

Prisområden som flaskhalshantering

En studie av konsekvenser för företagen

Böcker och rapporter utgivna av Statens
energimyndighet kan beställas från
Energimyndighetens förlag.
Orderfax: 016-544 22 59
e-post: forlaget@stem.se

© Statens energimyndighet
Upplaga: 100 ex

ER 19:2004

ISSN 1403-1892

Förord

Energimyndigheten har regeringens uppdrag att genomföra problemorienterade uppföljningar av elmarknaden. Särskilda frågor som ska uppmärksammas gäller kapacitetsutvecklingen i elproduktionen, strukturförändringar i elproduktionen, elhandel och nätverksamhet samt prisutvecklingen på el- och nättjänster.

I denna rapport redovisas Energimyndighetens analys och uppföljning av elmarknaden enligt regleringsbrevet.


Rapportens syfte är att analysera hur den nuvarande uppdelningen i prisområden för hantering av begränsningar i överföringskapacitet på den nordiska marknaden påverkar svenska aktörer. Utöver detta beskrivs metoderna prisområden och mothandel vilka används för att hantera flaskhalsar.

Energimyndigheten har regeringens uppdrag att belysa konsekvenserna av olika metoder att hantera begränsningar i det svenska överföringsnätet för el, vilket ska presenteras senast 1 december 2004. Mot bakgrund av detta ska denna rapport ses som en del i Energimyndighetens kunskapsuppbyggnad som expertmyndighet kring elhandelsfrågor.

Beslut i detta ärende har fattats av Statens energimyndighets generaldirektör Thomas Korsfeldt. Rapporten har sammanställts av Energimyndighetens avdelning Energimarknad. Vid den slutliga handläggningen har därutöver överdirektören Håkan Heden, verksjuristen Fredrik Selander, avdelningscheferna Tommy Ankarljung, Josephine Bahr Ljungdell, Zofia Lublin och Birgitta Palmberger, enhetschefen Maria Malmkvist, samt handläggaren Tobias Johansson deltagit, den sistnämnde föredragande.



Thomas Korsfeldt



Tobias Johansson

Figurer

Figur 1 Förändring av magasininnehåll i Sverige och Norge jämfört med Stockholmsprisets avvikelse från systempriset i SEK/MWh	11
Figur 2 Pris i två separata områden	21
Figur 3 Pris i två områden vid handel.....	22
Figur 4 Lika pris i två områden	22
Figur 5 Systemprisutveckling, löpande priser	25
Figur 6 Stockholmspris minus systempris	26
Figur 7 Oslopris minus systempris	27
Figur 8 Helsingforspris minus systempris	27
Figur 9 Västdanmarks pris minus systempris	28
Figur 10 Östdanmarks pris minus systempris	28
Figur 11 Magasinfyllnadsförändringar, stockholmsprisets avvikelse från systempriset och Sveriges nettoimport 2000, baserat på veckostatistik .	37
Figur 12 Magasinfyllnadsförändringar, stockholmsprisets avvikelse från systempriset och Sveriges nettoimport 2003, vecka 1-47	38

Tabeller

Tabell 1 Procentuell del av tiden som områdespriser sammanföll med systempris respektive andra områdespriser under 2003	12
Tabell 2 Procentuell andel tid med gemensamt pris i hela elbörsområdet	12
Tabell 3. Kapacitet på Sveriges utlandsförbindelser 1996 och 2002.....	16
Tabell 4 De systemansvarigas motköpskostnader i respektive lands valuta	24
Tabell 5 Handelskapacitet på Sveriges överföringsförbindelser via Nord Pool 2003, MW	29
Tabell 6 Förhållande mellan områdespris och systempris, procentuell del av tiden	30
Tabell 7 Kostnad för elhandlaren inköp på elspot, ca 1 TWh baserat på Sverigeprofilen, i löpande priser mkr.....	33
Tabell 8 Prisområdesuppdelningens påverkan på elhandlaren kostnader, ca 1 TWh baserat på Sverigeprofilen uttryckt i löpande priser, tkr.....	34
Tabell 9 Prisområdesuppdelningens påverkan på elhandlaren kostnader, ca 1 TWh baserat på Sverigeprofilen uttryckt i löpande priser, öre/kWh ...	34
Tabell 10 Prisområdesuppdelningens påverkan på elhandlaren kostnader, ca 1 TWh baserat på Sverigeprofilen uttryckt i 2002 års priser, tkr.....	35
Tabell 11 Prisområdesuppdelningens påverkan på elhandlaren kostnader, ca 1 TWh baserat på Sverigeprofilen uttryckt i 2002 års priser, öre/kWh..	35
Tabell 12 Prisområdesuppdelningens påverkan på elhandlaren kostnader, procentuell del av kostnaden för inköp på elspot,	36
Tabell 13 Medel pris för CfD-kontrakt under dess handelsperiod, kr	40
Tabell 14 Kostnadsförändring på grund av att områdespriset avviker från systempriset, baserat på medelpriser, tkr.....	42
Tabell 15 Kostnadsförändring på grund av områdespriset avviker från systempriset, stängningskurs på CfD under handelsperioden jämfört med medelavvikelsen på spotmarknaden, tkr.....	43

Innehåll

1. Inledning	9
1.1 Syfte och disposition.....	9
Syfte	9
Rapportens disposition	9
1.2 Bakgrund.....	10
2. Överföringsnätet	13
2.1 Nätstruktur	13
2.2 Stamnätet	13
2.4 Överföringskapacitet i Norden.....	14
2.5 Kraftnätet i Nordvästeuropa.....	17
3 Flaskhalsar	19
3.1 Prisområden	20
3.2 Motköp.....	23
4. Analys	25
4.1 Förekomst av prisområden.....	25
4.2 Hur fördelar sig kostnaderna mellan aktörer till följd av uppdelning i prisområden?	31
Modellföretag utan CfD säkring	33
Modellföretag med CfD säkring	38
5. Sammanfattning och konklusioner	45
Referenser	47

1. Inledning

1.1 Syfte och disposition

Syfte

Syftet med denna studie är att analysera hur den nuvarande uppdelningen i prisområden för hantering av begränsningar i överföringskapacitet på den nordiska marknaden påverkar svenska aktörer.

Rapportens disposition

Rapporten är indelad i fem kapitel. Kapitel ett utgörs av inledningen där strukturen på elmarknaden och kort hur överföringsbegränsningar hanteras på den nordiska elmarknaden redovisas. Dessutom presenteras statistik över hur ofta det var prisskillnader mellan olika områden i Norden under 2003.

Kapitel två ger en översiktlig bild av överföringsnätet i Norden med betoning på Sverige. I detta inbegrips indelning av nätet i regional-, lokal- och stamnät. Framställningen fokuserar på stamnätet. Vidare omfattar kapitlet en genomgång av överföringskapaciteten på de svenska utlandsförbindelserna.

I kapitel tre beskrivs flaskhalsar vilka kan vara temporära eller strukturella. Vidare beskrivs det hur flaskhalsar hanteras i Norden. Hanteringen av flaskhalsar bygger på två metoder, prisområden och motköp. Större delen av framställningen gäller prisområdesmetoden och hur priset sätts på en marknad bestående av två områden. Där det ena området är lågprisområde och det andra högprisområde och hur priset i respektive område förändras vid handel dem emellan.

Det fjärde kapitlet utgörs av analysen vilken fokuserar på hur uppdelningen i prisområden påverkar olika aktörer. För att analysera hur uppdelningen i olika prisområden påverkar aktörers kostnader konstrueras ett modellföretag. Därefter beräknas hur prisområdesuppdelningen påverkar modellföretagets kostnader. Vidare undersöks hur modellföretagets kostnader utvecklats om det valt att försäkra sig om en viss avvikelse från systempriset. I kapitlet studeras även prisområdesuppdelningen under vårtåret 2000 och torråret 2003 med avseende på flöden till och från Sverige.

Rapporten avslutas i kapitel fem med sammanfattning och konklusioner.

1.2 Bakgrund

Strukturen på elmarknaden kännetecknas av ett fåtal stora producenter där Vattenfall, Sydkraft och Fortum utgör de tre stora. Deras sammanlagda produktion var 123,3 TWh under 2002. Detta utgör cirka 86 % av Sveriges totala produktion som var 143,4 TWh under 2002.¹ Produktionen i Sverige fördelade sig 2002 till 46 % vattenkraft och 46 % kärnkraft.²

Den totala kapaciteten i svenska produktionsanläggningar uppgår till 32 223 MW av vilken Vattenfall, Sydkraft och Fortum står för knappt 83 %. Den totala konsumtionen i Sverige 2002 var 148 719 GWh.¹

Nord Pool är den nordiska elbörsen och ägs av de två systemoperatörerna Affärsverket svenska kraftnät (Svenska kraftnät) och Statnett. Nord Pool Spot som organiserar den fysiska krafthandeln ägs till 20 procent vardera av Nord Pool ASA, Svenska kraftnät, Statnett och Fingrid. De danska systemoperatörerna Elkraft och Eltra äger vardera 10 procent av Nord Pool Spot. 2002 omsattes cirka 32 procent av förbrukningen i Norden på Elspot.³

Det nordiska kraftsystemet har en stor andel vattenkraftsproduktion 54,5 % 2002², vilken till största delen är placerad i nord och väst. Produktionen från vattenkraften kan variera kraftigt mellan år med mycket nederbörd (vårår) och år med jämförelsevis liten nederbörd (torrår). Det finns alltså ett varierande behov av att överföra el mellan olika delar av den nordiska elmarknaden beroende bland annat på vädret, men också t.ex. på variationer i efterfrågan. Ibland uppstår begränsningar i möjlig överföring, s.k. flaskhalsar.

På den nordiska elmarknaden hanteras begränsningar i överföringsnätet under planeringsfasen. Detta sker via Nord Pool Spots Elspotmarknad. Systempriset är det pris som råder i hela börsområdet när det inte föreligger några begränsningar i överföringskapaciteten mellan områden, så kallade flaskhalsar. Uppstår det flaskhalsar löser marknaden dessa genom att marknaden delas upp i separata områden. Detta leder till att elpriset på Elspotmarknaden skiljer sig mellan olika områden när det förekommer begränsningar i överföringskapaciteten. Uppstår det flaskhalsar under driftsfasen hanteras de genom en annan metod, som benämns mot-handel eller motköp.

