalet elhandlare som erbjuder ettåriga fastprisavtal i de olika elområdena.

Figur 34. Antal elhandlare som ställer ut fastprisavtal 1 år

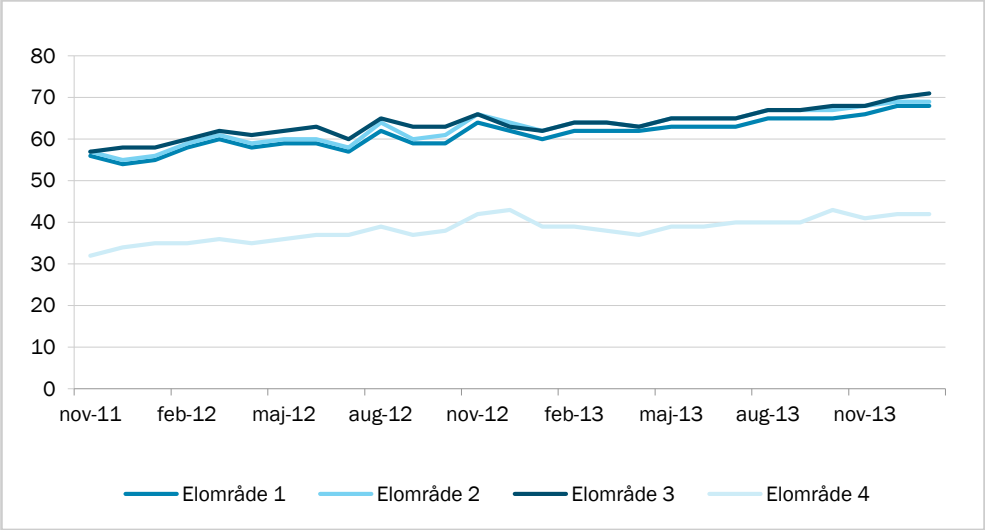


Källa: Elpriskollen.se

[33]Figuren visar antal elhandlare som erbjuder avtal till kunder med en förbrukning på antingen 2000 eller 20000 kWh per år. Dock inte geografiskt avgränsade elhandlare.

Figur 35 visar antalet elhandlare som erbjuder treåriga fastprisavtal i de olika elområdena.

Figur 35. Antal elhandlare som ställer ut fastprisavtal 3 år

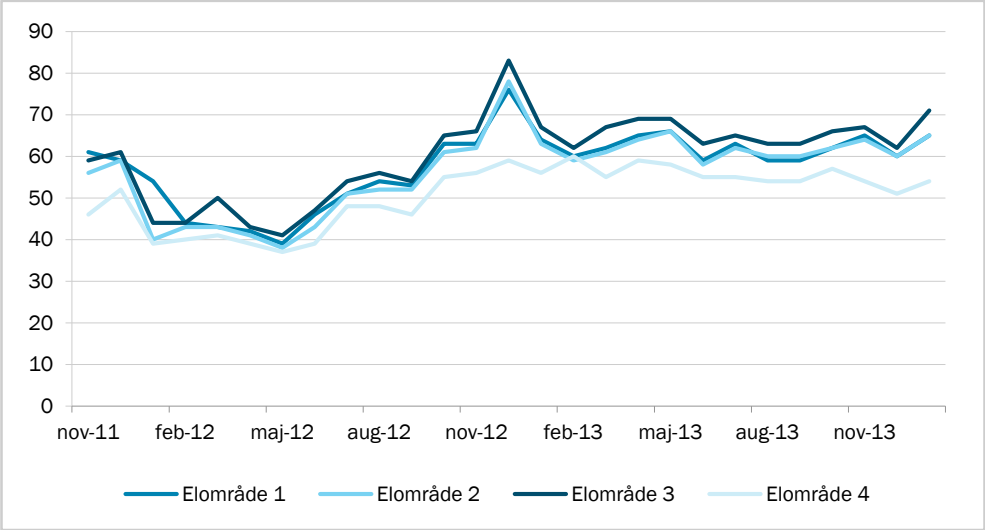


Källa: Elpriskollen.se

Sedan elområdesreformen har färre elhandlare valt att ställa ut fasta avtal i område 4 än i övriga elområden. I medeltal har antalet bolag som ställer ut fasta avtal i område 4 med en bindningstid på ett eller tre år varit mellan 30-40 sedan november 2011. I övriga elområden har cirka 60-70 bolag ställt ut ettåriga eller treåriga fastprisavtal under samma tidsperiod. Som Figur 34 och Figur 35 visar har antalet företag som erbjuder fasta ettåriga och treåriga avtal inte förändrats drastiskt sedan elområdesreformen. Antalet bolag som erbjuder de olika avtalsformerna är dessutom relativt konstant i de olika elområdena.

Figur 36 visar antalet företag som erbjuder avtal om rörligt pris i respektive område.

Figur 36. Antal elhandlare som ställer ut avtal om rörligt pris



Källa: Elpriskollen.se

Antal bolag som ställer ut rörliga avtalstyper är relativt jämnt fördelat mellan de olika elområdena. Den stora skillnaden mellan antalet elhandlare som erbjuder avtal i elområde 4 och övriga elområden är inte lika tydlig i Figur 36 som i Figur 34 och Figur 35 som visade fasta avtal. En del av variationen i antal rörliga avtal kommer från att Elpriskollen.se blivit mer aktiv i att rensa ut gamla prisuppgifter[34]. I Figur 36 syns också hur antalet elhandlare med rörliga avtal minskat kraftigt i samband med att de nya rutinerna infördes för att sedan återhämta sig. På grund av detta bör Figur 36 tolkas med viss försiktighet.

Enligt Figur 34 till Figur 36 är flest elhandlare aktiva i elområde 3. Genomgående är dock antalet elhandlare i de olika elområdena lägre än det totala antalet elhandlare i Sverige. Det finns flera orsaker till detta som kommer att diskuteras nedan.

En anledning till att färre aktörer är aktiva i elområde 4 än övriga områden är att det är mer riskfyllt att ställa ut fasta avtal i elområde 4 än i övriga områden. För en aktör i elområde 3 medför det ingen stor merkostnad på grund av ökad risk att ställa ut avtal i elområde 1 och 2, även om kundunderlaget i dessa områden är relativt litet. Däremot öppnar sig en större potentiell risk när en elhandlare väljer att ställa ut fastprisavtal i elområde 4 om elhandlaren inte säkrar hela prisbilden, dvs även områdesprisrisken, finansiellt. Detta eftersom elområde 4 har en annan risksituation jämfört med övriga elområden. Prisskillnader mellan systempriset och de olika elområdena samt kostnader för att skydda sig mot risk, så kallad områdesprissäkring, kommer analyseras vidare i kapitel 8.

På grund av den annorlunda risksituationen i elområde 4 införde flera elhandelsföretag så kallade prisjusteringsklausuler i samband med införandet av elområdesreformen som innebar att de fick möjlighet att justera upp priserna om priserna på grossistmarknaden steg kraftigt. Prisjusteringsklausuler används främst på fasta avtal eftersom risken för kraftiga prisstegringar delvis delas med kunden i rörliga avtalsformer. Elpriskollen.se har valt att inte redovisa avtal med så kallade prisjusteringsklausuler varför antalet fasta avtal och elhandlare verksamma i elområde 4 kan underskattas. Ei bedömer att prisjusteringsklausuler var vanligare i samband med övergången till elområden och att antalet avtal med så kallade prisjusteringsklausuler har minskat i takt med att möjligheten att prissäkra de fasta avtalen har förbättrats och att elhandlarnas kunskap och erfarenhet från systemet med elområden har ökat. I Figur 34 och Figur 35 syns också en svagt positiv trend i antalet elhandlare som ställer ut fasta avtal.

En annan anledning till att antalet elhandlare och antalet utställda avtal skiljer sig mellan elområdena är att många företag i elområde 3 och 4 rapporterar in samma pris för elområde 1, 2 och 3 utan att ta hänsyn till den något lägre prisbilden i elområde 1 och 2. Detta leder till att antalet elhandlare i elområde 1 och 2 överskattas eftersom dessa företag inte erbjuder ett i alla stycken konkurrenskraftigt pris och därmed inte kan sägas konkurrera aktivt på dessa marknader.

[34] I februari 2012 införde Elpriskollen.se ett nytt inrapporteringssystem. De elhandlare som inte rapporterar in korrekt data i tid tas bort från databasen till dess att data inkommit eller en genomgång gjorts av Energimarknadsinspektionen. Detta innebär att antalet företag som erbjuder rörliga avtal underskattas.

7.3.1 Aktörerna på den svenska slutkundsmarknaden

Det finns ingen offentlig statistik över hur stora marknadsandelar de olika elhandelsföretagen på slutkundsmarknaden har. På grund av detta är det inte möjligt att undersöka marknadskoncentrationer på slutkundsmarknaden på samma sätt som på grossistmarknaden.

Ei har tidigare (EI R2012:6) uttalat att det finns tillräckligt många elhandelsbolag på den svenska slutkundsmarknaden för att upprätthålla en god konkurrens. I elområde 4, det elområde där det minsta antalet företag ställer ut fasta avtal, har det varje månad sedan elområdesreformen funnits minst trettio ett-åriga eller tre-åriga fastprisavtal att välja mellan.

Antalet elhandelsföretag är dock ingen heltäckande värdemätare för konkurrensen på den svenska slutkundsmarknaden. Aktörerna är en heterogen samling med skiftande förutsättningar. Det är därför också av stor vikt att titta på vilken typ av elhandlare som är aktiva i de olika elområdena. Många av aktörerna är små och/eller kommunala som främst fokuserar på marknaden i det egna närområdet och inte hela elområdet som de verkar i. Många av dessa bolag var dock redan innan elområdesreformen främst aktiva i det egna närområdet.

Flera så kallade lokala elhandelsföretag har ett relativt litet antal kunder som i hög grad är koncentrerade till koncernens egna elnät. Ei bedömer att flera av dessa mindre aktörer lokalt har en mycket stor marknadsandel.

7.3.2 Intervjuer med aktörer

Energimarknadsinspektionen har som en del i uppföljningen av elområdesreformen genomfört ett antal intervjuer med elhandelsföretag. Totalt har sex elhandelsbolag av varierande storlek, geografisk hemvist och närvaro på den nationella marknaden hörts om sin syn på elområdesreformen.

Lanseringen av elområdesreformen innebar för samtliga intervjuade företag kostnader för att anpassa system samt att informera sina kunder om konsekvenserna av införandet av elområden. Idag menar de flesta av bolagen som Ei träffat att kostnaderna för att hantera fyra olika elområden är relativt låg. Detta gäller dock inte kostnaderna för områdesprissäkring som diskuteras längre fram.

Flera av aktörerna menar att lanseringen av elområden kom väldigt olägligt med kalla vintrar och hög efterfrågan på el vilket gjorde prisskillnaderna mellan områdena stora. Den senaste tiden har prisskillnaderna varit mindre, vilket har gjort att frågan inte längre är lika stor som den var kort efter elområdesreformens införande.

"Priserna i elområde 4 har räddats av att det varit låga priser i Tyskland. Hade priserna i Tyskland varit höga hade elområdesproblematiken varit mycket större."

God konkurrens både före och efter reformen

Samtliga elhandlare som Ei har intervjuat anser att konkurrensen på slutkundsmarknaden är god, både generellt på det nationella planet och i samtliga fyra elområden. Den generella konkurrenssituationen har inte påverkats nämnvärt av elområdesreformen.

"Innan reformen fanns det farhågor om ökande kostnader och vad reformen skulle innebära för tillgången till fastprisavtal i några av områdena. Nu, med facit i hand, har de flesta valt att ställa ut alla avtalsformer i alla elområden."

Flera av elhandlarna som Ei träffat säger dock att ett flertal av de mindre aktörerna endast har valt att ställa ut avtal i det egna hemområdet och profilerar sig i högre grad som ett lokalt alternativ. De aktörer som redan innan reformen konkurrerade nationellt har även efter elområdesreformen fortsatt varit aktiva i samtliga elområden.

Några av elhandlarna nämnde andra faktorer som de menar påverkar konkurrensen i betydligt högre utsträckning än elområdesreformen, till exempel prisjämförelsesajter där man kan jämföra elhandelsavtal. De senaste åren har också mer nischade elhandelsföretag kommit in på den svenska slutkundsmarknaden, vilket ökat konkurrensen.

En åsikt som fördes fram om framtidens konkurrens var att de stora aktörerna från grannländerna kommer etablera sig på den svenska marknaden till följd av genomförandet av nordisk slutkundsmarknad. Konkurrensen kommer i och med detta att öka, men det blir en annan sorts konkurrens från andra sorters bolag jämfört med idag.

Låg likviditet på EPAD-kontrakt

Samtliga elhandelsbolag som Ei talat med använder EPAD-kontrakt för att prissäkra sig mot elområdenas prisavvikelser från systempriset. Några företag nämnde att priset på EPAD-kontrakt inledningsvis var väldigt högt men att de fallit i takt med att marknaden mognat. Dessa anser att riskpremien med tiden har sjunkit och att priserna på EPAD-kontrakten därmed har närmat sig de faktiska kostnaderna för att själv ta prisområdesrisken i respektive elområde. Ett företag ansåg att kontraktstiden för EPAD-kontrakten inledningsvis var för kort för att skapa en bra forwardkurva och är kritiska till att elområdesreformen genomfördes innan det fanns möjlighet till ordentlig prissäkring.

De flesta elhandelsföretagen anser att det i dagsläget finns tillräckliga verktyg för att prissäkra sig mot det nordiska systempriset. Däremot påpekade samtliga elhandlare att likviditeten på EPAD-kontrakt är problematisk:

"Problemet är i huvudsak likviditeten på EPAD-kontrakt, framförallt i elområde 4. I elområde 1 och 2 är likviditeten dålig men riskerna är små. Likviditeten är dålig även i elområde 4, men där är riskerna större."

Den låga likviditeten förvärras enligt flera elhandlare av att marginalerna på slutkundsmarknaden är låga vilket gör att samtliga fastprisavtal också måste prissäkras i inköpsledet. Det har heller inte tillkommit fler aktörer som handlar kontinuerligt i EPAD-kontrakten. Vissa aktörer kommer in tillfälligt och kan göra någon enstaka affär när det råder uppenbar felprissättning. Detta påverkar dock inte likviditeten nämnvärt.

"Liten likviditet i elområde 4 leder till att vissa aktörer inte hedgar sig efter som det är så svårt att köpa till ett rimligt pris."

7.4 Utveckling av elhandelsmarginaler på slutkundsmarknaden

Till denna rapport har Energimarknadsinspektionen beräknat elhandlarnas genomsnittliga marginaler för de fyra vanligaste avtalsformerna sedan 2010, dvs ett drygt år innan elområdesreformen genomfördes. Elhandelsmarginalen har definierats som skillnaden mellan elhandelsföretagets försäljningspris och kostnaden för att köpa in el. Den kvarvarande elhandelsmarginalen ska täcka elhandelsföretagens kostnader för bland annat administration, marknadsföring och kundtjänst. I elhandelsmarginalen ingår också den vinst som elhandelsverksamheten genererar.

I detta kapitel redovisas de genomsnittliga marginalerna för avtal om rörligt pris[35], anvisade avtal (ofta även kallade ”tillsvidarepris”) och fastprisavtal med en bindningstid på tre år respektive ett år. Anvisade avtal definieras här som ett fastprisavtal med en bindningstid på sex månader. Detta innebär att vid beräkningen av marginalen, jämförs försäljningspriset med inköpspriset på ett avtal om fast pris med en bindningstid på sex månader.

Elhandlarnas marginaler på fastprisavtalen är beräknade från jämförpriser hämtade från Elpriskollen. Från jämförpriset har Ei dragit av beräknade kostnader för köp av terminskontrakt på el (systempris + relevant EPAD-kontrakt), skatt, elcertifikat, månadsprofil, dygnsprofil, timprofil, effektreservavgift, balanskraftavgift, Svenska kraftnäts grundavgift, finansieringskostnad, handelsavgift samt volymrisk.

För att uppskatta marginalerna på avtal om rörligt pris har jämförpriser från Elpriskollen subtraherats med Svenska kraftnäts schablonavräkningspris för spotpriset i relevant elområde, elskatt, elcertifikat, effektreservavgift, balanskraftsavgift, grundavgift samt finansieringskostnad.

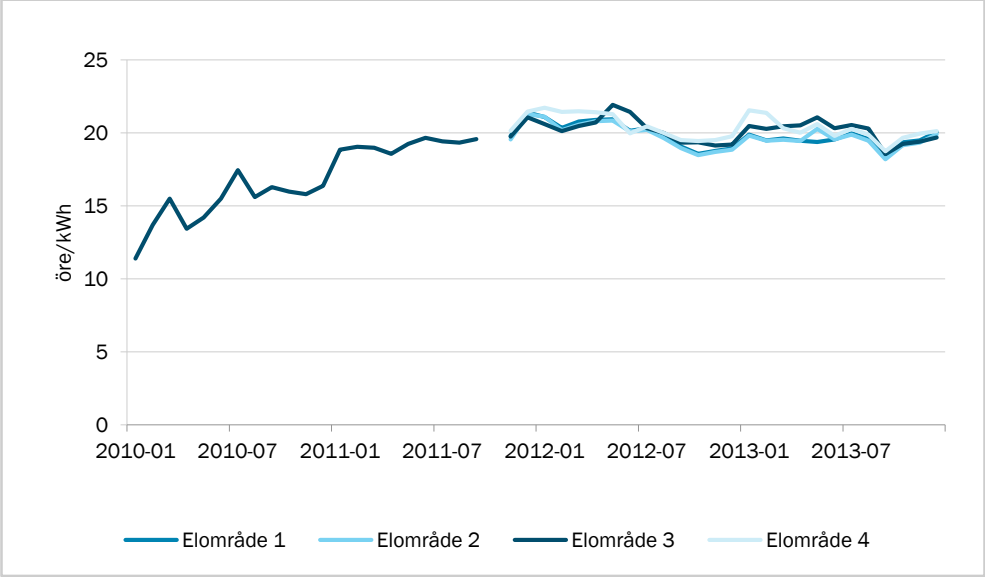
Ytterligare detaljer om hur marginalerna har beräknats återfinns i Bilaga 1.

7.4.1 Genomsnittliga marginaler för en typkund med årlig förbrukning på 2 000 kWh

De genomsnittliga marginalerna på fastprisavtal med en bindningstid på tre år har ökat sedan elområdesreformen. Den genomsnittliga marginalen var innan elområdesreformen 17 öre/kWh. För tiden efter reformen beräknas den genomsnittliga marginalen till 20 öre/kWh. Som framgår av Figur 37 nedan, ligger marginalen efter elområdesreformen dock i nivå med där den låg strax innan reformen.

[35] Endast avtal om rörligt pris utan bindningstid, så kallade löpande avtal.

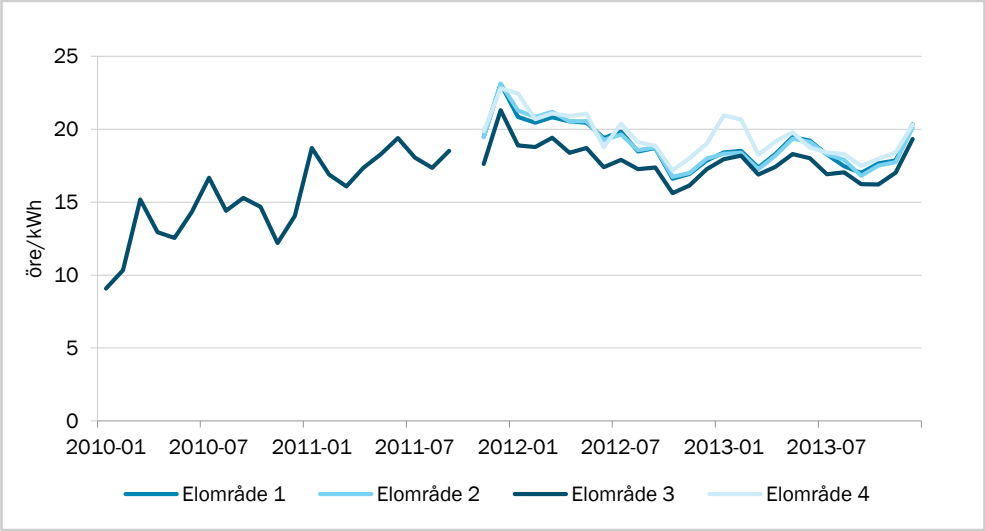
Figur 37. Elhandelsmarginaler för fastprisavtal 3 år



Källa: Elpriskollen, NasdaqOMX, MarketMath samt egna beräkningar

Även de genomsnittliga marginalerna på fastprisavtal med en bindningstid på ett år har ökat sedan elområdesreformen. De genomsnittliga marginalerna var innan elområdesreformen 15 öre/kWh och efter 19 öre/kWh. Även i detta fall har ingen större förändring skett sedan månaderna omedelbart före reformen.

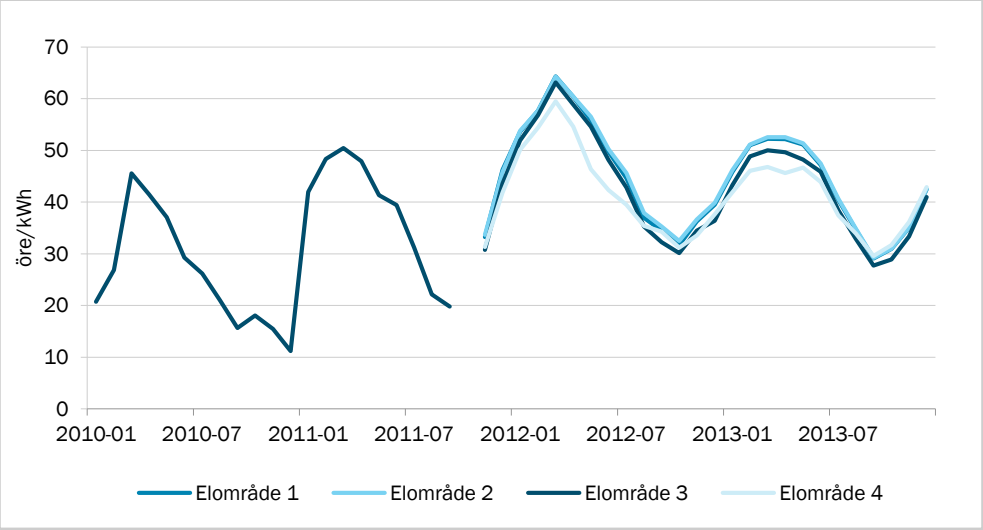
Figur 38. Elhandelsmarginaler för fastprisavtal 1 år



Källa: Elpriskollen, NasdaqOMX, MarketMath samt egna beräkningar

Beräkningarna av marginaler för anvisade avtal uppvisar mycket stora svängningar över tid. Detta tyder på att det förenklade antagande vi gjort att denna sorts avtal generellt prissätts enligt samma principer som ett sex månader långt fastprisavtal, är en grov förenkling.

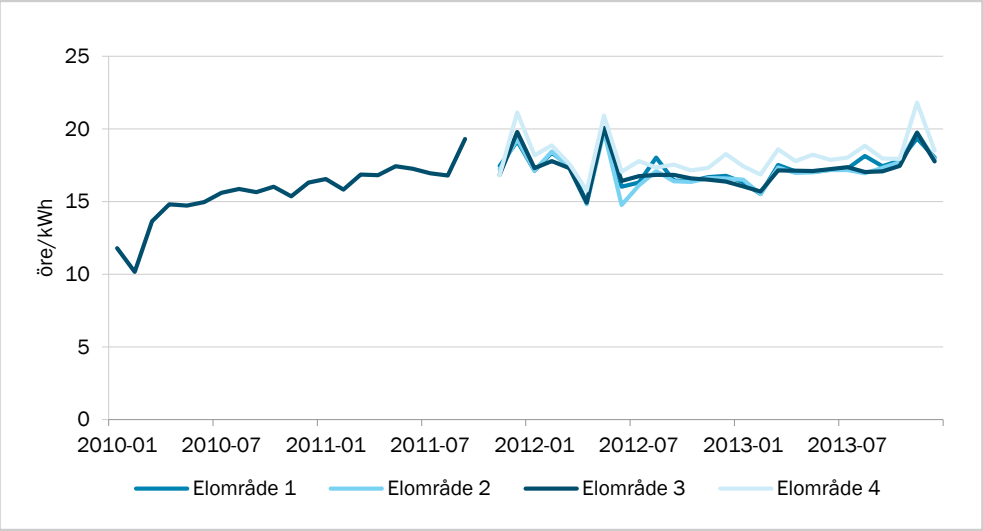
Figur 39. Elhandelsmarginaler för anvisat prisavtal



Källa: Elpriskollen, NasdaqOMX, MarketMath samt egna beräkningar

De genomsnittliga marginalerna på avtal om rörligt pris återfinns i Figur 40 och har ökat marginellt sedan elområdesreformen. De genomsnittliga marginalerna var innan elområdesreformen 16 öre/kWh och efter reformen 17 öre/kWh. Jämfört med situationen under 2011, dvs det sista året innan reformen, är förändringarna mycket små.

Figur 40. Elhandelsmarginaler för avtal om rörligt pris

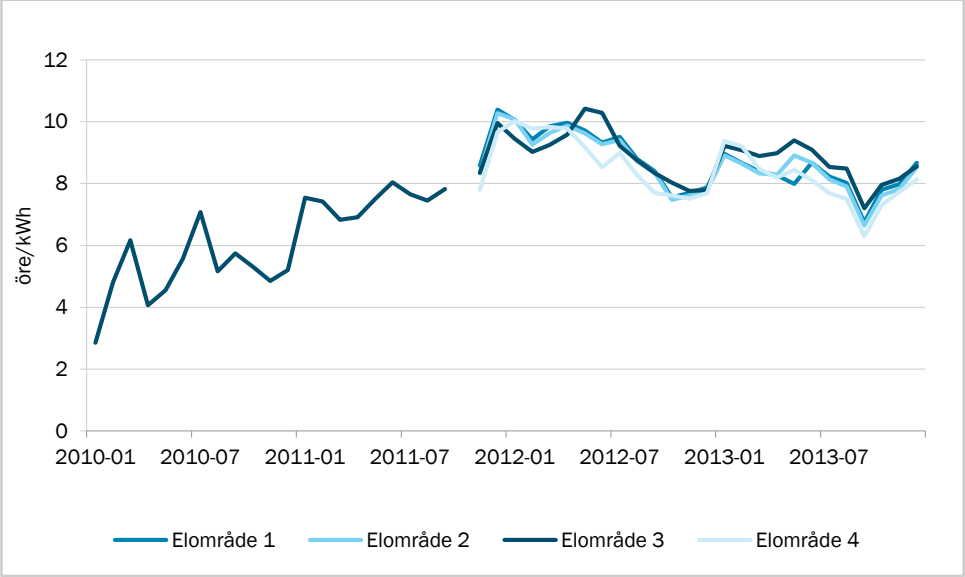


Källa: Elpriskollen, Nord Pool Spot, MarketMath samt egna beräkningar

7.4.2 Genomsnittliga marginaler för en typkund med årlig förbrukning på 20 000 kWh

De genomsnittliga marginalerna på fastprisavtal med en bindningstid på tre år visas i Figur 41 och har ökat sedan elområdesreformen. Den genomsnittliga marginalen var innan elområdesreformen 6 öre/kWh och efter 9 öre/kWh. Det går att skönja en tendens till att marginalerna generellt var något högre inför och direkt efter elområdesreformen och att de därefter har fallit tillbaka.

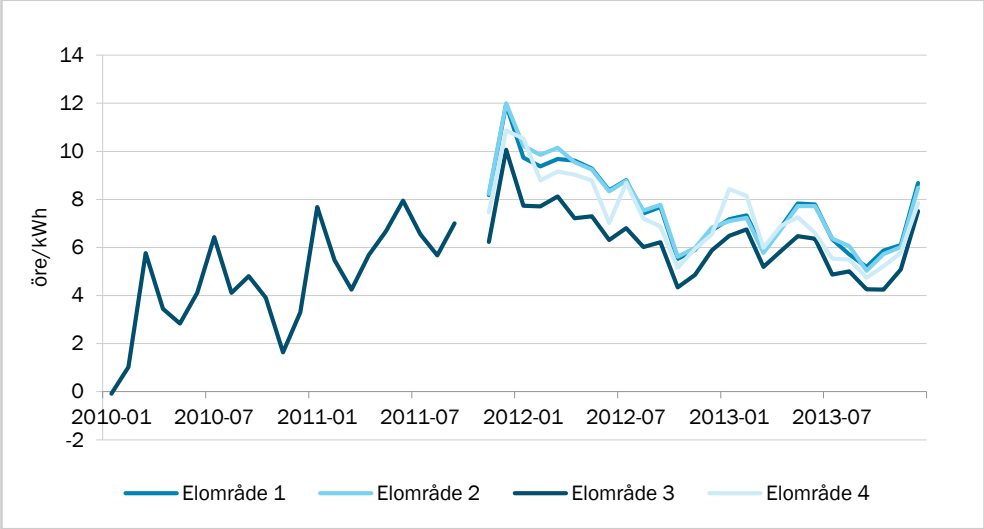
Figur 41. Elhandelsmarginaler för fastprisavtal 3 år



Källa: Elpriskollen, NasdaqOMX, MarketMath samt egna beräkningar

De genomsnittliga marginalerna på fastprisavtal med en bindningstid på ett år visas i Figur 42 och har även de ökat sedan elområdesreformen. De genomsnittliga marginalerna var innan elområdesreformen 5 öre/kWh och efter reformen 7 öre/kWh. Även för denna typ av avtal ser marginalerna ut att ha pressats tillbaka något efter reformen.