Under ett vårår kan behovet vara stort att överföra kraft söderut för att ersätta värmekraftproduktion med vattenkraft. Det motsatta sker vid torrår då kraft från söder i form av värmekraft behöver överföras för att kompensera för utebliven vattenkraftproduktion. Överföringsnätet är inte dimensionerat för att klara alla variationer varför det uppstår flaskhalsar.⁴

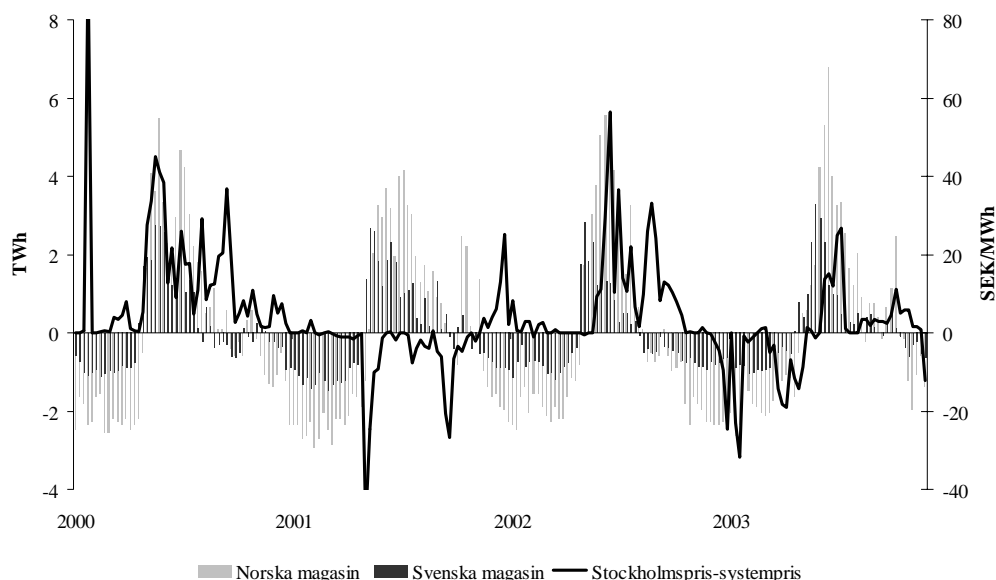
¹ Nordel årsstatistik 2002 och Svensk Energi

² Nordel årsstatistik 2002

³ Energimyndigheten (2003)

⁴ Nordel 2002

Under perioden 2000 till 2003 har den nordiska marknaden upplevt såväl våtår som torrår. Utvecklingen i de svenska och norska vattenmagasinen jämförs med hur det svenska områdespriset, stockholmspriset, har stämt överens med systempriset i figur 1. 2000 var ett våtår under vilket det svenska områdespriset i cirka 60 procent av årets timmar var högre än systempriset. Under 2002 var dock stockholmspriset lika med systempriset i cirka 55 procent av årets timmar.



Figur 1 Förändring av magasininnehåll i Sverige och Norge jämfört med Stockholmsprisets avvikelser från systempriset i SEK/MWh

Källa: Energimyndighetens beräkning, Nord Pool FTP-server, Svensk energi, Statistiska centralbyrån (SSB)

Under 2003, som var ett torrår, avvek det svenska stockholmspriset från systempriset under drygt 60 procent av tiden. Ur figur 1 kan det utläsas att när vattenmagasinen i Sverige och Norge ökar finns en tendens till att det svenska områdespriset blir högre än systempriset. Detta tyder på att marknaden önskar att det ska flöda kraft från Norge till Sverige vilket inte kan tillgodoses på grund av flaskhalsar i överföringsnätet.

I tabell 1 presenteras hur ofta respektive områdespris avvek från systempriset under 2003, vidare sammanfattas hur ofta priset varit lika i två separata områden.⁵

⁵ Norge är uppdelat i fler prisområden. Det vanliga är att det är två till tre prisområden i Norge, men det också under perioder delats upp i fler områden. De områden som ingår i tabell 1 är de områdespriser som det går att försäkra på Nord Pools finansiella marknad.

Tabell 1 Procentuell del av tiden som områdespriser sammanföll med systempris respektive andra områdespriser under 2003

	Stockholm	Oslo	Helsingfors	Östdanmark	Västdanmark	System
Stockholm	-	73,5	70,8	98,0	48,4	37,5
Oslo	73,5	-	50,4	72,2	41,0	37,5
Helsingfors	70,8	50,4	-	69,3	36,5	37,5
Östdanmark	98,0	72,2	69,3	-	47,4	36,8
Västdanmark	48,4	41,0	36,5	47,4	-	21,3
System	37,5	37,5	37,5	36,8	21,3	-

Källa: Energimyndighetens beräkning utifrån Nord Pool FTP-server

Skulle det inte ha varit några begränsningar i överföringskapaciteten mellan områden i Norden skulle alla aktörer kunna köpa eller sälja kraft till systempriset. Det är ur konkurrenshänseende intressant att studera hur väl priserna överensstämmer mellan områden. Under 2003 kan det konstateras att Sverige, stockholmspriset, och Östdanmark utgjorde en och samma marknad med enhetligt pris under 98 procent av tiden. Under större delen av årets timmar sammanföll stockholmspriset med något annat område. Det kan dock konstateras att stockholmspriset avvek från systempriset under mer än 60 procent av tiden 2003.

I tabell 2 kan den procentuella tid som det varit gemensamt pris i hela elbörsoområdet studeras.

Tabell 2 Procentuell andel tid med gemensamt pris i hela elbörsoområdet

1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
59,4	43,7	43,2	19,4	51,1	35,0	27,3

Källa: Nord Pool, utbildningsmaterial certifierad elhandlare våren 2004.

Under 2001 var det samma pris på den Nordiska elmarknaden i 51,1 procent av tiden vilket kan jämföras med 2002 då det vara enhetligt pris i de olika delområdena i 35 procent av tiden.

Att priset skiljer sig mellan områden väcker frågan om vad detta har för inverkan på konkurrensen och hur uppdelningen i prisområden påverkar olika aktörer.

2. Överföringsnätet

2.1 Nätstruktur

El överförs från kraftstationer till förbrukare på ledningsnät. Nätet delas in i tre nivåer, lokalnät, regionalnät och stamnät. Det är Svenska Kraftnät som ansvarar för stamnätet i Sverige. Stamnätet omfattar ledningar på 220 kV och 400 kV, dessutom huvuddelen av förbindelserna med grannländerna. Regionalnäten transporterar el från stamnätet till lokalnäten och i vissa fall till el-användare med hög förbrukning. Från de lokala näten transformeras kraften inom distributionsområdena till normal hushållsspänning.⁶

Stamnätet utgörs av 15 050 km 220 kV- och 400 kV-ledningar. Kraftverks- eller regionnätsägare kan ansluta sig till stamnätet och använda det för att transportera el.⁶

Möjligheten för handel inom den nordiska regionen och angränsande regioner beror på överföringsledningarnas kapacitet. Överföringskapaciteten från och till Sverige presenteras i tabell 3. Denna kapacitet är den maximala tekniska kapaciteten, emellertid är ofta kapaciteten som är tillgänglig för marknaden lägre på grund av interna flaskhalsar i det nordiska systemet.

2.2 Stamnätet

Svenska kraftnät använder en så kallad punkttariff på stamnätet. Grundprincipen för punkttariffen är att alla aktörer endast betalar för rätten att mata in eller ta ut el i en anslutningspunkt. Via anslutningspunkten får aktören tillträde till hela nät-systemet och elmarknaden. Ellagen⁷ föreskriver att punkttariffer ska tillämpas på de regionala och lokala näten. Producenter och el-användare som är anslutna till ett lokalt nät betalar nätavgifter till nätägaren. Därefter kan de handla el av vilken aktör de önskar inom det öppna nätsystemet.

De lokala nätägarna betalar nätavgifter till den regionala nätägaren. De regionala nätägarna och producenterna betalar nätavgifter till Svenska kraftnät för att vara anslutna till stamnätet.

Punkttariffen för stamnätet består av dessa avgifter:⁸

- Årlig effektavgift
- Timavgift för energi
- Initial anslutningsavgift

⁶ Elmarknaden 2003

⁷ Ellag (1997:857)

⁸ Svenska Kraftnät (2001)

Storleken på effektavgiften beror på den geografiska latituden. Producenter betalar mer i norr än i söder. I norr finns det ett överskott av kapacitet för elproduktion medan det i söder finns användare med hög förbrukning och exportmarknader.

För att beräkna energiavgiften multipliceras anslutningspunktens marginella förlustkoefficient, den aktuella inmatningen eller uttaget av energi vid denna punkt och priset på förlustenergin.

Det har beräknats förlustkoefficienter för varje inkopplingspunkt på nätet. Det finns koefficienter för dagtid under vardagar och för övrig tid under perioder med hög och låg förbrukning. De kan vara positiva eller negativa.

Den initiala anslutningsavgiften tas ut om det krävs betydande investeringar för att ansluta nya anläggningar, som bara tillgodoser en eller ett fåtal aktörers intressen.⁹

2.4 Överföringskapacitet i Norden

I det nordiska elbärsområdet, Sverige, Norge, Danmark och Finland finns ett antal överföringsförbindelser. Tabell 3 sammanfattar Sveriges utlandsförbindelser. Förutom överföringsförbindelserna mellan de nordiska länderna finns förbindelser från Norden till Tyskland, Polen och Ryssland. Den kapacitet som anges i tabellen är den tekniska kapaciteten. Den kapacitet som är tillgänglig för marknadens aktörer, handelskapaciteten, kan variera kraftigt mellan perioder med hög eller låg last.

Hur mycket som kan överföras vid en viss tidpunkt är beroende av ett antal faktorer. Begränsningar kan bero på nätkapaciteten och/eller försörjningsläge i respektive område.¹⁰

Större delen av elhandeln över gränserna till/från de nordiska länderna sker via Elspotmarknaden. Det är möjligt att bedriva bilateral handel över gränserna till/från Finland och Östdanmark. Avtal om sådan bilateral handel tecknas med Svenska kraftnät. Överföringstjänsten ger rätten att överföra kraft på den svenska delen av förbindelsen. På andra sidan av överföringsförbindelsen får aktören eller dennes handelspart göra en överenskommelse med nätägaren om överföringsrätter.¹¹

De nordiska systemoperatörerna har ingått ett avtal, systemdriftavtal, om driften av det sammankopplade nordiska kraftsystemet. Systemdriftavtalet reglerar driftsamarbetet för delsystemen i Öst- och Västdanmark, Finland, Sverige och Norge. Överföringsgränser på förbindelser mellan delsystemen ska enligt systemdriftavtalet löpande fastställas bilateralt av berörda parter. Dessa ska fastställas baserat

⁹ Svenska Kraftnät (2001)

¹⁰ Elmarknaden 2003

¹¹ www.svk.se

på driftsäkerhetskriterier och tekniska och driftmässiga situationer som har betydelse för överföringsförmågan.¹²

På grund av driftssäkerheten eller förhållanden i det egna eller i angränsande system kan systemansvariga behöva begränsa överföringskapaciteten mellan delsystemen.¹²

Handelsgränsen är den högsta tillåtna kraftutväxlingen mellan områden på timbasis. Denna beräknas som överföringsgränsen minskat med reglermarginalen.¹²

Svenska kraftnät kan begränsa nyttjandet av en utlandsförbindelse när det råder begränsningar av överföringsförmågan. Detta gäller både vid planerade och oplanerade begränsningar av överföringsförmågan. Svenska kraftnät begränsar då handelsutrymmet för export. Det resterande handelsutrymmet tilldelas därefter respektive utlandsförbindelse.¹³

Fördelningen av handelsutrymmet görs i två steg. Det första är att fördela tillgängligt handelsutrymme proportionellt mellan förbindelserna efter varje förbindelses fysiska termiska kapacitet. Det andra steget är att fördela det tillgängliga handelsutrymmet på den enskilda förbindelsen proportionellt mellan aktörer och eventuella kunder med årsabonnemang i förhållande till abonnemangens storlek.¹³

¹² Nordel, Systemdriftavtalet 2002-05-02

¹³ www.svk.se

Tabell 3. Kapacitet på Sveriges utlandsförbindelser 1996 och 2002.¹⁴

	Kapacitet MW år 2002, teknisk ¹		Kapacitet MW år 1996, teknisk ¹	
	Från Sverige	Till Sverige	Från Sverige	Till Sverige
Sverige – Danmark				
Öresund:				
Teglstrupgård - Mörrarp 1 och 2	350	²⁾ 350	²⁾ 350	²⁾ 350
Hovegård – Söderåsen 1	800	²⁾ 800	²⁾ 800	²⁾ 800
Hovegård – Söderåsen 2	800	²⁾ 800	²⁾ 800	²⁾ 800
Summa (inkl begränsningar) ²⁾	1775	1700	1600	1600
KontiSkan:				
Vester Hassing - Göteborg	290	270	290	270
Vester Hassing - Lindome	380	360	380	360
Summa	670	630	670	630
Hasle (Bornholm) - Borrby	60	60	60	60
Finland – Sverige				
Ossauskoski – Kalix				
Petäjaskoski – Letsi	1600	³⁾ 1200	³⁾ 900	³⁾ 700
Keminmaa – Svartbyn				
Raumo – Forsmark	550	550	500	500
Senneby – Tingsbacka (Åland)	80	80	35	35
Norge – Sverige				
Sildvik – Tornehamn	50	120	50	120
Ofoten – Ritsem	700	1350	⁴⁾ 750	750
Røssåga – Ajaure	415	⁵⁾ 415	^{4 5)} 285	⁵⁾ 285
Linnvasselv, transformator	50	50	50	50
Nea – Järpströmmen	900	⁵⁾ 900	⁵⁾ 450	⁵⁾ 450
Lutufallet – Höljes	40	20	40	20
Eidskog - Charlottenberg	100	100	100	100
Hasle – Borgvik	2200	⁵⁾ 2200	⁵⁾ 1650	⁵⁾ 1800
Halden – Skogssäter				
Sverige-Polen	600	600	-	-
Sverige Tyskland	600	⁶⁾ 600	⁶⁾ 600	⁶⁾ 600

1) Statistiken avser den tekniska kapaciteten, handelskapaciteten är i många fall något lägre.

2) Termisk gräns. Den totala överföringskapaciteten är 1775 MW till Danmark och 1700 MW till Sverige.

3) Vid vissa situationer kan kapaciteten vara lägre.

4) Termisk gräns. Stabilitetsproblem och produktion i angränsande produktionsanläggningar kan sänka överföringskapaciteten.

5) Överföringsförmågan kan vid vissa situationer vara lägre, detta pga. flaskhalsar i det svenska och norska nätet.

6) Överföringsförmågan är pga. begränsningar i det tyska nätet begränsad till 460 MW från Sverige och 390 MW till Sverige.

¹⁴ Nordel årsstatistik 1996 och 2002

2.5 Kraftnätet i Nordvästeuropa

I figur ett visas stamnätet i Nordeuropa. I Norge äger Statnett större delen av stamnätet, cirka 15 procent ägs av andra aktörer. Statnett ansvarar för drift och utbyggnad av stamnätet och utlandsförbindelserna. I Finland är det Fingrid som har systemansvar och äger stamnätet och utlandsförbindelserna. I Danmark finns två systemansvariga företag, Eltra och Elkraft. Eltra är ansvarigt för stamnätet på Jylland och Fyn. Elkraft är ansvarigt för stamnätet på Själland. Eltra och Elkraft äger 400 kV-nätet och utlandsförbindelserna till Sverige och Tyskland.¹⁵

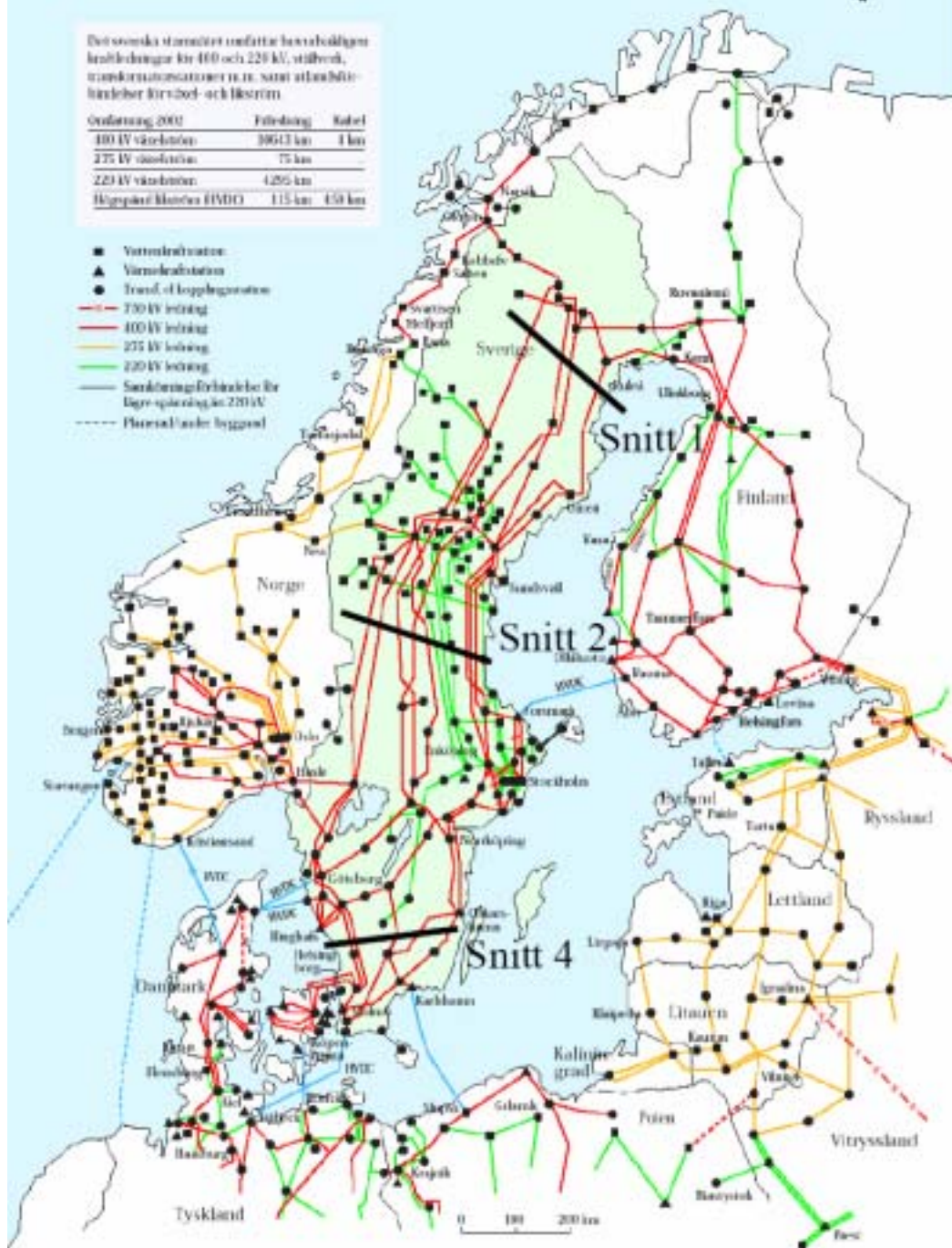
¹⁵ Elmarknaden 2003

Kraftnätet i Nordvästeuropa

Det svenska stamnätet omfattar huvudsakligen kraftledningar för 400 och 220 kV, ställverk, transformatorstationer m.m. samt anslutningslinjer för lokal- och låspann

Utförande 2002	Färdighet	Kabel
400 kV kraftledningar	39613 km	4 km
220 kV kraftledningar	75 km	
220 kV kraftledningar	4295 km	
Högspännskablar HVDC	115 km	450 km

- Vattenkraftstation
- ▲ Värmekraftstation
- Transf. el-föregippsstation
- 700 kV ledning
- 400 kV ledning
- 220 kV ledning
- 220 kV ledning
- Samföring/överföring för Elgas-anslutning 220 kV
- Planerad/under byggning



Källa: Svenska kraftnät

3 Flaskhalsar

De stora variationerna i produktionen av vattenkraft i speciellt Norge och Sverige har medfört variationer i kraftsystemets överföringsbehov. Detta har tidvis lett till att överföringsbehovet varit större än kapaciteten i det nordiska kraftnätet.¹⁶

Flaskhalsar uppstår när överföringsnätet inte klarar att överföra kraft efter marknadens behov. Det behöver inte vara dålig produktionskapacitet lokalt utan kan komma av det handelsmönster som uppstår till följd av utbud och efterfrågan på marknaden.¹⁶

Flaskhalsar kan ha temporära eller strukturella orsaker. Temporära flaskhalsar uppstår mer sällan och kan uppkomma av underhållsarbete, tekniska fel eller speciella marknadsförhållanden. De strukturella flaskhalsarna kommer av kraftnätets utbyggnadsnivå och produktionens och förbrukningens lokalisering. Strukturella flaskhalsar uppstår över längre perioder eller med jämna mellanrum. Det är viktigt att skilja på temporära och strukturella flaskhalsar vid val av metod för att hantera dem. Gränsdragningen om det är en temporär eller strukturell flaskhals är ofta oklar.¹⁶

Enligt europaparlamentets och rådets förordning, som ska tillämpas från 1/7 2004, (EG) nr 1228/2003 artikel sex: ”Problem med överbelastning i näten skall åtgärdas med icke diskriminerande, marknadsbaserade lösningar som ger effektiva ekonomiska signaler till de berörda marknadsdeltagarna och de berörda systemansvariga. Problem med överbelastning i näten skall företrädesvis lösas med metoder som inte bygger på transaktioner, dvs. metoder som inte innefattar ett val mellan de enskilda marknadsaktörernas kontrakt.”

Stamnätet i Sverige byggdes ursprungligen för att föra vattenkraft från norr till söder. I överföringsnätet finns vissa begränsande flaskhalsar, vilka kallas snitt. Snitt två, i höjd med Söderhamn, begränsar den effekt som kan överföras till mellan 6700 och 7000 MW mellan norra och mellersta Sverige. Överföringskapaciteten i snitt fyra, mellan mellersta och södra Sverige i höjd med Växjö, uppgår till mellan 4000 och 4500 MW.¹⁷

Flaskhalsar kan hanteras med olika metoder. Mellan de nordiska länderna samt i Norge och Danmark hanteras flaskhalsar med hjälp av prisområden. Sverige har valt att hantera interna flaskhalsarna i driftsfasen varför Sverige använder motköp för att hantera dessa. Uppkommer det flaskhalsar i driftsfasen i Norden hanteras de med hjälp av motköp.

¹⁶ Nordel (2000)

¹⁷ Elmarknaden 2003

3.1 Prisområden

De systemansvariga i Norden har gett elbörsen Nord Pool i uppgift att hantera flaskhalsar. Till följd av det betraktas Nord Pool som en del av marknadsinfrastruktur. Eftersom all handel mellan områden hanteras av Nord Pool Spot ökar likviditeten på börsen vilket ger ett mer trovärdigt pris.¹⁸

Nord Pool Spot hanterar flaskhalsar genom marknadsdelning, så kallade prisområden. Den fysiska marknaden, Elspot, är en ”en dag i förväg” marknad. Den är en marknad för handel med kraftkontrakt för leverans nästkommande dag. Handel med dessa kontrakt sker i form av en auktion. Priset beräknas på de totala bud som aktörer lämnar om köp och försäljning.¹⁹

Flaskhalsar hanteras med en form av auktion, en så kallad implicit auktion. Den innebär att köp och försäljning av kraft och auktion av kapacitet sker samtidigt. Den implicita auktionen förutsätter att börsen har prisnoteringar på båda sidorna av en förbindelse. Aktörer får automatiskt kapacitet till den kraft de köper eller säljer. Den tillgängliga kapaciteten på en förbindelse är viktig eftersom den påverkar köp- och säljbuden i områdena. De systemansvariga ger börsen uppgifter om maximal handelskapacitet på dygnsbasis. Nord Pool offentliggör sedan dessa kapaciteter före det att handeln på spotmarknaden börjar. De systemansvariga garanterar den kapacitet som Nord Pool Spot nyttjar.¹⁸

Varje deltagare på Elspotmarknaden lämnar sina bud om hur mycket kraft de vill köpa respektive sälja i varje timme. Buden aggregeras så att en kurva för köp och en för försäljning skapas. Detta görs för varje timme nästkommande dag. I punkten där de båda kurvorna, vilka benämns utbud och efterfrågan, skär varandra råder jämvikt på marknaden.