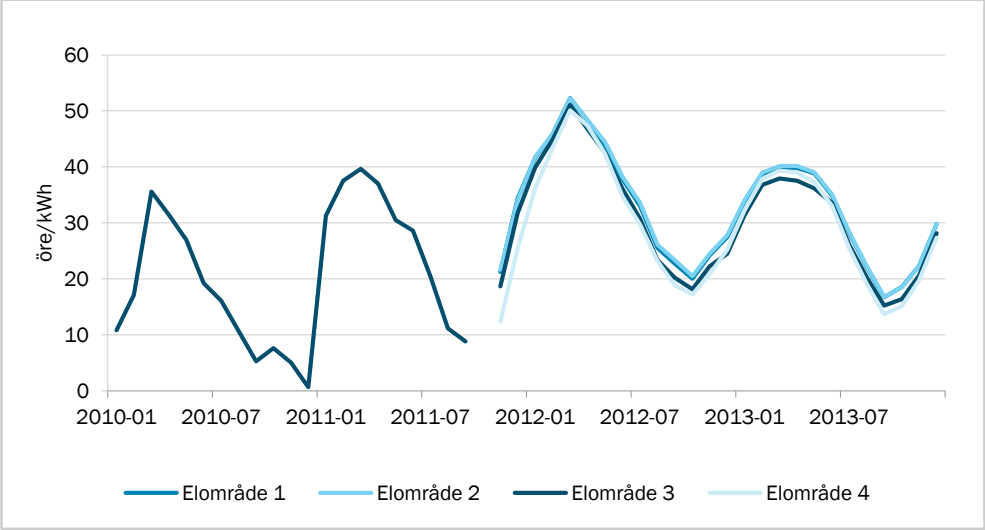
Figur 42. Elhandelsmarginaler för fastprisavtal 1 år



Källa: Elpriskollen, NasdaqOMX, MarketMath samt egna beräkningar

Även för denna kundkategori, dvs något större förbrukare, varierar de beräknade marginalerna kraftigt för anvisade avtal. I Figur 43 ser vi att samma typ av cykliska mönster som uppvisades för motsvarande kontrakt för förbrukare med förbrukning om 2 000 kWh per år går att utläsa. Beräkningen visar även en tendens till att marginalerna i denna avtalstyp i allmänhet ligger högre efter reformen än innan densamma.

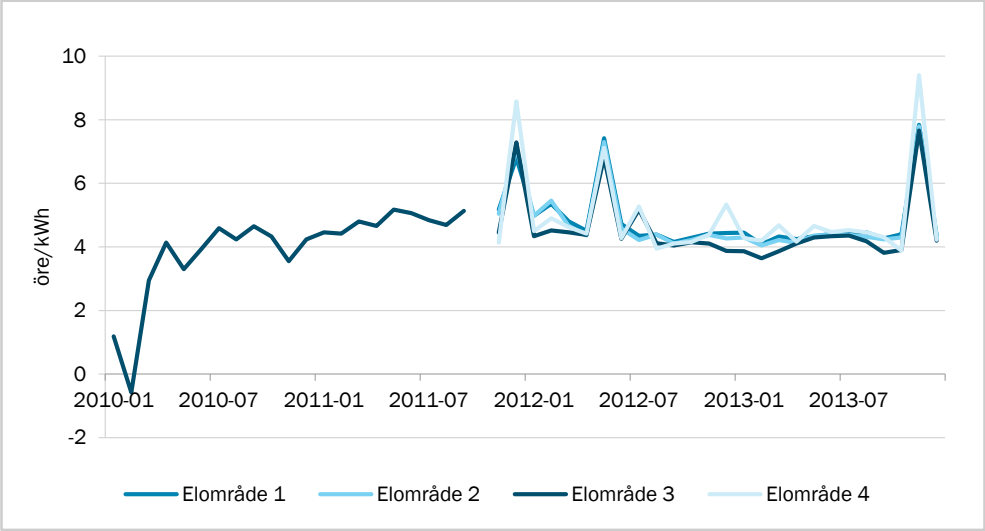
Figur 43. Elhandelsmarginaler för anvisade prisavtal



Källa: Elpriskollen, NasdaqOMX, MarketMath samt egna beräkningar

De genomsnittliga marginalerna på avtal om rörligt pris visas i Figur 44 och de har ökat marginellt sedan elområdesreformens införande. De genomsnittliga marginalerna var innan elområdesreformen 4 öre/kWh och efter reformen 5 öre/kWh. Precis som i flera av de andra avtalen ser vi en tendens till stabilisering och minskning av marginalerna från slutet av 2012 och framåt, även om vi ser en topp i slutet av 2013.

Figur 44. Elhandelsmarginaler för avtal om rörligt pris



Källa: Elpriskollen, Nord Pool Spot, MarketMath samt egna beräkningar

7.4.3 Små skillnader i elhandlarnas marginaler mellan de olika elområdena

Ei kan utifrån Figur 37 till Figur 44 konstatera att det inte föreligger några tydliga skillnader i elhandlarnas genomsnittliga marginaler mellan de olika elområdena för de olika kontrakten som analyserats. Det är också svårt att dra generella slutsatser att marginalerna generellt har ökat sedan elområdesreformen genomfördes. Detta framförallt på grund av att jämförelseperioden, 2010 fram till elområdesindelningen av Sverige, är relativt kort och kan innehålla delar av anpassning mot vad marknaden trodde att reformen skulle innebära. Det som går att se, utifrån den beräkningsmodell som använts, är att marginalerna ökade något under tiden från 2010 års början och fram till reformens genomförande, men att de efter en period med elområden, i flera av analyserade avtalstyper, har stabiliserats och även i någon mån pressats. Ett undantag till detta är anvisade avtal, där nivån idag ligger väsentligt högre än både 2010 och 2011.

8 Den finansiella elmarknaden och områdesprissäkring

8.1 Den nordiska modellen och förändrade förutsättningar

Med införandet av elområden i Sverige, skapades nya förutsättningar även på den finansiella marknaden. Framför allt gäller det handeln med kontrakt för områdesprissäkring. Tidigare, då Sverige var ett sammanhängande el- och budområde, uppstod inte prisdifferenser inom landet. De fysiska flaskhalsarna fanns där, men genom att Svenska kraftnät flyttade begränsningar till gränsen och hanterade kvarvarande flaskhalsar genom motköp blev dessa inte synliga i spotmarknaden.

Att Sverige var ett sammanhängande prisområde i spotmarknaden, gjorde också att alla aktörer med en exponering mot det svenska spotpriset (STO) kunde handla i samma finansiella kontrakt för att säkra sig mot prisområdesrisken. Detta gjordes i EPAD-kontrakten (dåvarande CfD) som kallades SYSSTO.

Inom prisområde Sverige (STO) fanns gott om både köpare och säljare av EPAD-kontrakt. Samtliga svenska producenter av baskraft, såsom storskalig vattenkraft och kärnkraft, fanns på utbudssidan. På köparsidan fanns de klassiska elintensiva industrierna, men också andra aktiva slutkunder samt elhandelsföretag som önskade prissäkra sin försäljning av fastprisavtal till slutkunder.

I den nordiska marknaden kan man som aktör prissäkra sin exponering mot spotpriserna i två led. Den större delen av priset säkras genom köp eller sälj av terminskontrakt med avräkning mot systempriset. Därutöver köper eller säljer man ett EPAD-kontrakt som säkrar prisdifferensen i spotmarknaden mellan ett elområdes specifika pris och systempriset.

EPAD-kontrakten har aldrig uppvisat en likviditet eller omsättningshastighet som motsvarar den som funnits i systempriskontrakten[36], men betydande volymer omsattes ändå i STO-kontrakten och det var sällan några problem för den som önskade att köpa eller sälja i kontrakten att finna en motpart.

Med uppdelningen av Sverige i fyra elområden minskade antalet aktörer som befinner sig inom samma elområde. Med färre antal aktörer minskar även den handlade volymen el i varje enskilt elområde. Enkelt uttryckt skulle man kunna säga att elområdesindelningen delade den totala likviditeten och handelsintresset i fyra delar. Dock är det viktigt att notera att de fyra delarna inte i alla avseenden är lika stora och att balansen mellan produktion och konsumtion inte heller är lika mellan elområdena. Detta faktum uppmärksammades redan innan indelningen genomfördes och har sedan dess diskuterats inom branschen.

[36] NordREG (2010).

8.2 Prisutveckling på den finansiella elmarknaden

Den finansiella elmarknaden i Norden är väl etablerad och utgörs i huvudsak av marknadsplatsen NasdaqOMX Commodities och ett mindre antal mäklare. Genom dessa plattformar kan marknadens aktörer få tillgång till finansiella kontrakt av olika slag, som kan användas för prissäkring (även kallat hedging) eller för mer spekulativ handel i vinstsyfte. Den största delen av handeln sker i kontrakt med avräkning mot det gemensamma nordiska systempriset, men för aktörer med behov av att säkra även den specifika prisrisken i ett visst elområde finns också EPAD-kontrakten.

8.2.1 Analys av EPAD-priserna för de svenska elområdena

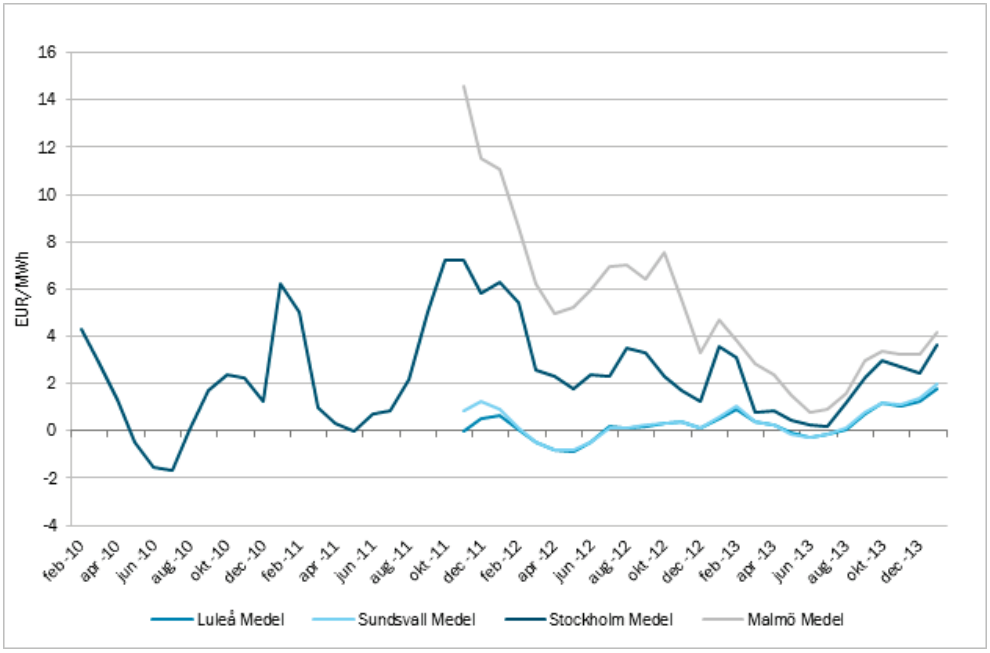
EPAD-kontrakten i den finansiella nordiska elmarknaden avräknas mot differensen mellan systempriset och det specifika elområdets spotpris. Avräkningen sker timme för timme under kontraktets löptid. De vanligaste EPAD-kontrakten är månads-, kvartals- och årsprodukter. Precis som för kontrakt med avräkning mot systempriset, handlas EPAD-kontrakten normalt i poster om minimum 1 MW. Vid bilateral handel är storleken på posterna mer varierande.

I korthet kan man säga att priserna på EPAD-kontrakt gällande svenska elområden bör stiga när det kan förväntas att det finns gott om el med låg produktionskostnad i resten av det nordiska kraftsystemet och kapaciteten att föra denna el in till Sverige inte kommer att räcka för att Sverige till fullo ska kunna ta del av de låga priserna. Då uppstår en ökande differens mellan systempriset (det nordiska genomsnittspriset) och priserna i de svenska områdena och värdet av ett EPAD-kontrakt stiger också. På det motsatta sättet bör EPAD-kontrakten sjunka i pris då den billiga ”överskottskraften” finns inom de svenska elområdena och flaskhalsar i nätet gör att det inte går att exportera den utan begränsningar till resten av Norden[37].

Sedan införandet av elområden i Sverige den 1 november 2011, har EPAD-kontrakten för de svenska elområdena varierat ganska kraftigt i pris. Som figur 33 nedan visar, inleddes handeln med priser i spannet 0-15 EUR/MWh beroende på vilket elområde kontraktet avsåg. Under större delen av 2012 fortsatte priserna för kontrakt avseende elområde 3 och 4 att ligga väsentligt över priserna för kontrakt avseende elområde 1 och 2. Under 2013 pressades prisbilden samman och prisskillnaden mellan kontrakten uppgick på sommaren 2013 till bara någon EUR/MWh innan de under hösten 2013 ökade något på nytt. Noterbart är att det under vintern 2013-2014 har varit prisuppgångar i samtliga de svenska EPAD-kontrakten som illustreras i figuren. Den enkla tolkningen av detta är att det under hösten successivt har byggts upp en situation där kraftöverskottet i huvudsak finns utanför de svenska elområdena och att systempriset därför förväntas ligga under inte endast priserna i elområde 3 och elområde 4 utan även under priserna i elområde 1 och elområde 2.

[37] Denna redogörelse är något förenklad i så måtto att det inte endast är mellan de nordiska länderna kraften flödar. Till det nordiska systemet hör även de baltiska länderna och det finns även flöden till/från andra länder i vår närhet som påverkar vilket systempris som bildas och därmed vilka differenser som uppstår mot de olika elområdena i systemet.

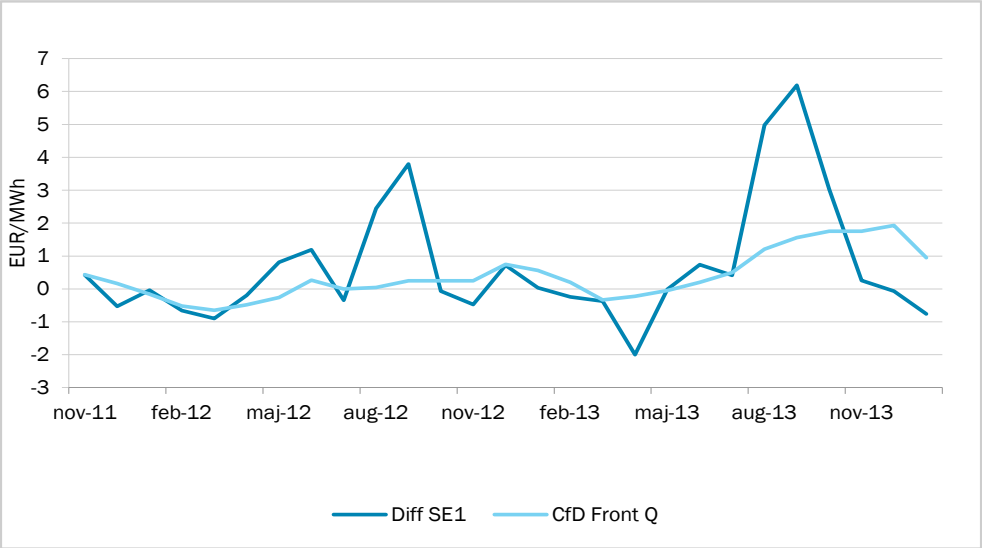
Figur 45. EPAD-priser i svenska elområden. (Genomsnittspris per månad för nästa månadskontrakt.)