Systempriset bestäms av bud från hela Norden. När beräkningen av systempriset görs är inte nätkapacitet och begränsningsproblem inkluderade. Detta pris kallas ofta det oinskränkta marknadspriset.²⁰

Efter att systempriset beräknats kontrollerar Nord Pool Spot om detta pris leder till större överföring av kraft mellan områdena än vad förbindelsen har kapacitet för. Finns det tillräcklig kapacitet blir systempriset rådande i de olika områdena.

När den mängd kraft marknaden önskar föra över mellan två områden till rådande systempris överstiger kapaciteten delar börsen upp marknaden i två områden. Därefter beräknar börsen priset i de båda områdena var för sig. Följden blir att priset blir högre i det ena området än det andra. Därefter köps kraft i det område med lägre pris som sedan säljs i området med det högre priset. Den ökade efterfrågan i lågprisområdet leder till att dess pris stiger, i högprisområdet sjunker pri-

¹⁸ Nordel (2000)

¹⁹ För ytterligare information se Nord Pool (2003) Nord Pool Spot

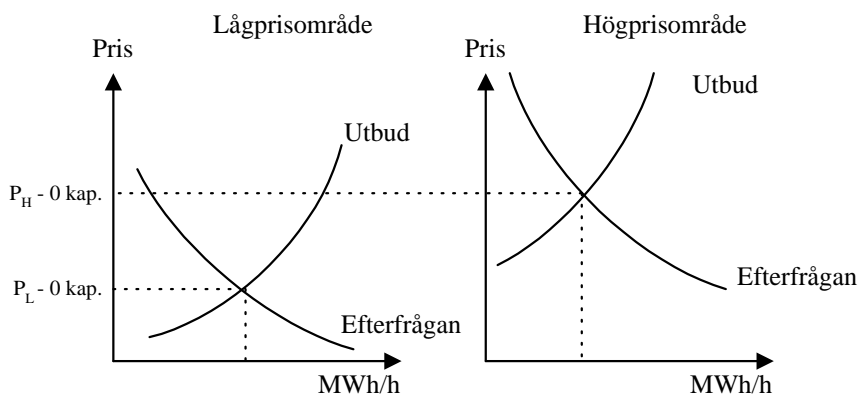
²⁰ Nord Pool (2003)

set till följd av det ökade utbudet. Mängden kraft som handlas ökas därefter tills det att förbindelsens maximala kapacitet är nådd. Metoden säkrar att den mest betalningsvilliga delen av marknadens aktörer får tillgång till den begränsade kapaciteten.²¹

När det finns behov delas elbörsens elbörsområde upp i två eller flera prisområden och sedan justeras handeln så att flöden mellan områdena ligger inom tillåtna gränser. Följden blir högre områdespris i importområdet och lägre områdespris i exportområdet. Systempriset är det pris som skulle råda i hela börsområdet utan flaskhalsar. Marknadsdelningen ger därmed prissignaler till aktörerna när överföringskapaciteten är knapp mellan områden.

Nord Pool Spot använder kapaciteten för att dirigera kraft från lågprisområden till högprisområden. Genom att göra det reduceras priset i högprisområden och priset höjs i lågprisområden. Systemet säkerställer att all kapacitet i begränsningarna nyttjas i enhetlighet med rådande prissignaler.

Processen för att fastställa priser kan illustreras genom figurerna 2-4.²²

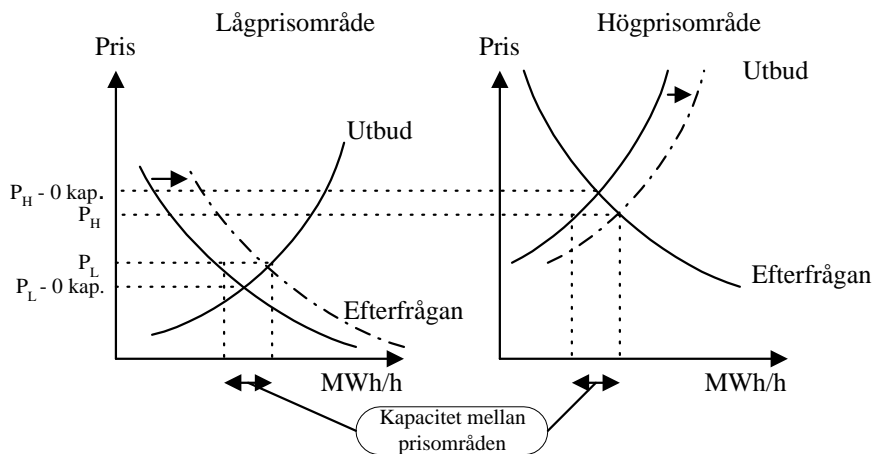


Figur 2 Pris i två separata områden

Figur 2 visar hur priset skulle ha satts i två separata områden om det inte skedde någon handel dem emellan. Detta förhållande visas i figuren med att överföringskapaciteten mellan två separata områden är noll. Priset skulle vara lägre i det vänstra området, P_L , varför det benämns lågprisområde och högre i det i det högra området, P_H , varför det benämns högprisområde. Figur 3 visar hur priserna förändras genom handel mellan områdena, export från lågprisområdet till det importerande högprisområdet.

²¹ Nordel (2000)

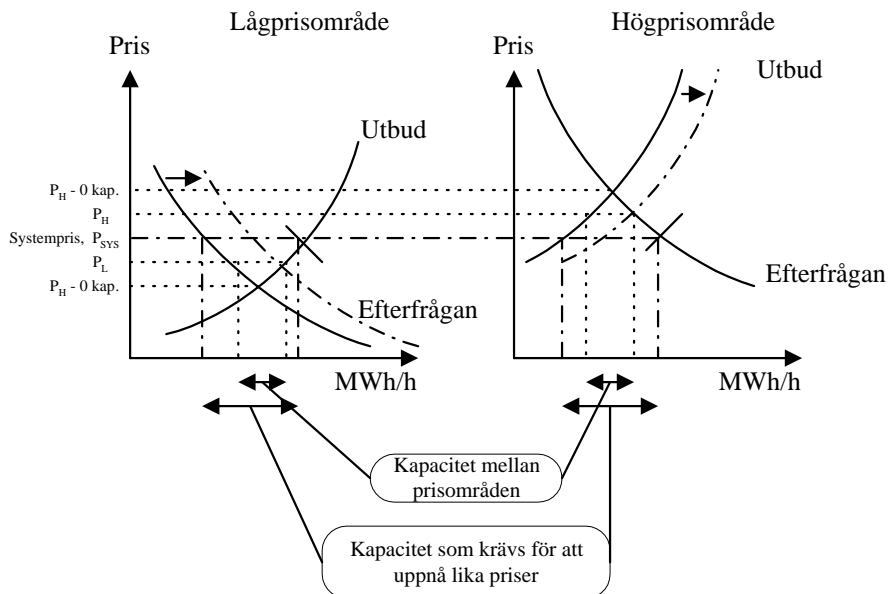
²² Resonemang och figurer baseras på ETSO (2001) Co-ordinated use of Power Exchanges for Congestion Management.



Figur 3 Pris i två områden vid handel

Handeln sker i förhållande till den rådande överföringskapaciteten mellan de två områdena. Följden blir att priset i lågprisområdet stiger till P_L medan priset i högprisområdet sjunker till P_H .

Den avslutande figur tre visar hur mycket överföringskapacitet som krävs för att uppnå lika priser, systempris, i de två områdena.



Figur 4 Lika pris i två områden

Skulle den ”krävda” kapaciteten vara tillgänglig är handeln tillräcklig för att uppnå lika priser i de två områdena och det skulle bara vara ett prisområde.

Med separata prisområden får säljaren i exportområdet betalt till det lägre priset medan köparen i importområdet betalar det högre priset. Skillnaden kan ses som

en kapacitetsavgift som betalas till systemoperatören via börsen. Varje bud om köp eller försäljning måste relateras till ett visst anmälningssområde. Anmälningssområden leder till separata prisområden om det uppstår begränsningar dem emellan till följd av resultatet av buden om köp och försäljning.

Anmälningssområden är fördefinierade som förhållandevis permanenta geografiska områden. Kriteriet för definition av områden är lokaliseringen av den fysiska begränsningen i nätet, inklusive nationella och eller kontrollgränser.

I den ekonomiska litteraturen har det lyfts fram ett antal positiva faktorer som talar för att använda prisområden. Wangensteen skriver att det är ett enkelt sätt att begränsa kraftflödet i en flaskhals. Vidare ger metoden ett optimalt, eller nära ett optimalt, resultat om det bara är en ledning eller ett område som är kritiskt. Uppstår det oförutsedda flaskhalsar måste de hanteras med motköp via reglermarknaden.²³

Enligt Hagem är marknadsdelning samhällsekonomiskt mer effektivt än motköp, ju färre prisområden desto mindre effektivt. Det är möjligt, med relativt få prisområden, att nå en lösning som är nära det samhällsekonomiskt optimala.^{24 25}

3.2 Motköp

Motköp är en annan metod för att hantera flaskhalsar. Önskar marknaden överföra mer kraft över en förbindelse än den har kapacitet för kan de systemansvariga använda motköp för att öka förbindelsens handelskapacitet.

För att avlasta flaskhalsar i driftfasen (realtid) använder Svenska kraftnät motköp. Svenska kraftnät använder bud på balanstjänsten för ökning eller minskning av produktion. Buden är främst avsedda för att balansera elsystemet (frekvenskontroll). Innehåller buden geografisk information kan de användas för att hantera flaskhalsar. Överskrider flödet genom en flaskhals den tillåtna gränsen beställer nätoperatören uppreglering av produktion nedanför flaskhalsen och nedreglering ovanför flaskhalsen.

Behöver till exempel överföringen minskas mellan två delar av Sverige kan det beställas ökad elproduktion i ett område med produktionsbrist och samtidigt minskad produktion i ett område med överskott. Detta görs med hjälp av balanstjänsten. Kostnaderna för motköp belastar Svenska kraftnät och ger signaler om att nätet behöver förstärkas.²⁶

²³ Wangensteen (2001)

²⁴ Hagem B Statnett SF Nordel Market Forum 21 oktober 2003, Common Congestion Management Rules, Presentationsmaterial

²⁵ Energimyndigheten återkommer till denna diskussion i regeringens uppdrag att belysa konsekvenserna av olika metoder att hantera begränsningar i det svenska överföringsnätet för el, vilket ska presenteras senast 1 december 2004.

²⁶ Svenska Kraftnät (2001)

I tabell 4 sammanfattas de systemansvarigas motköpskostnader.

Tabell 4 De systemansvarigas motköpskostnader i respektive lands valuta

	Statnett (MNOK)	Svenska Kraftnät (MSEK)	Eltra (MDKK)	Elkraft (MDKK)	Fingrid (MEuro)
2001	60	3,5	1	5	0,8
2000	21,5	15	26,5	0	1
1999	8,25	6	-	-	-
1998	17	2,5	-	-	-

Källa: Nordel, Översyn av elspotindelningen och förutsättningarna för mothandel på den nordiska elmarknaden, 2002.

I de nordiska länderna används motköp för att hantera temporära flaskhalsar. Ett exempel är när det är avbrott på en ledning mellan två prisområden vilket medför lägre kapacitet dem emellan än det var vid prissättningen. De systemansvarigas avtal med Nord Pool om att garantera den tillgängliga kapaciteten garanterar också för handeln på börsen. Vid ett sådant tillfälle kommer de systemansvariga att använda mothandel under driftfasen för att upprätthålla handeln.²⁷

En fördel med mothandel är att det bara kommer vara ett spotpris på marknaden. Bara de producenter som används för motköp kommer att se ett annat pris. Metoden tar bort en del av osäkerheten kring marknadspriset, vilken kapacitetsavgiftsmodellen skapar. Utifrån konsumenters synvinkel antas det vara bättre med motköp än med en kapacitetsavgiftsmodell för att följande osäkerheter tas bort:²⁸

- Marknaden diskriminerar inte deltagare bakom en flaskhals.
- Motköp kan säkra aktörer mot prisrisker på futuresmarknaden. Futures avräknas mot systempriset.
- Flaskhalsar leder till en utgift istället för en intäkt för nätföretaget. Nätföretaget har inte längre intresset att skapa flaskhalsar för att göra en vinst.²⁸

Valet mellan de två metoderna kan enligt Wangensteen ses som ett val mellan att prioritera handelstransaktioner och att ge korrekta prissignaler till aktörer. Motköp ger mer stabila priser för aktörerna. Det går att göra en bilateraltransaktion utan risk för flaskhalsintäkter. Ett problem med motköp är att det leder till kostnader för systemoperatören, vilka i extremfall kan bli väldigt höga.^{28 29}

²⁷ Nordel (2000)

²⁸ Wangensteen (2003)

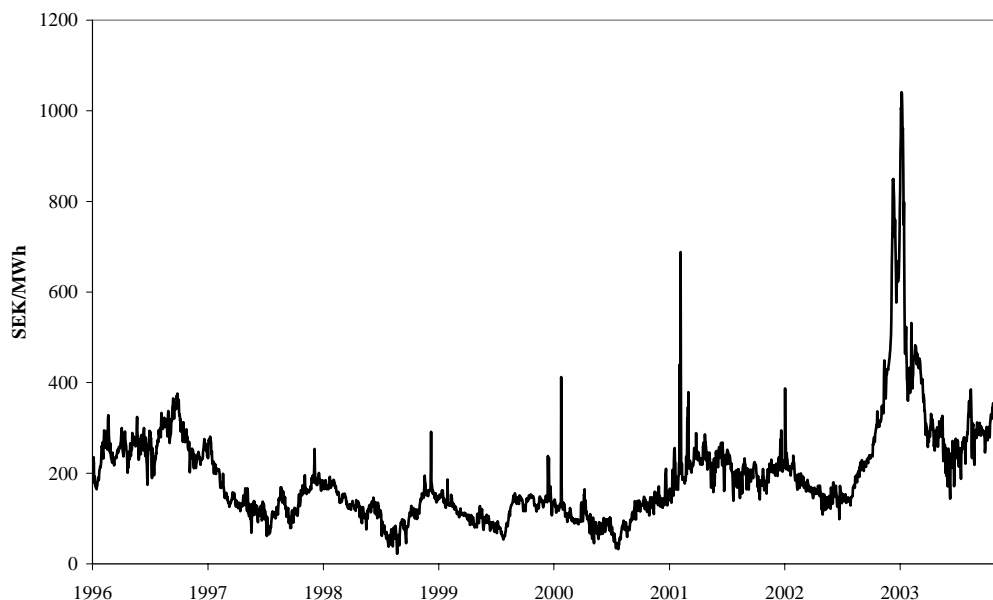
²⁹ Energimyndigheten återkommer till denna diskussion i regeringens uppdrag att belysa konsekvenserna av olika metoder att hantera begränsningar i det svenska överföringsnätet för el, vilket ska presenteras senast 1 december 2004.

4. Analys

Detta kapitel utgör analysen av prisområden. Kapitlet inleds med en översikt av hur priset i de separata områdena i Norden förhållit sig till systempriset och hur den Svenska handelskapaciteten mot övriga områden förhållit sig under 2003.

4.1 Förekomst av prisområden

Systemprisets utveckling under perioden 1996 till slutet av 2003 presenteras i figur 5. Systempriset är det pris på Nord Pool som skulle råda om det inte var några begränsningar i överföringskapaciteten. Det högsta dygnsmedelvärdet inträffade den sjätte januari 2003 och uppgick till 1 041,08 SEK/MWh. Det lägsta dygnsmedelvärdet var den tjugooandra augusti 1998 och uppgick till 22,54 SEK/MWh.



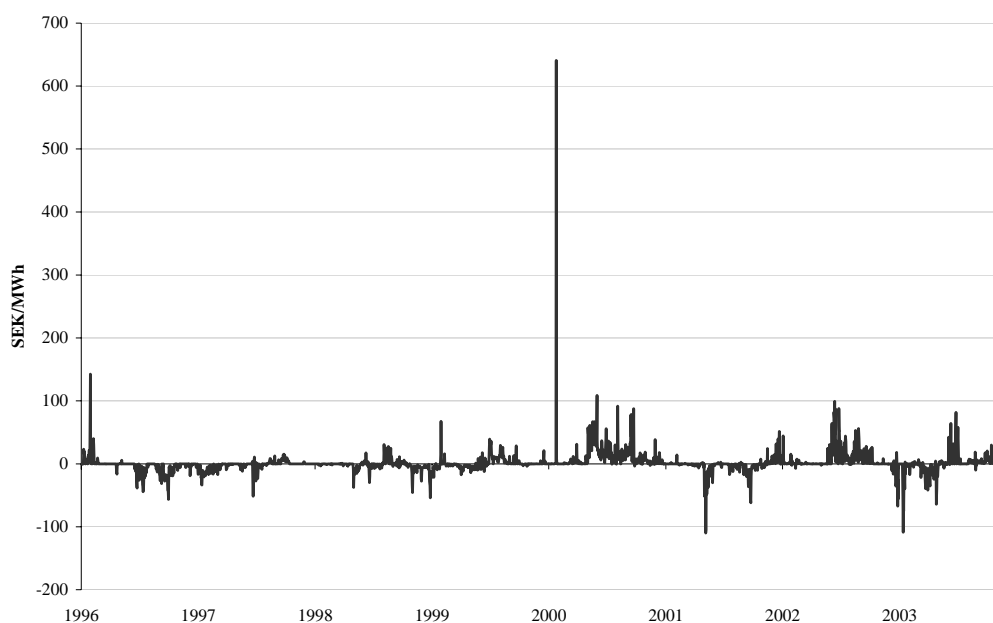
Figur 5 Systemprisutveckling, löpande priser

Källa: Nord Pool FTP-server

Systempriset är referenspris för de finansiella instrumenten som handlas på Nord Pool. För den fysiska handeln med kraft som sker på Elspot sker betalningen inte utifrån systempriset utan då är det områdespriser som ligger till grund för pris-sättningen.

Separata områdespriser uppstår när det råder begränsningar i överföringskapaciteten mellan områden. Dessa begränsningar gör att priset blir högre än systempriset i det område som har produktionsunderskott och lägre i området med produktionsöverskott. Områdesprisernas skillnad jämfört med systempriset presenteras i figur 6 till 10. Det finns ytterligare områden i Norge, men det går inte att

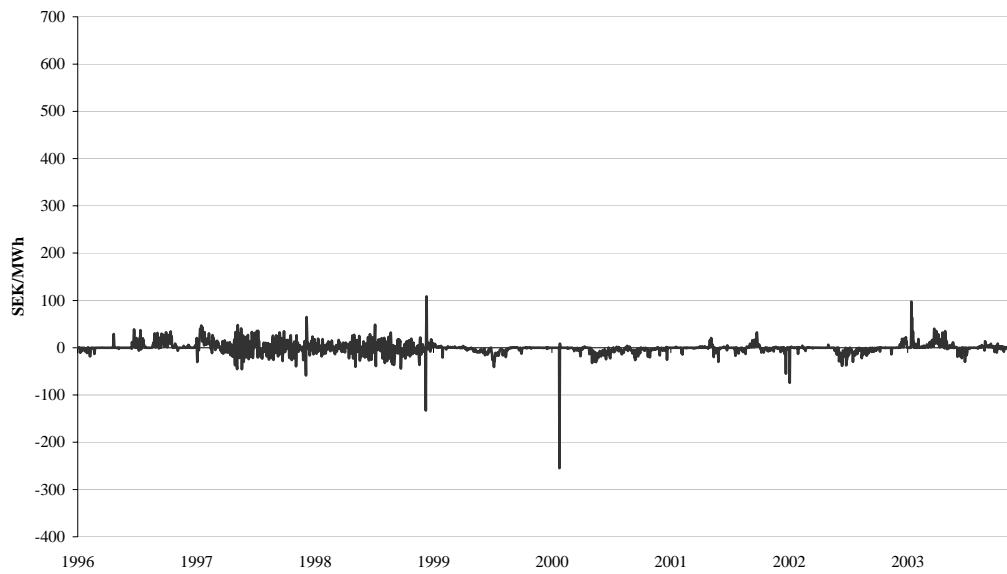
säkra alla prisområdesdifferenser via den finansiella marknaden på Nord Pool. De följande figurerna utgörs således av de områden vars prisområdesdifferens kan säkras via *Contracts for Differences* (CfDs).



Figur 6 Stockholmspris minus systempris³⁰

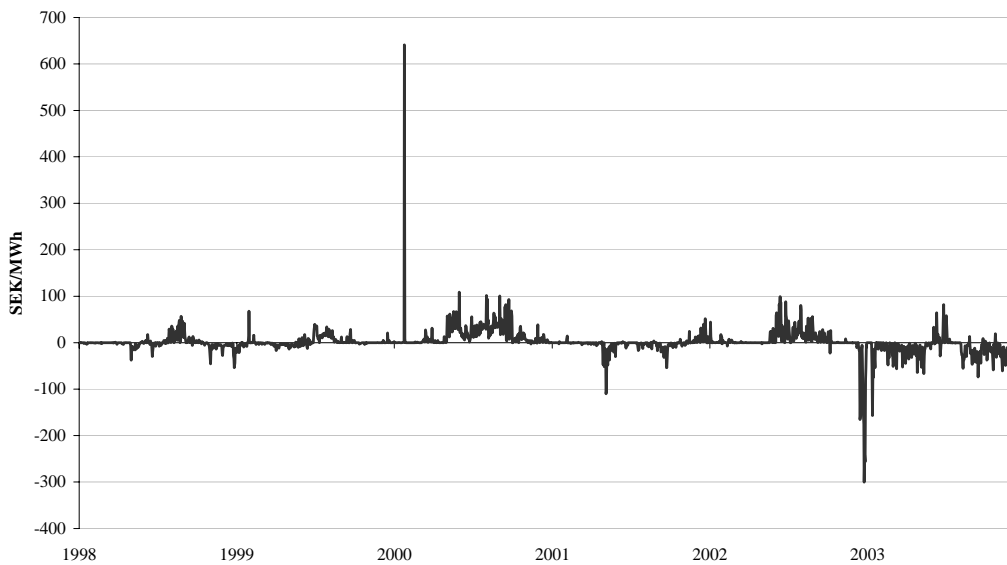
Källa: Energimyndighetens beräkning utifrån dagspriser, Nord Pool FTP-server

³⁰ Figuren visar skillnaden mellan områdespriset och systempriset. Om det ligger över noll innebär det att områdespriset är högre än systempriset.