Källa: NasdaqOMX Commodities

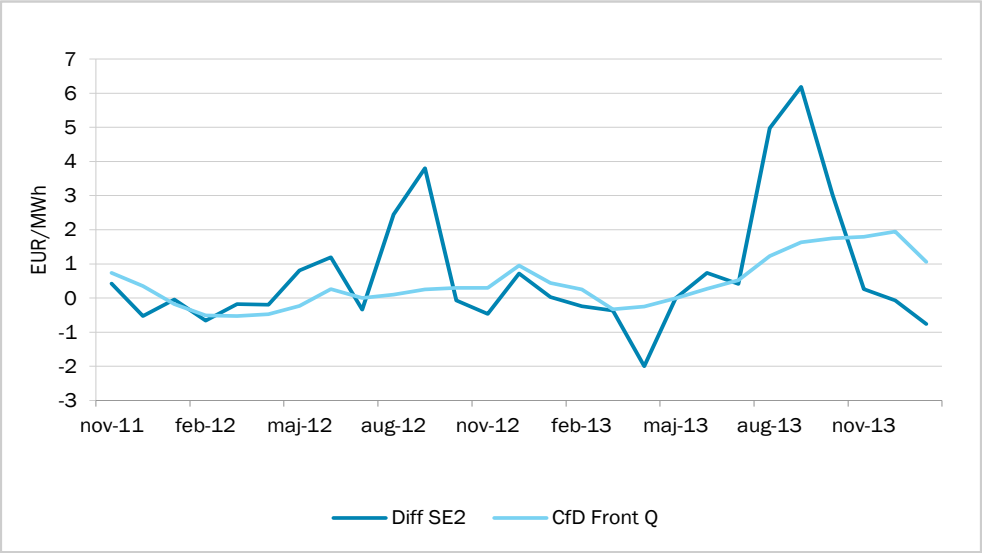
Som vi lyfte fram redan i delrapporten av detta uppdrag i augusti 2013, har även EPAD-kontrakten en bit ut på forwardkurvan, dvs avseende avräkning mer än några månader framåt, haft en tydlig tendens att röra sig likartat som de för ögonblicket aktuella spotprisdifferenserna. Nedanstående figurer visar att denna tendens fortfarande är synlig i samtliga elområden i Sverige. Vid ökande spotprisdifferenser ökar även priset på EPAD-kontrakten som säkrar denna differens inför framtida leveranser.

Figur 46. Månatliga spotprisdifferenser per elområde 1 och snittpris för nästa kvartalskontrakt för EPAD med avräkning mot elområde 1



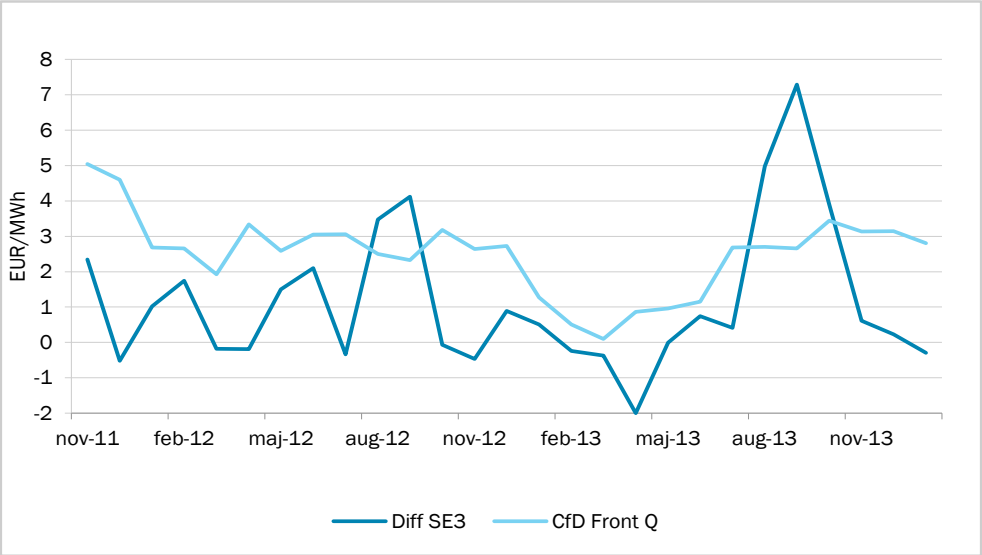
Källa: NasdaqOMX och Nord Pool Spot

Figur 47. Månatliga spotprisdifferenser per elområde 2 och snittpris för nästa kvartalskontrakt för EPAD med avräkning mot elområde 2



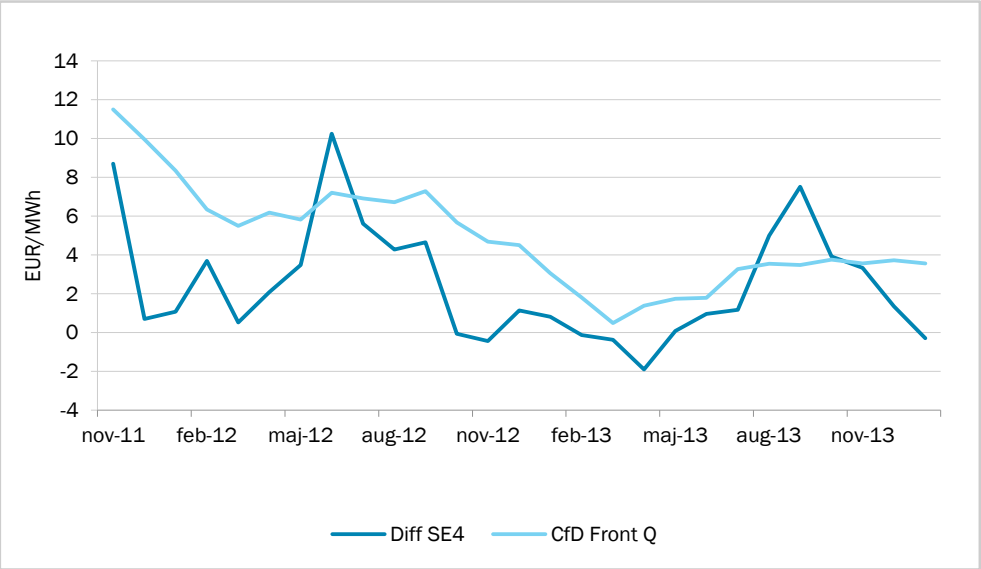
Källa: NasdaqOMX och Nord Pool Spot

Figur 48. Månatliga spotprisdifferenser per elområde 3 och snittpris för nästa kvartalskontrakt för EPAD med avräkning mot elområde 3



Källa: NasdaqOMX och Nord Pool Spot

Figur 49. Månatliga spotprisdifferenser per elområde 4 och snittpris för nästa kvartalskontrakt för EPAD med avräkning mot elområde 4



Källa: NasdaqOMX och Nord Pool Spot

Det är i sig inte förvånande att det finns en korrelation mellan dagens spotprisdifferenser och förväntade framtida differenser, men på en marknad med mer omfattande handel, torde prissättningen i kontrakt med olika avräkningsperiod följa just sin periods logik och förväntade fundamentala situation. Den bilden kan vi se i handeln med systempriskontrakten, där såväl spotpris som de närmaste kontrakten kan falla i pris på grund av mycket nederbörd, men där den bortre änden av forwardkurvan i stället stiger i pris till följd av exempelvis stigande bränslepriser eller en förväntad ökning i förbrukningen. I en marknad där utbudet hela tiden är relativt tunt, räcker det dock med att en eller ett par köpare bestämmer sig för att köpa EPAD i en period med större spotprisdifferenser för att priset ska röra sig uppåt. Denna beskrivning stämmer för övrigt väl med den bild som de marknadsaktörer vi intervjuat ger av att spreaden i EPAD-kontrakten är relativt stor och att det blir omedelbar prispåverkan om man lägger en ”stor” order i marknaden. 5-10 MW kan i detta sammanhang betraktas som en stor order.

8.3 Översikt av EPAD-marknaden

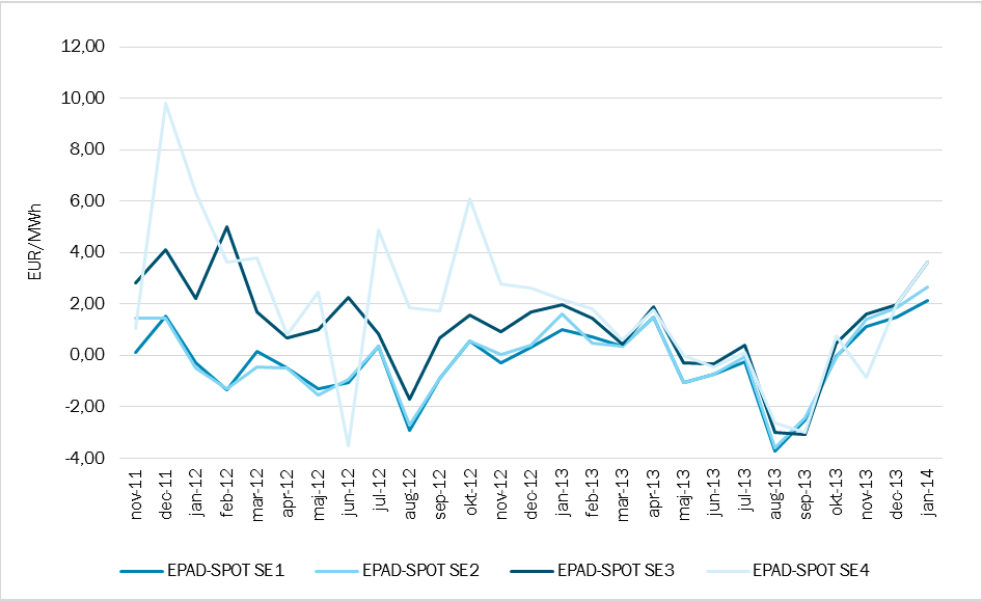
8.3.1 EPAD-priser kontra realiserade spotprisdifferenser

Priserna på de svenska EPAD-kontrakten har generellt sjunkit under perioden. Den utvecklingen är logisk mot bakgrund av att det fanns en stor riskpremie i priserna initialt, både pga osäkerhet i stort och senare till följd av problem med kärnkraften i Ringhals. Därefter har, som visades i kapitel 5.2, spotprisdifferenserna realiserats på låga nivåer och dessutom risken för stora prisuppgångar upp mot tyska spotprisnivåer avtagit för varje månad till följd av växande utbud och sjunkande priser där.

Under lång tid låg dock EPAD-priserna konsekvent en bit över de realiserade spotprisdifferenserna mellan elområdena. Denna tendens har minskat under det senaste året och vi kan även se tillfällen då de realiserade genomsnittliga

spotprisdifferenserna för en månad har blivit högre än EPAD-kontraktet för aktuell månad. Denna tendens är tydligast för elområde 1 och 2, men ser också ut att ha blivit vanligare för kontrakten avseende elområde 3 och 4.

Figur 50 Realiserad spotprisdifferens per elområde jämfört med slutkurs på relevant EPAD-kontrakt (månad)



Källa: NasdaqOMX och Nord Pool Spot samt egen bearbetning

Figur 50 ovan illustrerar skillnaden mellan slutkursen för respektive elområdes månatliga EPAD-kontrakt och den realiserade prisskillnaden mellan system- och elområdespriset för motsvarande månad.[38] Kurvorna i grafen visar att det för de nordliga elområdena (elområde 1 och 2) redan under 2012 regelbundet utföll till köparens fördel att ha säkrat sitt pris med EPAD-kontrakt. Med något enstaka undantag var fallet inte likadant för de båda sydligare elområdena (elområde 3 och 4) fram till mars-april 2013. Under 2013 som helhet kan vi dock notera att det även för dessa områden vid flera tillfällen har utfallit till köparens fördel att ha säkrat sin förbrukning med EPAD-kontrakt. Totalt sett pendlar utfallet för samtliga elområden (EPAD-inköp jämfört med spotprisdifferens för elområdet gentemot systempris) kring nollstrecket, vilket tyder på att det inte föreligger en systematisk felprissättning av EPAD-kontrakten[39].

8.3.2 Omsättning av EPAD-kontrakt 2012 och 2013

Genom att över tid studera omsättningen i EPAD-kontrakt, kan man få en bild av vilket intresse marknadens aktörer har av att prissäkra även elområdesrisken. Detta intresse kan variera mellan elområdena och även över tid beroende av en rad olika faktorer. Aktörernas behov och intresse av att prissäkra elområdesrisken är

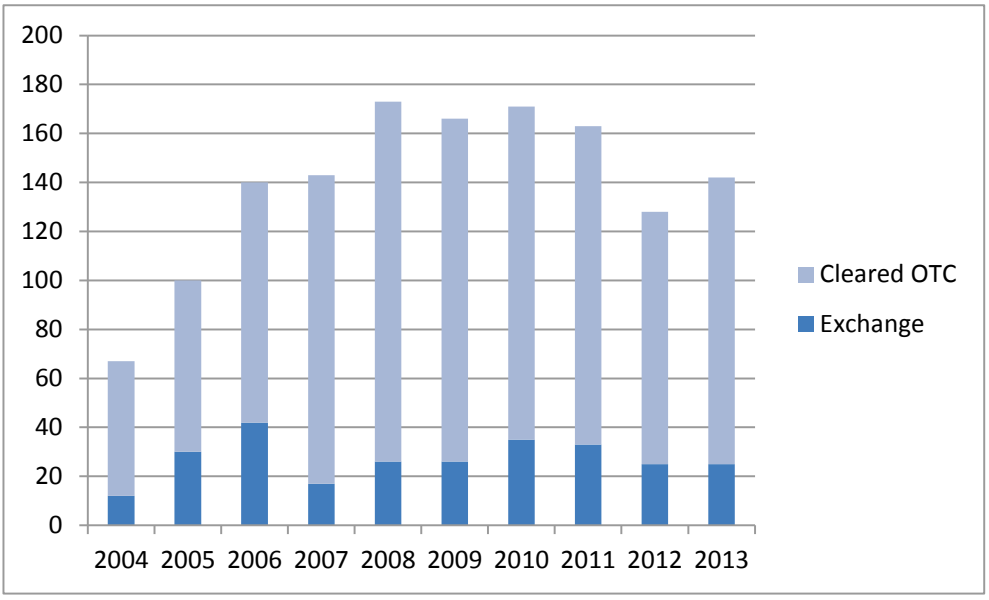
[38] Negativa tal innebär att det varit billigare att köpa EPAD än att ta den prisdifferens som realiserats i spotmarknaden.

[39] Då slutkursen på ett finansiellt kontrakt som handlas på NasdaqOMX beräknas som genomsnittet av den aktuella köp- respektive säljkursen vid börsens stängning varje dag, kan det uppstå en viss felmarginal i denna jämförelse om det är korrekt att priset i en EPAD-transaktion ofta hamnar nära säljbudet och inte mitt i "spreaden". Om bästa köpbud och bästa säljbud vid börsens stängning ligger på €2,00 resp €3,00, blir slutkursen €2,50, vilket alltså inte nödvändigtvis hade varit fallet om en affär gjorts vid just samma tidpunkt.

inte konstant utan beror bland annat av hur man uppfattar kostnaden att säkra priset jämfört med risken att ta osäkerheten i spotpriserna[40].

Den totala omsättningen i nordiska EPAD-kontrakt har varierat de senaste 6-7 åren. En kraftig tillväxt i omsättningen skedde under åren 2004-2008, då som mest 175 TWh i EPAD-kontrakt omsattes totalt på NasdaqOMX respektive clearade OTC-kontrakt. Från 2008 och framåt har mycket skett som har kunnat påverka handeln. Dels medförde den finansiella krisen i många fall begränsningar för de riskmandat som finansiella aktörer har fått möjlighet att ta och dels har elområdesreformen sannolikt påverkat intresset att handla i svenska kontrakt.

Figur 51. Total volym handlade EPAD-kontrakt för de nordiska prisområdena 2004-2013



Källa: NasdaqOMX Commodities

OTC-handeln står, vad gäller EPAD-kontrakten i hela Nord Pool-området, för 75-80 procent av den omsatta volymen. Den andelen har varit relativt konstant över perioden 2004 till 2013.

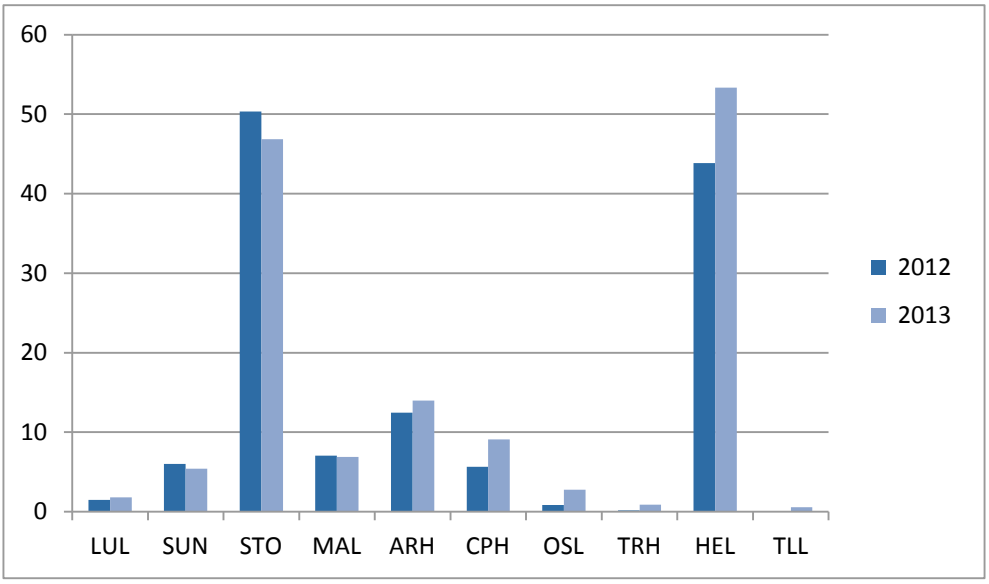
Det är också värt att poängtera att det kan finnas en betydande skuggvolym för utställda EPAD-kontrakt, där exempelvis en elhandlare i elområde 4 bilateralt erbjuder sina kunder ett fast pris i området utan att köpa EPAD från marknaden för att säkra sin marginal. Antingen tar man denna risk mot eget riskmandat eller så har man produktion som man ställer kontraktet mot. En elhandlares benägenhet att agera på det sättet torde vara större i en situation då man bedömer att man får betala orimligt mycket för att handla EPAD-kontrakt på marknaden. Detta kan ha varit fallet initialt exempelvis under det första året efter reformens genomförande, då utfallet i spotmarknaden generellt låg tydligt under vad det hade kostat att prissäkra sig genom köp av EPAD. Minskad efterfrågan på eller priskänslighet vid köp av EPAD kan därmed också ha varit en faktor som bidragit till att sänka priset

[40] Det finns också aktörer som har som policy eller genom ägardirektiv är mer eller mindre tvungna att säkra även elområdesrisken i syfte att till fullo känna sitt inköps-/försäljningspris i förväg.

på EPAD och har gjort att priset nu ligger mer i nivå med de faktiska utfallen i spotmarknaden.

Då elområdesreformen endast är ett par år gammal, har vi alltjämt för kort tidsperiod att studera för att kunna slå fast något definitivt om hur utvecklingen i handeln ser ut mellan olika områden. Det man kan se i Figur 52 nedan, är att det föreligger tydliga skillnader i omfattningen av EPAD-handel mellan olika områden.

Figur 52. Omsättning i EPAD-kontrakt per år 2012-2013 (TWh/år)



Källa: NasdaqOMX Commodities

Som framgår av Figur 52, är det i elområdena STO (elområde 3) och HEL (Finland), som EPAD-handeln är som störst i Norden under åren 2012-2013. Bland övriga områden är det de båda danska områdena Århus (ARH/DK1) och Köpenhamn (CPH/DK2) som omsättningen är störst och dessutom ökande från 2012 till 2013.

Vad gäller de svenska elområdena är det alltså elområde 3 som har den särklassigt största omsättningen med drygt 50 TWh under 2012 och knappt 47 TWh 2013. Att elområde 3 är det svenska område med störst omsättning är logiskt, då det är i detta område som både den största delen av produktionen och förbrukningen i landet finns. Efter elområde 3 följer elområdet MAL (elområde 4) med cirka 7 TWh omsättning i EPAD-kontrakten för båda åren, SUN (elområde 2) med 5-6 TWh omsättning och LUL (elområde 1) med en omsättning endast motsvarande 1-2 TWh för de båda åren.

Studerar man siffrorna noga, kan utläsas att handeln med EPAD:s har minskat något från 2012 till 2013 i såväl elområde 2 och 3 som i elområde 4. I elområde 2 är minskningen cirka tio procent (0,6 TWh), i elområde 3 är minskningen sju procent (drygt 3 TWh) och i elområde 4 är den två procent (0,2 TWh). I elområde 1 har omsättningen ökat något från en mycket låg nivå.

Så små förändringar som observeras går inte att dra några större slutsatser av. De minskningar som kan utläsas kan dels bero på minskad förbrukning och därmed

minskad exponering för prisvariationerna för kunderna. Det kan också vara så att aktörerna på marknaden, mot bakgrund av en större erfarenhet av systemet med elområden, bedömer den eventuella merkostnaden att säkra priset som för stor i förhållande till värdet av kostnads-/intäktsvisshet.

I förhållande till förbrukningen i området, såg EPAD-handeln ut enligt Tabell 19 nedan under 2012 och 2013:

Tabell 19. Handel i EPAD-kontrakt per elområde i förhållande till förbrukningen i området

Elområde	2012	2013
SE1	12,2 %	19,2 %
SE2	41,6 %	32,3 %
SE3	56,3 %	53,8 %
SE4	27,7 %	28,4 %

Källa: NasdaqOMX och Nord Pool Spot samt egen bearbetning.

Tabell 19 visar att handeln i EPAD relativt förbrukningen har ökat i elområde 1 och elområde 4 medan den minskat i elområde 2 och 3 från 2012 till 2013. Totalt i Sverige minskade förbrukningen mellan de båda åren från 141,7 TWh till 137,5 TWh.

8.4 EPAD i ett europeiskt perspektiv

Den modell som tillämpas i Norden för att möjliggöra säkring av den specifika områdesprisrisken avviker från den gängse i Europa. Detta hänger samman med att Nord Pool-området har byggts kring det gemensamma systempriset och inte kring det unika priset för varje elområde.

Det nordiska systemet för prissäkring skiljer sig från det kontinentala både i uppbyggnaden kring systempriset och att det inte explicit går att handla prissäkringsinstrument för gränsöverskridande handel (s k transmissionsrätter[41]). Om en aktör i det nordiska systemet vill säkra prisskillnader mellan två elområden, i stället för mellan ett elområde och systempriset, finns inga transmissionsrätter att köpa. Aktören kan istället nyttja en kombination av två EPAD-kontrakt på ömse sidor om en elområdesgräns. Denna kontraktskonstruktion har många olika namn, t ex *syntetisk FTR* eller *EPAD-Combo*.

8.4.1 FCA-koden

Integrationen av den europeiska elmarknaden har under 2013 och hittills 2014 accelererats i syfte att nå målet om en gemensam marknad innan 2014 års utgång. Centralt i denna process är utarbetandet av ett antal nätkoder, vilka reglerar de delar av marknadens framväxt som man anser behöver harmoniseras och samordnas för att möjliggöra marknadsintegrationen. En av de mest centrala koderna avseende handel över budområdesgränser är den så kallade FCA-koden (Forward Capacity Allocation).

[41] För ytterligare information kring skillnaderna i prissäkringsmetoder mellan Norden och Europa i stort, se Energimarknadsinspektionens rapport ”Områdesprissäkring och den nordiska elmarknadsmodellen (EiR2013:16).

I de versioner av den kommande FCA-koden, som hittills har diskuterats, är de alternativ för prissäkring över budområdesgränser som presenteras antingen vanliga finansiella kontrakt avseende ett specifikt budområde eller transmissionsrätter. Det nordiska systemet med EPAD-kontrakt refererande till ett systempris finns hittills inte explicit beskrivet.

Huvuddragen i FCA-koden och de delar (framför allt artikel 34) som rör prissäkringsprodukter, innebär att det för att möjliggöra prissäkring av gränsöverskridande handel antingen ska finnas effektiva och väl fungerande finansiella marknader på båda sidor om en budområdesgräns eller transmissionsrätter som tillgodoser aktörernas behov av säkring av prisdifferensen mellan områdena.

Även om kriterierna för utvärdering av marknadernas funktion ännu inte är fastställda och det därmed inte går att säga hur utfallet skulle bli för de svenska eller övriga nordiska elområdena, är syftet med artikel 34 att erbjuda ett tydligt ramverk för utvärdering och påföljande beslut om införande av transmissionsrätter eller ej. Det är också möjligt att den framtida koden, när den är klar, kommer att indikera att även andra vägar för TSO:er att garantera överföringskapacitet, vilket avlastar risk från marknadsaktörerna, kommer att vara godkända.

I december 2013 överlämnade ENTSO-E (samordningsorganet för stamnätsföretagen inom EU) ett förslag på nätkod Forward Capacity Allocation (FCA). ACER som ska yttra sig över de nätkoder som ENTSO-E tar fram, lyfte fram behov av ytterligare förtydliganden från ENTSO-E. Därför pågår nu (mars 2014) ett arbete inom ENTSO-E att precisera förslaget, vilket under våren ska överlämnas till EU-kommissionen. Därefter ska koden beredas vidare av Kommissionen och slutligen genomgå lagstiftningsprocess innan den beslutas. Flera nätkoder kommer att behandlas innan nätkod FCA, varför det i dagsläget är svårt att bedöma när nätkoden kommer att beslutas.

8.5 Pågående diskussion om åtgärder avseende elområde 4

Sedan elområdesreformen genomfördes har konsekvenserna av den, framför allt med avseende på situationen i elområde 4, diskuterats både inom branschen och i samhället i stort. Det är dels prisskillnaderna i spotmarknaden som har fokuserats, men i ännu större utsträckning de periodvis högre priserna på EPAD-kontrakt för elområde 4 jämfört med övriga landet.

2013 överlämnade Björn Hagman en rapport till Näringsdepartementet, som syftade till att identifiera och analysera olika sätt att minska prisskillnaderna mellan elområde 4 och resten av landet. I den bakomliggande marknadsanalysen konstaterade Hagman att den enskilt viktigaste orsaken till prisskillnaderna mellan områdena stod att finna i tilldelad kapacitet till spotmarknaden. Följaktligen riktades också de förslag som presenterades in på att, på olika sätt, skapa en större säkerhet för marknadens aktörer kring den framtida kapacitetstilldelningen mellan elområde 3 och elområde 4. Detta skulle också minska osäkerheten för aktörer att ställa ut EPAD-kontrakt i elområde 4.

Ett av förslagen som presenterades av Hagman och som även förts fram av andra aktörer, är att Svenska kraftnät skulle auktionera ut EPAD-kontrakt för SE4. Bland annat Svensk Energi har föreslagit att Svenska kraftnät i stället skulle ställa ut syntetiska FTR'r/EPAD Combo-kontrakt avseende gränsen mellan elområde 3 och elområde 4.

Gemensamt för förslagen är att de inte påverkar den fysiska överföringskapaciteten i nätet, men att den minskar den finansiella risken för en säljare av EPAD i elområde 4 då kapaciteten mellan elområde 3 och elområde 4 på olika sätt kan garanteras. Detta skulle göra att priserna på EPAD i exempelvis elområde 4 också sjunker. Det är ännu idag osäkert om dessa förslag kommer att ligga i linje med den kommande FCA-koden.

9 Sammanfattande analys och slutsatser

Elområdesindelningen genomfördes den 1 november 2011 och har medfört konsekvenser för alla elmarknadens aktörer, såväl för hushållskunder som för elhandlare och producenter. Energimarknadsinspektionen genomförde 2012 en uppföljning av reformens första fem månader, en tidsperiod för kort för att kunna dra långtgående slutsatser kring reformens effekter på marknaden. Under 2013 levererade Ei ytterligare en uppföljning av reformens effekter. Denna gång som en, mestadels, statistisk delrapportering av ett större uppdrag. Föreliggande rapport är slutrapportering av 2013 års uppdrag och är en uppföljning och utvärdering av vilka effekter och konsekvenser elområdesindelningen fått, primärt för aktörer i Sverige.

Elmarknaden påverkas inte enbart av elområdesreformen utan även av marknadsutvecklingen i stort

Tiden innan införandet av elområden var en period som till stor del kom att präglas av en extrem högkonjunktur, med kraftiga prisuppgångar på de globala råvarumarknaderna, vilken senare följdes av den mest dramatiska finanskrisen som världen har upplevt på många årtionden. I spåren av finanskrisen följde också en utdragen lågkonjunktur med svikande efterfrågan på många av desamma råvaror som innan krisen varit de mest eftertraktade.