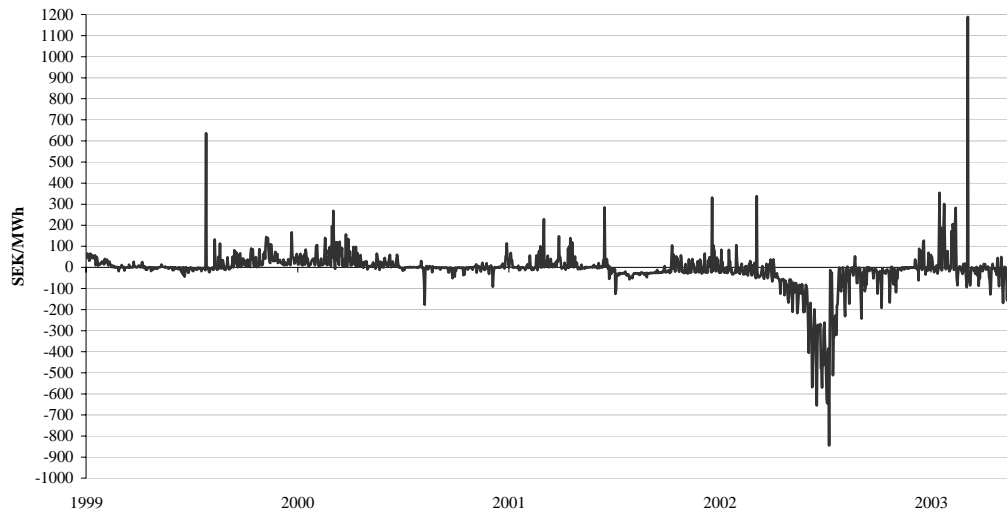
Figur 7 Oslopris minus systempris

Källa: Energimyndighetens beräkning utifrån dagspriser, Nord Pool FTP-server



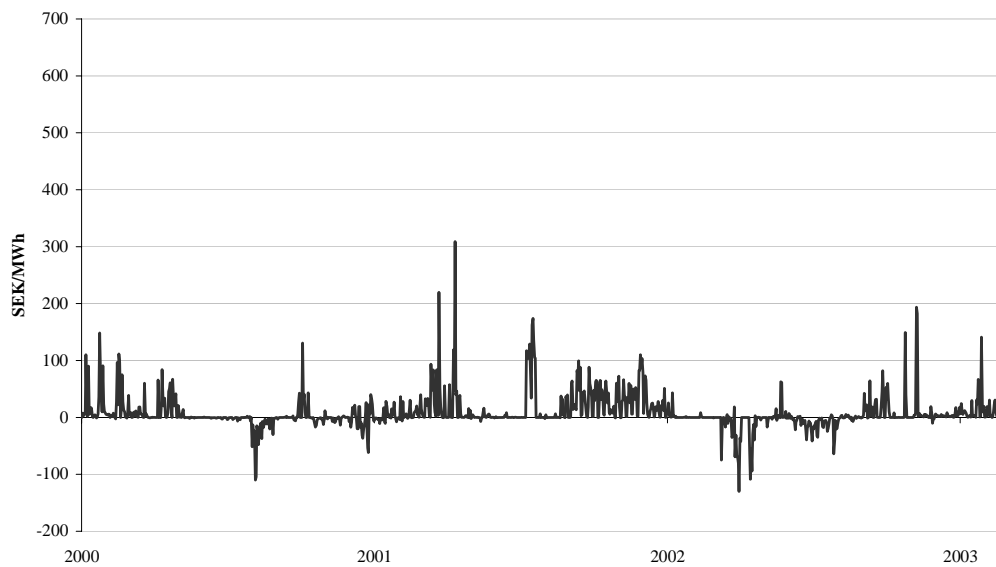
Figur 8 Helsingforspris minus systempris

Källa: Energimyndighetens beräkning utifrån dagspriser, Nord Pool FTP-server



Figur 9 Västdanmarks pris minus systempris

Källa: Energimyndighetens beräkning utifrån dagspriser, Nord Pool FTP-server



Figur 10 Östdanmarks pris minus systempris

Källa: Energimyndighetens beräkning utifrån dagspriser, Nord Pool FTP-server

I tabell 5 presenteras hur handelskapaciteten för förbindelser till och från Sverige utvecklats under 2003. Beräkningen baseras på timdata.

Tabell 5 Handelskapacitet på Sveriges överföringsförbindelser via Nord Pool 2003, MW³¹

	Min	Max	Median	Medel
Västdanmark-Sverige	-100 ³²	610	490	466
Sverige-Västdanmark	-228	610	325	308
Östdanmark-Sverige	450	1700	1700	1657
Sverige-Östdanmark	0	1300	1300	1236
Finland-Sverige	520	1980	1130	1095
Sverige-Finland	587	2130	2005	1861
NO1-Sverige	400	2150	1680	1562
Sverige-NO1	0	2050	1850	1569
NO2-Sverige	400	1300	1300	1172
Sverige-NO2	600	1100	1100	992
NO3-Sverige	800	1300	1300	1293
Sverige-NO3	800	1100	950	963
NO4-Sverige	500	1300	1100	1179
Sverige-NO4	500	1100	750	805

Källa: Energimyndighetens beräkning utifrån Nord Pool FTP-server

I tabell 6 presenteras hur väl de olika områdespriserna på spotmarknaden överensstämmer med systempriset under perioden 1999 till 2003. När områdespriset är lägre än systempriset innebär det att aktörer som köper kraft i det området får betala ett lägre pris än de skulle ha gjort om det inte varit några flaskhalsar. Under 2002 var områdespriset i alla områden lika med systempriset i över 50 procent av tiden. Dock var det gemensamt pris i hela elbörsområdet 35 procent av tiden 2002. Det kan jämföras med vårtåret 2000 då områdespriserna överlag överensstämde med systempriset i cirka 35 procent av tiden och gemensamt pris 19,4 procent av tiden i hela elbörsområdet. Undantaget är Västdanmark vars områdespris var lika med systempriset i cirka 19 procent av tiden.

³¹ Kapaciteten mellan NO2 och Sverige gäller perioden 2/6 till 14/12, kapaciteten mellan NO3 och Sverige gäller perioden 15/12-31/12 och kapaciteten mellan NO4 och Sverige perioden 1/1 till 1/6.

³² Den negativa kapaciteten kommer av *ramping*, vilket är stegvisa flödesbegränsningar satta av systemoperatörer.

Tabell 6 Förhållande mellan områdespris och systempris, procentuell del av tiden

		1999	2000	2001	2002	2003
Stockholm	Områdespris = systempris	43,2%	34,7%	60,8%	55,3%	37,5%
	Områdespris > systempris	22,4%	59,9%	10,4%	35,4%	35,7%
	Områdespris < systempris	34,4%	5,4%	28,7%	9,5%	26,8%
Oslo	Områdespris = systempris	43,3%	34,7%	60,8%	55,1%	37,5%
	Områdespris > systempris	13,1%	7,4%	16,7%	12,7%	46,5%
	Områdespris < systempris	43,7%	57,9%	22,5%	32,2%	15,9%
Tromsö	Områdespris = systempris	43,2%	34,6%	60,8%	55,1%	37,5%
	Områdespris > systempris	46,6%	28,3%	20,8%	20,3%	38,1%
	Områdespris < systempris	10,1%	37,2%	18,4%	24,6%	24,4%
Trondheim	Områdespris = systempris	43,2%	34,7%	60,8%	55,1%	37,5%
	Områdespris > systempris	46,6%	30,7%	24,1%	20,3%	38,1%
	Områdespris < systempris	10,1%	34,7%	15,2%	24,6%	24,4%
Kristiansand	Områdespris = systempris	43,3%	34,6%	60,8%	55,1%	37,5%
	Områdespris > systempris	12,5%	7,4%	16,7%	12,7%	46,5%
	Områdespris < systempris	44,2%	58,0%	22,5%	32,2%	15,9%
Bergen	Områdespris = systempris	43,3%	34,6%	60,8%	55,1%	37,5%
	Områdespris > systempris	13,0%	7,4%	16,7%	12,8%	46,9%
	Områdespris < systempris	43,7%	58,0%	22,5%	32,1%	15,5%
Kristiansund	Områdespris = systempris			60,8%	55,1%	37,5%
	Områdespris > systempris			24,1%	20,3%	39,5%
	Områdespris < systempris			15,2%	24,6%	23,0%
Helsingfors	Områdespris = systempris	43,2%	34,7%	60,8%	55,1%	37,5%
	Områdespris > systempris	23,0%	62,8%	9,9%	35,5%	12,4%
	Områdespris < systempris	33,7%	2,5%	29,3%	9,4%	50,1%
Västdanmark	Områdespris = systempris	40,0%	19,2%	50,4%	32,4%	21,3%
	Områdespris > systempris	41,9%	69,4%	19,4%	33,8%	22,6%
	Områdespris < systempris	18,0%	11,4%	30,1%	33,8%	56,1%
Östdanmark	Områdespris = systempris		36,5%	57,3%	51,4%	36,8%
	Områdespris > systempris		52,7%	14,3%	38,7%	36,4%
	Områdespris < systempris		10,7%	28,4%	9,9%	26,7%

Västdanmark ingår från 1990-07-01 och Östdanmark från 2000-10-01.

Källa: Energimyndighetens beräkning utifrån Nord Pool FTP-server

Att aktörer köper eller säljer kraft till sitt områdespris och inte till systempriset vid handel på Elspotmarknaden väcker frågan hur detta påverkar kostnaderna för till exempel en elhandlare utan egen produktion. Därför analyseras effekterna av prisområdesuppdelningen i avsnitt 4.2.

4.2 Hur fördelar sig kostnaderna mellan aktörer till följd av uppdelning i prisområden?

Nuvarande prisområdessystem kan eventuellt göra att olika aktörer möter olika kostnader.

Vem som tjänar eller förlorar på grund av prisområdeseffekten beror på i vilken typ av område de befinner sig i:

Importområde, underskottsområde

Producenter får ett högre pris än systempris och tjänar på att marknaden delats upp i olika prisområden. Förbrukare i importområdet får betala ett högre pris än systempriset och förlorar på flaskhalsen. Dock tjänar förbrukaren på att det finns litet handel mellan områdena eftersom priset blir lägre än om området varit helt isolerat.

Exportområde, överskottsområde

Producenter i exportområdet kommer att få aktuellt områdespris vilket understiger systempriset, vilket gör att denne skulle ha fått ett högre pris om det varit ett gemensamt område. Förbrukaren får betala ett lägre pris än systempriset och tjänar på att marknaden delas upp i prisområden.

Aktörer kan hantera prisområdesavvikelsen genom att använda *Contracts for Differences (CfD)* vilket är ett finansiellt instrument som säkrar en viss avvikelse mellan områdespriset och systempriset.

För att få en uppfattning om hur uppdelningen i prisområden slår mot aktörer beroende på om de befinner sig i ett import- respektive exportområde konstrueras ett modellföretag.