Under finanskrisen föll de globala bränslepriserna snabbt. Oljepriset rasade till som lägst något över 30 USD/fat och kolpriserna föll till kring 80-100 USD/ton. Även gaspriserna följde med oljepriset ned. Även idag, 5-6 år efter att finanskrisen blossade upp, har kol- och gaspriserna inte riktigt återhämtat sig. Med låga bränslepriser följer att den grundläggande prisnivån på el i norra Europa också blir relativt låg. För Nordens vidkommande kan då den större delen av efterfrågan täckas med vattenkraft, kärnkraft och kolkondensproduktion. Det är endast vid förbrukningstoppar som dyrare teknologier behöver användas för att täcka förbrukningen.

Ytterligare en faktor som har bidragit till pressade elpriser i Norden och Sverige under perioden, har varit den växande kapaciteten av förnybar energiproduktion. I Norden har detta primärt handlat om vindkraft. Även kapacitetsutbyggnaden av förnybar produktion i Tyskland har stor betydelse för de nordiska priserna, inte minst vad gäller priserna i södra Sverige. Därför är det viktigt att notera den prispåverkan som förnyelsebar elproduktion har kommit att få i Tyskland. Där handlar det inte heller uteslutande om vindkraft, utan även installationer av solkraft har ökat kraftigt. Båda dessa teknologier är i hög grad prisokänsliga, dvs de producerar så fort det blåser alternativt solinstrålning sker, och har kommit att i grunden förändra mönstret i prisbildningen i den tyska marknaden. Bland annat

har solkraften bidragit till att prisskillnaderna mellan dagtid respektive natt- och helgtid i Tyskland har kommit att jämnas ut.

Effekten av utjämnade spotpriser över dygnet i Tyskland, är något som i högsta grad påverkar riskbilden för prisutvecklingen även i södra Sverige. Om en flaskhals uppstår mellan elområde 2 och elområde 3 eller mellan elområde 3 och elområde 4, riskerar priset på den södra sidan om flaskhalsen att knytas till de tyska spotpriserna. Det kan därför sägas ha minskat prisriskerna i södra Sverige jämfört med perioden fram till 2008, att så mycket förnybar energiproduktionskapacitet har kommit på plats i framför allt Tyskland.

Konkurrensen på slutkundsmarknaden är fortsatt god

Inför elområdesreformen fanns en oro att konkurrensen på slutkundsmarknaden skulle försämras väsentligt när marknaden delades upp. Oron låg bland annat i att elhandelsbolag skulle välja att inte konkurrera i alla elområden till följd av att hanteringen av områdesprisrisker försvårades. En eventuell minskning av antalet elhandlare skulle i sin tur påverka konkurrensen och slutkundens möjlighet att agera aktivt på elmarknaden. Framför allt var det situationen i elområde 4 som diskuterades.

Idag, drygt två år efter reformen, kan Ei konstatera att konkurrensen på slutkundsmarknaden är fortsatt god. Totalt finns det fortfarande cirka 120 elhandelsbolag som erbjuder hushållskunder i olika delar av landet avtal. Detta är i nivå med det antal som fanns inom elområdesindelningen. Visserligen är inte alla elhandelsbolag representerade i alla elområden utan det finns bolag som valt att inrikta sig på kunder i specifika elområden. Men det är fortfarande ett stort antal elhandelsbolag representerade i alla elområden, i de tre nordligaste elområdena är antalet cirka 100 medan antalet elhandelsbolag är något färre i elområde 4, just nu cirka 60 stycken. Analysen visar att antalet elhandlare i respektive elområde har ökat i samtliga elområden sedan elområdesreformen genomfördes. Analysen visar också att antalet elhandelsbolag inte heller är konstant, utan att det både försvinner bolag och tillkommer nya bolag på marknaden. Denna omsättning är en indikation på att det finns en god konkurrens på marknaden. Intervjuer med marknadsaktörer ger också indikationer på att konkurrensen fungerar.

För att ytterligare analysera marknadsutvecklingen för slutkunder har genomsnittliga elhandelsmarginalerna för elhandelsbolag i olika elområden beräknats. Analysen visar att marginalerna har ökat marginellt sedan perioden strax innan reformen och att marginalerna dessutom är ungefär desamma i samtliga elområden. De prisskillnader som därmed möter slutkunderna i de olika elområdena består därför nästan uteslutande av de prisskillnader som finns i grossistmarknaden. Någon ytterligare ”merkostnad” till följd av dålig konkurrens i något av elområdena har Ei inte identifierat.

Elområdesreformen innebär att kunders elkostnader skiljer sig åt mellan elområden

Indelningen av Sverige i elområden hade flera motiv. Ett av motiven var att skillnader i priser mellan elområden skulle skicka prissignaler till marknaden var nya produktionsanläggningar ska byggas. En annan effekt som följer av elområdesreformen är att med olika elpriser i olika elområden kommer hushållens

och företagens kostnader för sin elförbrukning att skilja sig beroende på i vilket område kunden bor i. Energimarknadsinspektionen har för år 2013 beräknat kostnader för olika typkunder. Generellt är skillnaden i kostnad för hushållskunder relativt små mellan olika elområden. Det är dock tydligt att det är dyrare för kunder i elområde 4 än i övriga elområden. För en typkund med 2 000 kWh elförbrukning per år som tecknat ett tre årigt fastprisavtal i elområde 4 var den årliga elkostnaden år 2013 67 kronor högre gentemot om kunden tecknat avtalet i elområde 1. Skillnaden mot övriga elområden var mindre. Motsvarande situation för en typkund med 20 000 kWh elförbrukning per år var 624 kronor.

Analysen av kostnader visar att situationen för företagskunder är densamma som för hushållskunderna, företag lokaliserade i elområde 1 och 2 har lägre kostnader för sin elförbrukning än företag i elområde 3 och elområde 4. En skillnad mellan företagskunder och hushållskunder är den mängd el som förbrukas. Företag förbrukar vanligtvis mer el än hushållskunder vilket självklart slår igenom vid beräkningar av kostnadsskillnader. Beräkningar visar att kostnaden för el för ett större företag med en årlig elförbrukning om 30 GWh är över en miljon kronor högre i elområde 4 än i elområde 1.

För att sätta skillnaderna i kostnaderna för el mellan elområden i ett sammanhang så behöver kostnadsskillnaderna sättas i relation till kundernas totala årskostnad för elen. En sådan beräkning visar att totalkostnaden för en typkund med avtal om tre år fast pris och 2 000 kWh elförbrukning var 2173 kronor i elområde 4. För motsvarande typkund med 20 000 kWh elförbrukning per år var totalkostnaden i elområde 4 18977 kronor och för ett företag med 30 GWh elförbrukning var totalkostnaden elva miljoner kronor.

Spotpriserna i de svenska elområdena hänger ihop stor del av tiden

Sedan införandet av elområden, har prisdifferenserna mellan svenska elområden i genomsnitt varit relativt små, inte minst i förhållande till vad som beräknades i förhand. Analysen visar att den genomsnittliga prisskillnaden mellan elområde 1 och elområde 3 varit cirka en procent. Skillnaden har minskat i förhållande till den jämförelse som Ei gjorde 2012. Då var skillnaden närmare tre procent. Den minskade skillnaden gäller för alla elområden och för elområde 4 minskade prisskillnaden mot elområde 3 från fem procent till cirka 3,5 procent. En viktig orsak till att differenserna inte blivit så stora som man i förhand beräknat, är att variationerna i elpriset i vår närmaste omvärld också har minskat. Viktiga skäl till detta är bland annat lägre priser på kol och gas samt koldioxidutsläpp som följt med den lågkonjunktur som brett ut sig över världen de senaste åren. Men även utbyggnaden av den förnybara energiproduktionen i norra Europa har bidragit till detta.

Sedan elområdesreformen har svenska elområden bildat gemensamt svenskt elområde i cirka 86 procent av tiden. Elområde 1 och elområde 2 har haft gemensamt pris i 99 procent av tiden och elområde 1, 2 och 3 har haft gemensamt pris i 95 procent av tiden. Det är framför allt mellan elområde 3 och elområde 4 som prisskillnader uppstått. Dessa områden har haft samma pris i 90 procent av tiden. Att det uppstått prisskillnader i tio procent av tiden låter inte så mycket men

i timmar räknat innebär det att hittills har elområde 3 och elområde 4 haft olika priser i cirka 2000 timmar.

När prisskillnader uppstår beror dessa ofta på begränsningar

I analysen har en gemensam nämnare identifieras utifrån de studerade perioderna. Denna gemensamma nämnare är att prisskillnader vanligen uppstår när det finns begränsningar i systemet. Begränsningen i systemet kan utgöras antingen av produktionsbortfall eller av överföringsbegränsningar i nätet, eller både och. Begränsningar i nätet uppstår både på grund av planerat underhåll och på grund av yttre omständigheter som ej kan påverkas. I en analys av hur andelen timmar med prisskillnader förhåller sig till tilldelad handelskapacitet mellan elområde 3 och elområde 4 visas att andelen timmar med prisskillnader är väldigt liten (3,1 procent) när maximal handelskapacitet tilldelas marknaden men betydligt större (26,7 procent) när den tilldelade handelskapaciteten sjunker under 4 000 MW. Analysen för den inledande perioden efter elområdesindelningen visar på hur produktionsbortfall kan påverka systemet. I det fallet var det kärnkraft som föll bort i elområde 3 och som förutom att minska tillgängliga produktionsresurser även innebar att nätets överföringskapacitet försämrades.

Gemensamt för de studerade perioderna är också att prisdifferenser generellt uppstår under höglasttimmar och är vanligast under vinterperioden. Detta ett förväntat resultat eftersom marginalerna i systemet är som minst vid höglasttimmar och under vintern. Höglasttimmar innebär också ökat beroende av import för underskottsområden såsom elområde 4. Sammanfaller begränsningar med höglasttimmar ökar risken för att prisdifferenser ska uppstå.

Den studerade tidsperioden är dock relativt kort och det är troligt att vi ännu inte sett alla tänkbara scenarier och inte heller vet med säkerhet hur dessa skulle påverkat priser och skillnader i pris mellan elområden. Ett scenario som vi ännu ej upplevt med elområdesindelning av Sverige är ett år med väldigt god hydrologisk balans, ett så kallat våtår. Ett våtår skulle innebära att vattenmagasinen i norra Sverige fylls till brädden, och att producenterna med överfulla magasin behöver exportera stora mängder el söderut. En risk blir här att överföringskapaciteten inte räcker till och flaskhalsar uppstår.

Framtida scenarier kommer att inbegripa ökad överföringskapacitet mellan elområde 3 och elområde 4 när Sydvästlänken är färdigbyggd 2015. Ökad överföringskapacitet mellan elområde 3 och elområde 4 kan få flera effekter. En möjlighet är att prisskillnaderna mellan elområde 3 och elområde 4 blir mindre och uppstår under ett färre antal timmar. Samtidigt riskerar detta att öka transiteringen av el mellan norra och södra Sverige med risk för fler flaskhalsar mellan elområde 2 och 3. Dvs scenarier vi ännu ej sett kan medföra nya mönster för skillnader i priser mellan elområden. Med Sydvästlänken på plats riskerar elområde 1 och elområde 2 att bli begränsade och fler flaskhalsar kan komma att ske i överföringen mellan norra och södra Sverige.

Konkurrensen i grossistmarknaden har inte förändrats

Ei har i tidigare utvärderingar av elområdesreformen analyserat konkurrensförutsättningarna för grossistmarknaden och konstaterat att de i allmänhet är goda. I denna rapport utvärderas, precis som tidigare, grossistmarknadens funktion genom att följa hur företagskoncentrationen på grossistmarknaden utvecklats. De HHI-index som beräknas visar vid jämförelse att förutsättningar inte har förändrats nämnvärt från tidigare utvärderingar. I situationer där enskilda elområden bildar egna prisområden är HHI-index fortfarande höga men för de prisområdeskonstellationer som i verkligheten föreligger är HHI-indexet lägre. Det är längst uppe i norr (elområde 1) respektive längst ner i söder (elområde 4) som konkurrensen generellt ser svagast ut. I elområde 1 domineras produktionssidan av en aktör, men Ei bedömer att de negativa effekterna av detta och möjligheterna för denna aktör att utnyttja sin position ändå är små, då området har ett betydande produktionsöverskott och dessutom starka förbindelser både till elområde 2 och norra Finland. Även i elområde 4 bedömer Ei att konkurrensen, trots att måttet HHI kan anses indikera annat, är god. I elområde 4 är situationen motsatt den i elområde 1, dvs det råder ett betydande underskott på produktion i förhållande till konsumtion. E.ON, som kan se ut som en dominerande aktör när man studerar dess installerade produktionseffekt i förhållande till total kapacitet i området, har dock begränsad kapacitet att bjuda in till konkurrenskraftiga priser under normala marknadsförhållanden. Stora delar av deras produktionskapacitet är dessutom reserverade av Svenska kraftnät. Även i elområde 4 är konkurrenstrycket från omkringliggande områden (elområde 3, Själland och Tyskland) så betydande att det sammantaget gör E.ONs position mindre dominerande i spotmarknaden i praktiken.

För att komplettera analysen av grossistmarknadens funktion har Ei även beräknat de svenska elområdenas beroende av sin respektive största producent (s k index på residualt utbud). Analysen med index för residualt utbud visar att det finns underlag för god konkurrens i de svenska elområdena – förutsatt att överföringskapaciteten gentemot omkringliggande områden är tillgänglig.

En viktig observation som också får implikationer på funktionen i den finansiella marknaden avseende elområde 4, är att den installerade effekten (produktionskapaciteten) inom så kallad baskraft i elområde 4 är mycket begränsad i förhållande till efterfrågan. Detta gör att det endast är mot en relativt liten del av produktionskapaciteten aktörerna i elområde 4 har den finansiella säkerheten att ställa ut finansiella prisområdeskontrakt (s k EPAD-kontrakt).

Förutsättningarna för områdesprissäkring i elområde 4 fortsatt det som diskuteras mest när det gäller elområden i Sverige

Sedan införandet av elområden har vi sett stora rörelser i priserna på EPAD-kontrakt för svenska elområden. Den långsiktiga trenden har dock varit sjunkande priser. En del av nedgången kan förklaras av förändringar i omgivningen, generellt att det finns överskott av kraft i de flesta angränsande områden, men en inte oväsentlig del ser också ut att komma från en minskad riskpremie i priserna. Under det senaste året har det inte varit ensidigt olönsamt för en köpare att säkra

sitt pris, vilket kan ses som ett tydligt tecken på att marknaden har utvecklats. Detta är en utveckling som gagnar alla aktörer på marknaden.

Likviditeten/handelsvolymen i svenska EPAD-kontrakt har naturligtvis blivit väsentligt mindre sedan reformen, eftersom marknaden i praktiken har delats i fyra delar. Detta har gjort att spreadarna i kontrakten har ökat, vilket gör att transaktionskostnaden för marknadens aktörer stiger. Under de stabila förutsättningar som har rådit under större delen av tiden, ser prissättningen i stort dock ut att ha fungerat tämligen väl. I en situation med stora flaskhalsproblem internt i Sverige och en mer ansträngd balans i vår närmaste omvärld, finns fortfarande en risk att det fåtal aktörer som idag ställer ut EPAD i exempelvis elområde 4 inte klarar av att möta det köpintresse som uppstår.