Utgångspunkten är ett företag utan egen produktion som köper in hela sin försäljning på Nord Pool. Vidare antas aktören ha prissäkrat inköpen med terminskontrakt, futures och forwards.³³ Det innebär att företaget försäkrat sig om ett visst systempris via den finansiella marknaden. Företaget betalar sitt områdespris för den kraft det köper på Elspotmarknaden. Områdespriset kan avvika från systempriset vilket gör att företaget kan ha högre eller lägre kostnader än det försäkrade priset för den kraft det köper. Modellföretaget appliceras på två fall ett där det inte har försäkrat sig med CfD-kontrakt och ett fall då det försäkrat sig med CfD-kontrakt.

³³ Terminer är avtal mellan köpare säljare om finansiell avräkning motsvarande värdet av en bestämd kvantitet kraft till ett visst pris vid en förutbestämd framtida tidpunkt. Till skillnad från handel på Elspot leder inte handeln på den finansiella marknaden Eltermin till fysisk leverans. De instrument som handlas på den finansiella marknaden avräknas finansiellt.

Företaget antas ha en elförsäljning om en TWh/år och fördelar sig enligt den så kallade Sverige-profilen³⁴:

- Januari, 12 procent
- Februari, 10,9 procent
- Mars, 10,7 procent
- April, 8,2 procent
- Maj, 6,4 procent
- Juni, 5,8 procent
- Juli, 5,0 procent
- Augusti, 6,0 procent
- September, 7,0 procent
- Oktober, 8,0 procent
- November, 9,0 procent
- December, 11,0 procent

Profilen ligger till grund för beräkningen i alla områdena för att hålla analysen enkel och jämförbar. Ett alternativ hade varit att ha olika profiler för respektive område eftersom förbrukningsmönstret kan skilja dem emellan.

Priset som ligger till grund för beräkningen är dygnsmedelpriser. Det ska noteras att detta är en förenkling och en mer precis beräkning skulle ha baserat sig på elförsäljningen i varje enskild timme liksom det faktiska priset i respektive timme.

Modellföretagets inköpskostnader på elspot har beräknats för att sätta de kostnader som modellföretaget utsätts för på grund av att områdespriset avviker från systempriset i perspektiv. Ett alternativ hade varit att beräkna de totala kostnaderna beroende på hur företaget valt att prissäkra sig. Det systempris som aktören prissäkrat sig till blir således av stor betydelse för dennes totala inköpskostnad. I denna rapport studeras hur prisskillnader till följd av uppkomsten av prisområden påverkar kostnaderna varför kostnadsjämförelserna baseras på inköpskostnaden på elspot. I tabell 7 sammanställs den beräknade kostnaden för den fysiska kraften, vilken beräknats genom att multiplicera områdespriset med antalet MW fördelat enligt Sverigeprofilen. Datamaterialet sträcker sig från 1996-01-01 till 2003-11-26.

³⁴ www.svk.se, 2002

Tabell 7 Kostnad för elhandlarens inköp på elspot, ca 1 TWh baserat på Sverigeprofilen, i löpande priser mkr

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Totalt
Stockholm	256	152	129	123	125	213	268	321	1 586
Oslo	260	159	131	121	108	214	261	326	1 580
Tromsö	256	152	131	129	113	216	261	321	1 579
Trondheim	258	149	131	129	113	216	261	321	1 579
Kristiansand	260	159	132	121	108	214	261	326	1 580
Bergen	238	158	136	121	108	214	261	326	1 562
Kristiansund						216	261	322	799
Helsingfors			130	123	129	213	263	311	1 168
Västdanmark				61	141	219	195	286	902
Östdanmark					44	220	275	323	863

Modellföretag utan CfD säkring

Steg ett är att beräkna hur mycket områdespriset avviker från systempriset. Med andra ord beräkna differensen mellan till exempel stockholmspriset och systempriset. Steg två är att beräkna kostnadsökningen alternativt kostnadsminskningen som kommer av differensen. Detta har gjorts genom att multiplicera den antagna försäljningen respektive dag med den beräknade differensen. Ett negativt värde innebär att kostnaden för företaget till följd av att marknaden delats upp i separata prisområden är lägre än om det varit ett gemensamt pris för hela marknadsområdet. Ett negativt värde uppkommer då området är ett lågprisområde (exportområde). Ett positivt värde indikerar att kostnaderna ökar till följd av att marknaden delats upp i separata prisområden och uppkommer då området är ett högprisområde (importområde).

Tabell 8 sammanfattar hur modellföretagets kostnad kan ha påverkats av att områdespriset avvikit från systempriset.³⁵

Det kan konstateras att tabellen även kan tolkas ur en renodlad producents perspektiv. Ett positivt värde, ur producent perspektiv, innebär att denne fått mer betalt för sin kraft till följd av ett högre områdespris än systempriset. Det omvända gäller vid negativa värden.

Under perioden 1996 till 2003 har kostnaden för ett svenskt elhandelsföretag varit drygt 5 miljoner kronor högre, i löpande priser, än det skulle ha varit om inte den Nordiska marknaden delats upp i separata områden. Variationerna mellan år är dock stor. Det område som uppvisar störst kostnadsökning är Östdanmark med cirka 23 miljoner kronor i löpande priser.

³⁵ För Bergen saknas områdespris för större delen av december 1996, varför denna månad inte ingår för Bergen. Västdanmark ingår från 1999-07-01, Östdanmark från 2001-10-01.

Tabell 8 Prisområdesuppdelningens påverkan på elhandlarens kostnader, ca 1 TWh baserat på Sverigeprofilen uttryckt i löpande priser, tkr³⁶

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Totalt
Stockholm	-1 596	-2 806	-2 496	289	11 068	-1 611	4 435	-1 841	5 442
Oslo	2 218	3 870	-249	-2 052	-5 306	-692	-2 026	3 602	-636
Tromsö	-1 879	-2 785	-364	6 361	-1 035	1 569	-1 883	-862	-878
Trondheim	-382	-5 735	-532	6 361	-268	2 043	-1 883	-862	-1 258
Kristiansand	2 224	3 865	588	-2 120	-5 306	-692	-2 026	3 602	134
Bergen	2 295	3 115	4 966	-2 064	-5 306	-692	-2 012	3 669	3 972
Kristiansund						2 043	-1 883	-482	-322
Helsingfors			-984	675	15 106	-1 807	-488	-11 721	780
Västdanmark				1 445	27 146	4 198	-67 732	-36 848	-71 790
Östdanmark					4 284	5 546	12 333	856	23 019

Skillnaden mellan åren är stor. Det kan konstateras att vååret 2000 innebar stora kostnader för elhandlaren utan egen produktion.

Östdanmark är det enda område som haft högre kostnader till följd av prisområdesuppdelningen varje år. En intressant iakttagelse är att Sverige och Östdanmark i 98 procent av tiden utgjorde ett och samma prisområde under 2003, dock är skillnaden i kostnader för elhandelsföretagen i respektive område stor. Ett fåtal timmar med stora avvikelser från systempriset kan följaktligen få stora effekter på en elhandlares inköpskostnader.

Resultatet i tabell 8 uttryckt i öre/kWh presenteras i tabell 9. Ett våår som 2000 uppgick kostnaden, i löpande priser, till 1,11 öre/kWh för en svensk elhandlare. Det område som uppvisar lägst kostnader till följd av prisområdesuppdelningen är Västdanmark, kostnaderna för en köpare i Västdanmark var i genomsnitt 1,65 öre/kWh lägre än om marknaden inte delats upp i separata prisområden.

Tabell 9 Prisområdesuppdelningens påverkan på elhandlarens kostnader, ca 1 TWh baserat på Sverigeprofilen uttryckt i löpande priser, öre/kWh³⁷

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Medel
Stockholm	-0,16	-0,28	-0,25	0,03	1,11	-0,16	0,44	-0,21	0,07
Oslo	0,22	0,39	-0,02	-0,21	-0,53	-0,07	-0,20	0,41	-0,01
Tromsö	-0,19	-0,28	-0,04	0,64	-0,10	0,16	-0,19	-0,10	-0,01
Trondheim	-0,04	-0,57	-0,05	0,64	-0,03	0,20	-0,19	-0,10	-0,02
Kristiansand	0,22	0,39	0,06	-0,21	-0,53	-0,07	-0,20	0,41	0,00
Bergen	0,26	0,31	0,50	-0,21	-0,53	-0,07	-0,20	0,42	0,05
Kristiansund						0,20	-0,19	-0,05	-0,01
Helsingfors			-0,10	0,07	1,51	-0,18	-0,05	-1,33	0,01
Västdanmark				0,31	2,71	0,42	-6,77	-4,20	-1,65
Östdanmark					1,53	0,55	1,23	0,10	0,73

³⁶ Notera att Sveriges siffror baseras på en längre tidsperiod än exempelvis Östdanmark.

³⁷ Notera att Sveriges siffror baseras på en längre tidsperiod än exempelvis Östdanmark.

Effekten av att marknaden delas upp i separata prisområden, uttryckt i 2002 års prisläge, presenteras i tabell 9 och 10.

Tabell 10 Prisområdesuppdelningens påverkan på elhandlarens kostnader, ca 1 TWh baserat på Sverigeprofilen uttryckt i 2002 års priser, tkr³⁷

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Totalt
Stockholm	-1 701	-2 976	-2 649	305	11 582	-1 645	4 435	-1 806	5 545
Oslo	2 364	4 103	-265	-2 169	-5 553	-707	-2 026	3 534	-718
Tromsö	-2 002	-2 953	-386	6 723	-1 083	1 602	-1 883	-846	-828
Trondheim	-407	-6 080	-564	6 723	-280	2 086	-1 883	-846	-1 251
Kristiansand	2 370	4 098	624	-2 241	-5 553	-707	-2 026	3 534	99
Bergen	2 446	3 303	5 271	-2 182	-5 553	-707	-2 012	3 600	4 167
Kristiansund						2 086	-1 883	3 534	3 737
Helsingfors			-1 045	713	15 807	-1 846	-488	-11 499	1 642
Västdanmark				1 527	28 406	4 288	-67 732	-36 151	-69 662
Östdanmark					4 483	5 664	12 333	840	23 320

Tabell 11 Prisområdesuppdelningens påverkan på elhandlarens kostnader, ca 1 TWh baserat på Sverigeprofilen uttryckt i 2002 års priser, öre/kWh³⁸

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Medel
Stockholm	-0,17	-0,30	-0,26	0,03	1,16	-0,16	0,44	-0,21	0,07
Oslo	0,24	0,41	-0,03	-0,22	-0,56	-0,07	-0,20	0,40	0,00
Tromsö	-0,20	-0,30	-0,04	0,67	-0,11	0,16	-0,19	-0,10	-0,01
Trondheim	-0,04	-0,61	-0,06	0,67	-0,03	0,21	-0,19	-0,10	-0,02
Kristiansand	0,24	0,41	0,06	-0,22	-0,56	-0,07	-0,20	0,40	0,01
Bergen	0,27	0,33	0,53	-0,22	-0,56	-0,07	-0,20	0,41	0,06
Kristiansund						0,21	-0,19	-0,05	-0,01
Helsingfors			-0,10	0,07	1,58	-0,18	-0,05	-1,31	0,01
Västdanmark				0,33	2,84	0,43	-6,77	-4,12	-1,46
Östdanmark					1,60	0,57	1,23	0,10	0,87

Fastprisberäknat, visar Energimyndighetens beräkningar att den svenska elhandlarens kostnad för uppdelningen i separata prisområden i snitt uppgår till 0,07 öre/kWh. Elhandlare i Östdanmark är de som i medel möter högst kostnader, 0,87 öre/kWh på grund av att marknaden delas upp i separata områden.