På några års sikt, då Sydvästlänken är fullt på plats och förstärker överföringskapaciteten mellan elområde 3 och 4 med ytterligare 1200 MW, är bedömningen att det allmänt sett inte finns skäl att förvänta en situation med fler eller större prisdifferenser mellan framför allt elområde 3 och 4. Det är dock viktigt att notera att Sydvästlänken i sig inte förändrar balansen mellan produktion och förbrukning i elområde 4 och därmed antalet aktörer som har fysisk kapacitet att använda som säkerhet för att ställa ut EPAD:s. Där riskerar vi även framöver att se en marknad med potentiella obalanser orsakad av stort köpintresse.

Elområdesreformen har i stort genomförts utan allvarligare konsekvenser

Energimarknadsinspektionen bedömer att elområdesreformen i stort har genomförts utan allvarligare konsekvenser och att utvecklingen sedan slutet av 2011 i många avseenden har gått i en gynnsam riktning för marknaden som helhet.

Det direkta syftet med reformen, att de interna flaskhalsarna inte längre skulle flyttas till nationsgränsen, har uppfyllts och marknadens aktörer inom Sverige har därmed fått ett större direkt ansvar att genom marknadsmekanismerna sköta flaskhalshanteringen internt.

Elområdesreformen har, precis som förväntades, givit upphov till prisdifferenser inom Sverige, vilka också har påverkat våra handelspartner i öst, väst och syd. Dessa differenser har skapat relativa merkostnader för kunder i södra landet jämfört med i de norra delarna, vilket naturligtvis alltid får konsekvenser i någon form. Bortsett från de första tolv månaderna efter reformen, då betydande prisdifferenser kunde noteras vid ett antal tillfällen, har prisdifferenserna dock varit relativt begränsade och den finansiella marknaden har utvecklats. Detta har förbättrat möjligheterna för både hushåll och näringsidkare i södra Sverige att prissäkra sina inköpspriser på lägre nivåer.

Ei vill dock poängtera att risken för större prisdifferenser i framtiden inte är försumbar. I många avseenden har marknadsutvecklingen i stort i norra Europa verkat till förmån för begränsade prisområdesdifferenser inom Sverige sedan slutet av 2011, men det finns scenarier för framtiden som inte alls är orealistiska och som skulle innebära att denna risk ökar.

Det finns skäl att fortsätta studera och utvärdera hur marknaden utvecklas även framgent. Ny lagstiftning är snart på plats i form av den s k FCA-koden, vilken kommer att på europeisk nivå reglera att de finansiella marknadernas funktion är tillräcklig för att erbjuda aktörerna de möjligheter till områdesprissäkring som de behöver. Ei anser att det är klokast att invänta den färdiga FCA-koden samt de krav och möjligheter denna kommer att innehålla, innan eventuella åtgärder för svenska elområden föreslås.

Referenser

Bergman, L. (2005). Addressing Market Power and Industry Restructuring, Presented at the SESSA Conference *"Implementing the Internal Market of Electricity: Proposals and Time-Tables"* on Friday, 9 September in Brussels.

Energimarknadsinspektionen (2012). Elområden i Sverige. *"Analys av utveckling och konsekvenserna på marknaden"*, EI R2012:06.

Energimarknadsinspektionen (2013). "*Områdesprissäkring och den nordiska elmarknadsmodellen*", EiR2013:16.

Hagman, B. (2013). Analys av möjliga åtgärder för att minska prisområdesproblematiken i Sydsverige.

Fridolfsson, S-O. och T. Tangerås (2009). Market power in the Nordic electricity wholesale market: A survey of the empirical evidence, *Energy Policy*, Vol. 37, Issue 9, 3681-3692.

London Economics (2007). Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005.

Newbery, D., R. Green, K. Neuhoff och P. Twomey (2004). *"Review of monitoring of market power - The Possible Roles of TSOs in Monitoring for Market Power Issues in Congested Transmission Systems"*. Rapport på uppdrag av ETSO.

Newbery, D. (2008). Predicting market power in wholesale electricity markets, EPRG Working Paper 0821.

NordREG (2010). *The Nordic Financial Electricity Market*, NordREG Report (8/2010).

Svenska kraftnät (2013), *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden vintrarna 2012/13 och 2013/14*, Svenska kraftnätpublikation 2013/1310.

Sheffrin, A. (2002). "Predicting Market Power Using the Residual Supply Index". Presenterad vid *FERC Market Monitoring Workshop* 3-4 december, 2002.

Elektroniska

BundesNetzAgentur (2013): Monitoring Report 2013, http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/EN/BNetzA/PressSection/ReportsPublications/2013/MonitoringReport2013.pdf?__blob=publicationFile&v=10

BWE (German Wind Energy Association): http://www.wind-energie.de/en/infocenter/statistics

NasdaqOMX:
http://www.nasdaqomx.com/newsroom/pressreleases/pressrelease?messageId=1192835&displayLanguage=en

NordPoolSpot:
http://www.nordpoolspot.com/Global/Download%20Center/TSO/entsoe_Principles-for-determining-the-transfer-capacities-2013-12-02.pdf

SCB (2013):
http://www.scb.se/Statistik/EN/EN0105/2012A01S/EN0105_2012A01S_SM_EN11SM1303.pdf

Svenska kraftnät (2013b): http://www.svk.se/Global/02_Press_Info/Pdf/20130429-Perspektivplan2025.pdf

Sydsvensk region (2012): http://www.nyregion.se/ideell-forening/organisation/

Svensk Vindenergi: http://www.vindkraftsbranschen.se/

Vindmölleindustrin:
http://www.windpower.org/en/knowledge/statistics/the_danish_market.html

Bilaga 1 Beräkningsmodell för elhandelsmarginaler

Bakgrund

Denna bilaga ger en kortfattad förklaring till hur Ei i denna rapport har beräknat elhandelsmarginaler på slutkundsmarknaden. Ei har tidigare genomfört beräkningar av företagens genomsnittliga elhandelsmarginaler, bland annat i den tidigare utvärderingen av elområdesreformen Ei R2012:06. Beräkningarna i den här rapporten bygger på tidigare beräkningsmetoder men har vidareutvecklats till att även ta hänsyn till elhandelsföretagens kredit-, balans-, volym- och profilkostnader samt grundavgifter till Svenska kraftnät.

Marginalen som beräknas i kapitel 6 är elhandlarens bruttomarginal, vilket inte är detsamma som elhandlarnas vinstmarginal. Bruttomarginalen är skillnaden mellan försäljningspriset och elhandlarens kostnader för att köpa in den levererade volymen . Bruttomarginalen ska, förutom den faktiska vinstmarginalen, täcka ett flertal olika kostnadsposter för bland annat administration, marknadsföring och kundtjänst. Det är både rent praktiskt svårt och ur konkurrenssynpunkt olämpligt att försöka uppskatta storleken på de olika posterna i bruttomarginalen. På grund av detta redovisas bruttomarginalen.

Den främsta förtjänsten av att beräkna elhandelsmarginaler kommer från att analysera hur marginaler har förändrats över tid och att jämföra marginaler mellan de olika elområdena.

Beräkningsmodellen i korthet

Det genomsnittliga försäljningspriset som ligger till grund för marginalberäkningarna kommer från Ei:s prisjämförelsesajt Elpriskollen. Försäljningspriset är ett jämförpris för två olika typkunder med en årlig förbrukning på 2 000 respektive 20 000 kWh. Marginalberäkningarna omfattar avtal om rörligt pris, anvisat avtal och fastprisavtal med bindningstid på 1 respektive 3 år. Anvisade avtal har definierats och beräknats som ett fastprisavtal med en prissäkringshorisont på 6 månader, vilket sannolikt är en förenkling, då elhandlare har valt mycket varierande prissättningsprinciper för sina anvisade avtal.

En stor del av avtalen som publiceras på Elpriskollen är så kallade miljöavtal. Miljöavtal är avtal där elhandlaren uppgivit att elen består av exempelvis 100 % förnybar energi och elhandelsföretagen lägger ofta in en extra kostnad för att teckna dessa avtal. Vilka ”miljögarantier” som inkluderas under denna rubrik varierar, varför inköpskostnaderna för elhandlarna också blir mycket olika och potentiellt jämförelsestörande. För att utesluta dessa komponenter från bruttomarginalen har enbart avtal som inte innehåller miljömärkt el använts till marginalberäkningarna.

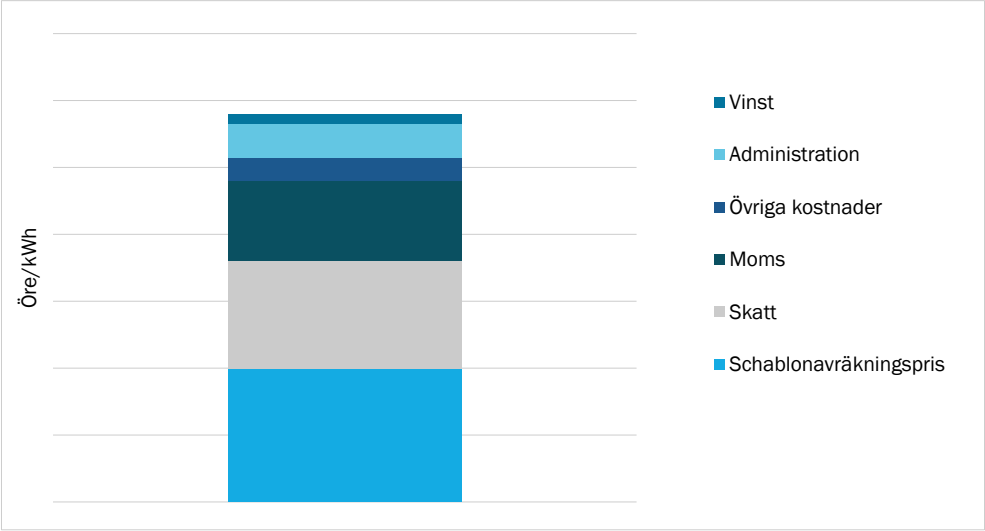
Dataunderlaget som ligger till grund för beräkningarna är månadsgenomsnitt alternativt uppskattade månadskostnader. Posten övriga avgifter[42] och kostnader dras av för samtliga avtalstyper men är olika beroende på avtalstyp och specificeras nedan. Kostnaden för elcertifikat[43] har beräknats genom att multiplicera det genomsnittliga spotpriset per månad med kvotplikt för aktuell period.

Marginaler på avtal om rörligt pris

Jämförpriserna för avtal om rörligt pris gäller enbart rörliga avtal som löper utan bindningstyp.

Kostnaderna som dras ifrån det rörliga jämförpriset är förutom skatt och moms, Svenska kraftnäts schablonavräkningspris för spotpriset per elområde, elcertifikat och övriga kostnader. Posten övriga kostnader består för rörliga avtal av genomsnittlig effektreservsavgift, balanskraftavgift, grundavgift samt finansieringskostnad. Finansieringskostnaden är baserad på elhandlarens kreditkostnad för perioden mellan kostnad för kraftinköp och intäkt från slutkund.

Figur 53. Schematisk skiss över delposter i slutkundspris för avtal om rörligt pris.



Marginaler på fastprisavtal

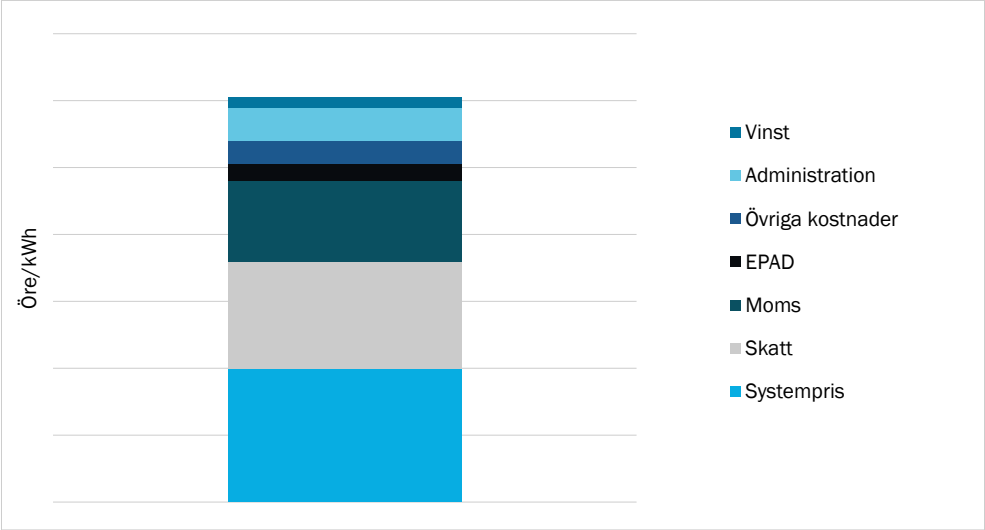
Från jämförpriset på fastprisavtal och anvisade avtal subtraheras en uppskattad elcertifikatavgift, skatt och moms på samma sätt som för rörliga avtal. Därefter har elhandlarnas kostnad för att köpa el för den aktuella avtalsperioden uppskattats med hjälp av det månatliga genomsnittet av systempriskontrakt och EPAD-kontrakt. Dessa kostnader beräknas genom att simulera en framtida terminskurva. För att till exempel beräkna inköpskostnad för el på ett fastprisavtal med 12 månaders bindningstid i månad 1, har EPAD och systempriskontrakt för månad 2-13 vägts ihop till ett snittpris. Systempris- och EPAD-kontrakten har vägts mot en månadsprofil som baseras på historiska månadsvisa förbrukningsprofiler.

Dessutom inkluderas övriga kostnader som för de fasta avtalen innehåller skattade kostnader för dygnsprofil, timprofil, effektreservavgift, balanskraftavgift, Svenska

[42] Posterna bakom de så kallade övriga kostnaderna är uppskattade av MarketMath
[43] Källa: Svensk Kraftmäkling (SKM)

kraftnäts grundavgift, finansieringskostnad, handelsavgift samt volymrisk dragits av från jämförpriset.

Figur 54. Schematisk skiss över delposter i slutkundspris för fastprisavtal.



Bilaga 2
Analys av områdesprisskillnader under perioden

Totalt för perioden 2011-11-01 (00-01) - 2014-01-31 (00-23)

Hela perioden	
Högsta prisavvikelse under perioden för en timme	128.7 EUR
Lägsta prisavvikelse under perioden för en timme	-3,86 EUR
Genomsnittlig prisavvikelse under perioden	14,4 EUR
Antal timmar under perioden med avvikelser (% av totala antalet timmar)	12 %
Antal prisdifferenser över 100	5
Antal prisdifferenser över 50	36
Antal prisdifferenser över 0	2434

2011-11-05 (00-01) – 2011-11-24 (23-00)

Hela perioden	
Högsta prisdifferensunder perioden för en timme	66,0 EUR
Genomsnittlig prisdifferensunder perioden	17,8 EUR
Antal timmar under perioden med avvikelser (% av totala antalet timmar)	62 %

Kommentarer	
Överföring	Ovanligt många produktionsenheter ut drift skapar ansträngd spänningsstabilitet i sydvästra Sverige.
Produktion	Lägre vindkraftproduktion än normalt. Värmekraftproduktionen drar stor del av den totala produktionen. Tillgänglig kärnkraft SE3 57,1 %.
Väder	Temperaturer över det normala i Sverige för i stort sett hela perioden. Undantaget perioden 2011-11-11 till 2011-11-17 då temperturen var något under det normal för södra Sverige.

Enskild timme under perioden

Måndag 2011-11-21 (18-19)

Spotpris SE1	43,3
Spotpris SE2	43,3
Spotpris SE3	49,2
Spotpris SE4	109,2
SE4 gemensamt pris med	DK2
Produktion SE4	1009
Import SE3	3317
Import DK2	103
Användning SE4	3695
Export PL	538
Export DE	232
Tillgänglig kärnkraft	58,5 %
Kommentar: Temperaturen kring normalt för SE4. Övriga Sverige temperaturer upp mot 4-5 grader varmare än normalt.	

2012-02-01 (00-01) – 2012-02-19 (23-00)

Hela perioden

Högsta prisdifferensunder perioden för en timme	128,71 EUR
Genomsnittlig prisdifferensunder perioden	31,4 EUR
Observerade timmar under perioden med prisdifferenser (% av totala antalet timmar)	19%

Kommentarer	
Överföring	Några få underhållsarbeten. Mycket vind i Tyskland ger hög belastning på nätet.
Produktion	I SE4 något lägre vindkraftproduktion än normalt. Hög värmekraftproduktion. Tillgänglig kärnkraft SE3 70,9%.
Väder	Februari 2012 - Bjöd på bister kyla i början och värmerekord på slutet Temperaturer långt under det normala i hela Sverige 2012-02-02-2012-02-07. Från och med 2012-02-11 temperaturer kring normala eller något över normala.

Enskilda timmar under perioden

Måndag 2012-02-13 (18-19)		Söndag 2012-02-19 (12-13)	
Spotpris SE1	46,1	Spotpris SE1	32,6
Spotpris SE2	46,1	Spotpris SE2	32,6
Spotpris SE3	46,1	Spotpris SE3	32,6
Spotpris SE4	138,7	Spotpris SE4	28,7
SE4 gemensamt pris med	DK2	SE4 gemensamt pris med	DK2
Produktion SE4	1057	Produktion SE4	1275
Import SE3	4874	Import SE3	1997
Användning SE4	4392	Import DK2	509
Export DK2	970	Import DE	77
Export PL	0	Användning SE4	3380
Export DE	603	Export PL	494
Tillgänglig kärnkraft	82,4 %	Tillgänglig kärnkraft	82,4 %
Kommentar: SE4 ca 5-6 grader kallare än normalt. Lite vindkraft.		Kommentar: SE4 kring 2 grader varmare än normalt. Mycket vindkraft men inte extremt.	

2012-06-25 (00-01) – 2012-07-12 (23-00)

Hela perioden	
Högsta prisdifferensunder perioden för en timme	40,9
Genomsnittlig prisdifferensunder perioden	22,8
Observerade timmar under perioden med prisdifferens er(%av total antalet timmar)	67 %

Kommentarer	
Överföring	Begränsad överföringskapacitet med till ungefär 65 %av installerad kapacitet för överföringen mellan SE3 och SE4 under i stort sett hela perioden.
Produktion	Lägre vindkraftproduktion än normalt. Mycket lite värmekraftproduktion. Tillgänglig kärnkraft SE3 62,6%. Många kärnkraftverk i revision.
Väder	2012-06-25 – 2012-06-29 generellt något kallare än normalt. Därefter något varmare väder.

Enskild timme under perioden

Fredag 2012-07-06 (10-11)	
Spotpris SE1	25,7
Spotpris SE2	25,7
Spotpris SE3	25,7
Spotpris SE4	66,6
SE4 gemensamt pris med	DK1 och DK2
Produktion SE4	655
Import SE3	3453
Användning SE4	2823
Export DK2	704
Export PL	0
Export DE	604
Tillgänglig kärnkraft	66,1 %
Kommentar: I hela Sverige varmare än normalt. Temperaturer kring 2-4 grader varmare än normalt för SE4.	

2012-12-12 (00-01) - 2013-01-23 (23-00)

Hela perioden

Högsta prisdifferensunder perioden för en timme	52,5 EUR
Genomsnittlig prisdifferensunder perioden	10,1 EUR
Observerade timmar under perioden med prisdifferens er(% av totala antalet timmar)	8 %

Kommentarer	
Överföring	
Produktion	Inledningsvis något högre vindkraftproduktion därefter lite mindre vind. Värmekraftproduktion över den normala. Tillgänglig kärnkraft SE3 98,4 %.
Väder	Kallt i hela Sverige under perioden med undantag från perioden 2012-12-30-2013-01-10 som bjöd på temperaturer över det normala.

Enskilda timmar under perioden

Onsdag 2012-12-12 (18-19)		**Onsdag 2013-01-23 (18-19)**	
Spotpris SE1	87,1	Spotpris SE1	55,0
Spotpris SE2	87,1	Spotpris SE2	55,0
Spotpris SE3	139,7	Spotpris SE3	98,5
Spotpris SE4	139,7	Spotpris SE4	98,5
SE4 gemensamt pris med	NO1, NO2, NO5, SE3, DK1 och DK2	SE4 gemensamt pris med	NO1, NO2, NO5, SE3, DK1 och DK2
Produktion SE4	1061	Produktion SE4	1376
Import SE3	4366	Import SE3	3489
Import DE	2	Import DE	2
Användning SE4	4819	Användning SE4	4491
Export DK2	634	Export PL	0
Export PL	0	Export DK2	362
Tillgänglig kärnkraft	88,8 %	Tillgänglig kärnkraft	95,1 %
Kallt i hela Sverige med temperaturer ner mot 10 grader under de normala i SE4.		Kallare än normalt i stort sett hela landet. SE4 temperaturer 1-3 grader under de normala.	

2013-11-17 (00-01) - 2013-12-02 (23-00)

Hela perioden

Högsta prisdifferensunder perioden för en timme	69,7 EUR
Genomsnittlig prisdifferensunder perioden	16,5 EUR
Observerade timmar under perioden med prisdifferens er (% av totala antalet timmar)	34 %

Kommentarer	
Överföring	
Produktion	Något mer vindkraftproduktion och värmekraftproduktion än normalt. Tillgänglig kärnkraft SE3 83,0 %.
Väder	Inledningsvis något varmare än normalt under perioden. 2013-11-20 – 2013-11-26 var temperaturerna kring normala eller några grader under de normala i södra Sverige. I slutet av november och början av december var vädret generellt sett milt.

Enskild timme under perioden

Tisdag 2013-11-26 (17-18)

Spotpris SE1	41,9
Spotpris SE2	41,9
Spotpris SE3	60,0
Spotpris SE4	111,6
SE4 gemensamt pris med	DK2
Produktion SE4	1218
Import SE3	3923
Användning SE4	3967
Export DK2	870
Export PL	0
Export DE	319
Tillgänglig kärnkraft	82,4 %
Temperaturer ner mot 3 grader under den normala.	

Urval av UMM för perioden

Start	Slut	Överföring	Orsak
2011-05-31 06:00	2011-12-03	Ringhals 4 SE3	Reviderad plan för underhåll. Tillgänglig produktion under händelsen (MW): 0 (934)
2011-10-30 07:30	2012-04-22 23:59	Oskarshamn 1 SE3	Reviderad plan för underhåll. Tillgänglig produktion under händelsen (MW): 0 (473)
2011-11-03 6:00	2011-11-04 12:00	Baltic Cable SE4-DE	Reviderad plan för underhåll i nätet som påverkar kapaciteten. Utgående kapacitet under händelsen (MW): 0 i båda ritningarna (600)
2011-11-04 00:00	2011-11-05 21:16	Oskarshamn 3 SE3	Produktionsfel. Tillgänglig produktion under händelsen (MW): 0 (1400)
2011-11-04 00:47	2011-11-04 23:59	SE3>SE4	Fel i elnätet som påverkar kapaciteten. Utgående kapacitet under händelsen (MW): SE3>SE4 3920 (5300)
2011-11-05 00:00	2011-11-22 06:00	Konti-Skan SE3>DK1	Särskild information. För att bibehålla driftsäkerheten i överföringssystemet i sydvästra Sverige krävs begränsning av kapaciteten. Utgående kapacitet under händelsen (MW): SE3>DK1 400 (680)
2011-11-10 11:13	2011-11-11 23:59	Öresund SE4-DK2	Fel i elnätet som påverkar kapaciteten. Utgående kapacitet under händelsen (MW): DK2>SE4 650 (1700), SE4>DK2 1140 (1300)
2011-11-12 06:00	2011-11-12 17:00	Öresund SE4-DK2	Ny plan för underhåll i nätet som påverkar kapaciteten. Utgående kapacitet under händelsen (MW): SE4>DK2 100 (1300), DK2>SE4 650 (1700)
2011-11-12 06:00	2011-11-12 17:00	SE3>SE4	Ny plan för underhåll i nätet som påverkar kapaciteten. Utgående kapacitet under händelsen (MW): SE3>SE4 3100 (5300)
2011-11-14 07:00	2011-11-14 15:00	Öresund SE4-DK2	Ny plan för underhåll i nätet som påverkar kapaciteten. Utgående kapacitet under händelsen (MW): DK2>SE4 950 (1700), SE4>DK2 1000 (1300)
2011-11-22 06:00	2011-11-24 19:00	Konti-Skan SE3-DK1	Ny plan för underhåll i nätet som påverkar kapaciteten.

Start	Slut	Överföring	Orsak
			Utgående kapacitet under händelsen (MW): DK1>SE3 0 (740), SE3>DK1 0 (680)
2011-11-23 08:36	2011-11-28 07:15	Ringhals 1 SE3	Produktionsfel. Tillgänglig produktion under händelsen (MW): 380 (854)
2012-02-05 18:00	2012-02-05 20:15	SwePol PL-SE4	Fel i elnätet som påverkar kapaciteten. Utgående kapacitet under händelsen (MW): SE4>PL 0 (600), PL>SE4 0 (600)
2012-02-14 07:00	2012-02-14 18.00	Öresund SE4-DK2	Ny plan för underhåll i nätet som påverkar kapaciteten. Utgående kapacitet under händelsen (MW): DK2>SE4 650 (1700), SE4>DK2 650 (1300)
2012-02-15 09:50	2012-02-15 18:00	Öresund SE4-DK2	Ny plan för underhåll i nätet som påverkar kapaciteten. Utgående kapacitet under händelsen (MW): DK2>SE4 650 (1700), SE4>DK2 650 (1300)
2012-02-15 14:00	2012-02-27 17:57	Öresund SE4-DK2	Fel i elnätet som påverkar kapaciteten. Utgående kapacitet under händelsen (MW): DK2>SE4 650 (1700), SE4>DK2 650 (1300)
2012-02-18 08:00	2012-02-18 13:00	Forsmark 2 SE3	Reviderad plan för underhåll. Tillgänglig produktion under händelsen (MW): 740 (996)
2012-02-18 11:45	2012-02-18 18:00	Forsmark 1 SE3	Produktionsfel. Tillgänglig produktion under händelsen (MW): 800 (984)
2012-02-19 00:00	2012-02-19 23:59	Baltic Cable DE>SE3	Särskild information. På grund av hög vindkraft inmatning i Tyskland minskas kapaciteten. Utgående kapacitet under händelsen (MW): DE>SE4 60 (600)
2012-06-01 00:00	2012-06-30 23:59	SwePol PL>SE4	Särskild information. Utgående kapacitet under händelsen (MW): SE4>PL 600 (600), PL>SE4 0 (600)
2012-06-06 00:00	2012-07-08 04:05	Ringhals 3 SE3	Reviderad plan för underhåll. Tillgänglig produktion under händelsen (MW): 0 (1047)
2012-06-18 16:09	2012-07-18 04:58	Ringhals 2 SE3	Produktionsfel. Tillgänglig produktion under händelsen (MW): 0 (865)
2012-06-20 18:25	2012-06-29 08:00	Forsmark 2 SE3	Produktionsfel. Tillgänglig produktion under händelsen (MW): 500 (996)
2012-06-24	2012-07-15 21:28	Oskarshamn 2 SE3	Reviderad plan för underhåll. Tillgänglig produktion under händelsen (MW): 0 (638)
2012-06-25 06:00	2012-07–11 17:48	SE3>SE4	Reviderad plan för underhåll i nätet som påverkar kapaciteten. Utgående kapacitet under händelsen (MW): SE3>SE4 3200 (5300)
2012-07-01 00:00	2012-07-30 23:59	SwePol PL>SE4	Särskild information. Utgående kapacitet under händelsen (MW): SE4>PL 0 (600), PL>SE4 0 (600)
2012-07-07 21:05	2012-07-08 00:25	Konti-Skan SE3-DK1	Fel i elnätet som påverkar kapaciteten. Utgående kapacitet under händelsen (MW): DK1>SE3 280 (740), SE3>DK1 280 (680)
2012-07-08 00:01	2012-07-29 18:40	Forsmark 3 SE3	Reviderad plan för underhåll. Tillgänglig produktion under händelsen (MW): 0 (1170)

Start	Slut	Överföring	Orsak
2012-12-16 07:00	2012-12-16 17:00	SE3>SE4	Reviderad plan för underhåll i nätet som påverkar kapaciteten. Utgående kapacitet under händelsen (MW): SE3>SE4 4400 (5300)
2012-12-18 07:00	2012-12-18 16:00	Konti-Skan SE3-DK1	Reviderad plan för underhåll i nätet som påverkar kapaciteten. Utgående kapacitet under händelsen (MW): DK1>SE3 370 (740), SE3>DK1 340 (680)
2012-12-19 06:00	2012-12-19 16:00	Konti-Skan SE3-DK1	Ny plan för underhåll i nätet som påverkar kapaciteten. Utgående kapacitet under händelsen (MW): DK1>SE3 370 (740), SE3>DK1 0 (680)
2013-01-05 15:33	2013-01-05 17:35	Konti-Skan DK1-SE3	Fel i elnätet som påverkar kapaciteten. Utgående kapacitet under händelsen (MW): DK1>SE3 0 (740), SE3>DK1 0 (680)
2013-11-17	2013-12-02	DE-SE4	Sammanfattning av flera UMM. Begränsning eller underhåll i nätet som påverkar kapaciteten. Varierande utgående kapacitet under perioden i bägge riktningar.
2013-11-23 06:00	2013-11-23 17:00	SE3>SE4	Avbrott på överföring. Utgående kapacitet under händelsen (MW): SE3>SE4 4000 (5300)

Energimarknadsinspektionen
Kungsgatan 43
Box 155
631 03 Eskilstuna
Tel 016-16 27 00
www.ei.se