De beräknade kostnaderna bör ställas i relation till företagets inköpskostnader för att sätta dem i perspektiv. I tabell 12 presenteras den procentuella delen av inköpskostnaden på elspot som kommer av prisområdesskillnaderna.

³⁸ Notera att Sveriges siffror baseras på en längre tidsperiod än exempelvis Östdanmark.

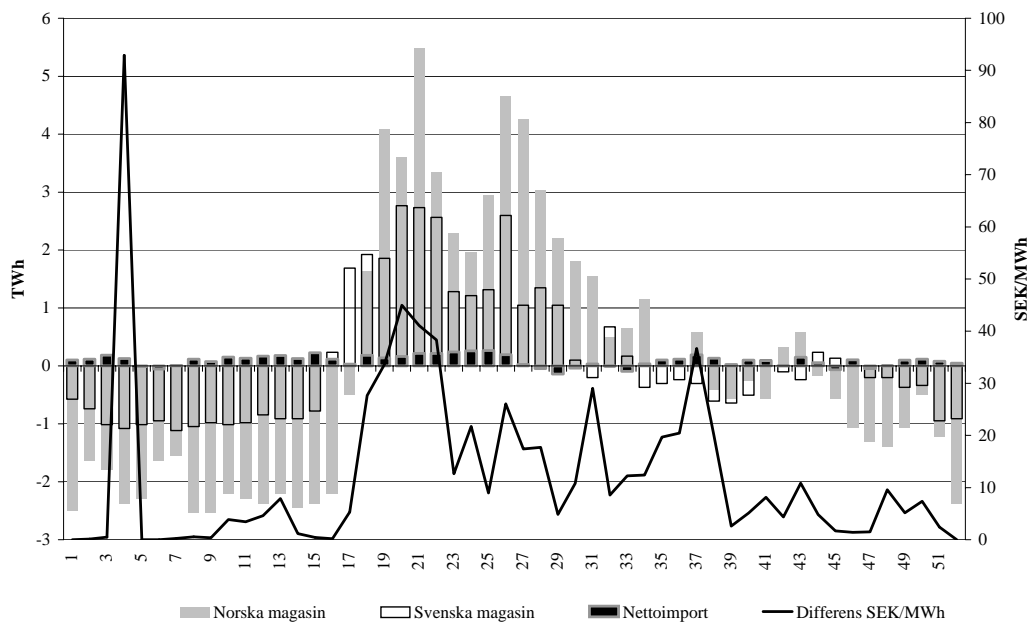
Tabell 12 Prisområdesuppdelningens påverkan på elhandlarens kostnader, procentuell del av kostnaden för inköp på elspot,

	<i>1996</i>	<i>1997</i>	<i>1998</i>	<i>1999</i>	<i>2000</i>	<i>2001</i>	<i>2002</i>	<i>2003</i>	<i>Totalt</i>
Stockholm	-0,62	-1,85	-1,94	0,23	8,88	-0,76	1,66	-0,57	0,34
Oslo	0,85	2,44	-0,19	-1,70	-4,90	-0,32	-0,78	1,11	-0,04
Tromsö	-0,73	-1,83	-0,28	4,93	-0,92	0,73	-0,72	-0,27	-0,06
Trondheim	-0,15	-3,85	-0,41	4,93	-0,24	0,94	-0,72	-0,27	-0,08
Kristiansand	0,85	2,43	0,45	-1,76	-4,90	-0,32	-0,78	1,11	0,01
Bergen	0,96	1,97	3,65	-1,71	-4,90	-0,32	-0,77	1,13	0,25
Kristiansund						0,94	-0,72	-0,15	-0,04
Helsingfors			-0,76	0,55	11,74	-0,85	-0,19	-3,77	0,07
Västdanmark				2,35	19,29	1,92	-34,67	-12,91	-7,96
Östdanmark					9,74	2,52	4,48	0,26	2,67

Det är stora skillnader mellan åren i vilken omfattning flaskhalsarna påverkat elhandlarens kostnader. Den största kostnadspåverkan skedde under 2000 och uppgick till knappt 9 procent av den svenska elhandlarens totala inköp på elspot. Sett över hela perioden var påverkan på kostnaderna drygt 0,3 procent. I en jämförelse mellan Sverige och områdena i Norge kan det konstateras att den svenska elhandlarens kostnader stigit mest på grund av flaskhalsar. I flertalet norska områden har uppdelningen i prisområden istället medfört lägre kostnader än om marknaden inte delats upp.

I dessa beräkningar har det antagits att aktören inte säkrat sig mot avvikelser från systempriset. I avsnitt CfD och prisområdesdifferens studeras hur kostnaderna förändras om aktören använt CfD kontrakt för att säkra sig mot avvikelserna.

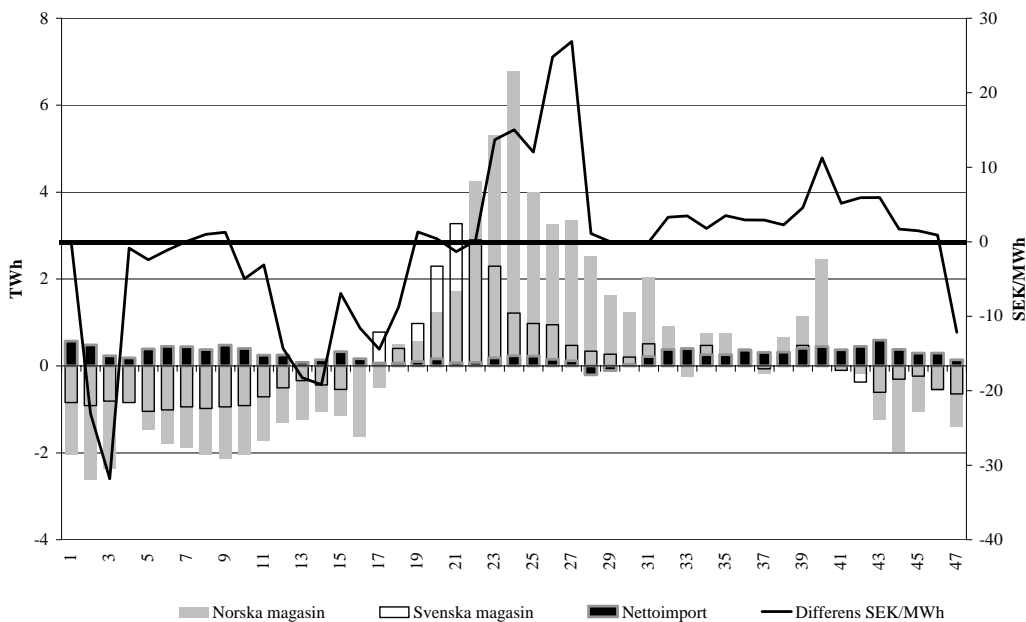
Utifrån de beräknade kostnaderna kan det konstateras att effekten på aktörers kostnader till följd av uppdelningen i separata prisområden skiljer sig markant från år till år. Till följd av detta följer en genomgång av vårtåret 2000 och torråret 2003 med avseende på handelsströmmar, vattenmagasin och stockholmsprisets avvikelse från systempriset. Detta presenteras i figur 11 och 12.



Figur 11 Magasinfyllnadsförändringar, stockholmsprisets avvikelse från systempriset och Sveriges nettoimport 2000, baserat på veckostatistik

Källa: Energimyndighetens beräkning, Nord Pool FTP-server, Svensk energi och Statistiska centralbyrån (SSB)

Under 2000 var stockholmspriset högre än systempriset under flertalet veckor. Den största avvikelsen skedde under vecka fyra. Under denna vecka och de närmast följande karaktäriseras av att magasinfyllnaden i Sverige och Norge minskade. Fram till vecka 16 då den svenska magasinfyllnaden började öka var prisdifferensen, förutom toppen i vecka fyra, mellan noll och knappt 10 kr/MWh. Den följande perioden med ökande magasinfyllnad är intressant då prisdifferensen var som högst när magasinfyllnadsökningen var som störst i vecka 20. När magasinfyllnaden minskade i slutet av 2000 var prisskillnaderna lägre än tidigare under året då de ökade. Nettoimporten var minst under mitten av året.



Figur 12 Magasinfyllnadsförändringar, stockholmsprisets avvikelse från systempriset och Sveriges nettoimport 2003, vecka 1-47

Källa: Energimyndighetens beräkning, Nord Pool FTP-server, Svensk energi och Statistiska centralbyrån (SSB)

Under 2003 kan ett visst mönster uttydas, när de svenska magasinerna började öka under vecka 16 och 17 började prisdifferensen minska och närma sig noll. När magasininfyllnadsförändringarna var som störst, uppstod de största prisdifferenserna. Det kan utifrån figur 12 konstateras att när magasininfyllnaden ökar finns en tendens till att stockholmspriset blir högre än systempriset. När magasinerna minskade i slutet av 2003 var stockholmspriset också lägre än systempriset. Beträffande handeln var nettoimporten störst under vecka 43 följt av vecka ett i början av året då magasininfyllnaden minskade.

Modellföretag med CfD säkring

I detta avsnitt presenteras hur modellföretagets kostnader som kommer av att marknaden delas upp i flera prisområden förändras då företaget försäkrat sig om en viss avvikelse, vilket en aktör kan göra genom att använda *Contracts for differences, CfD*. Contracts for differences, eller prisdifferenskontrakt, introducerades på Nord Pool den 17 november 2000 för att göra det möjligt att uppnå en perfekt hedge även när marknaden delas in i ett eller flera områden. Det är ett finansiellt kontrakt och handlas på Nord Pools finansiella marknad.

För att uppnå en perfekt hedge som inkluderar risken för att områdespriset avviker från systempriset gör man på följande sätt:

- Hedga den önskade volymen via forward kontrakt.
- Hedga för prisdifferensen, för samma period och volym genom att använda CfD kontrakt.
- Köp den fysiska kraften på spotmarknaden i det område som aktören är lokaliserad.

Det finns CfD kontrakt för följande områden:

- Norge (OSL) Områdespris Oslo minus systempriset
- Sverige (STO) Områdespris Stockholm minus systempriset
- Finland (HEL) Områdespris Helsingfors minus systempriset
- Västdanmark (ARH) Områdespris Aarhus minus systempriset
- Östdanmark (CPH) Områdespris Köpenhamn minus systempriset

Marknadspriset på ett CfD under handelsperioden reflekterar marknadens förväntningar om skillnaden mellan områdespriset och systempriset i leveransperioden.³⁹ Eftersom instrumentet är ett sätt att hantera risk kan priset också ses som en premie för att undvika stora säsongsmässiga prisdifferenser.

I tabell 13 presenteras medelpriset för de CfD-kontrakt som sedan de introducerades på Nord Pool och under den studerade perioden gått till leverans.

³⁹ För ytterligare beskrivning av CfD-kontrakt se till exempel Energimyndighetens Elmarknadsrapport 2003:1.

Tabell 13 Medel pris för CfD-kontrakt under dess handelsperiod, kr

	ARH FWV1-01	HEL FWV1-01	OSL FWV1-01	STO FWV1-01	
Medel	16,47	11,17	-4,88	9,44	
Standardavv	1,75	0,62	0,50	0,90	

	ARH FWSO-01	CPH FWSO-01	HEL FWSO-01	OSL FWSO-01	STO FWSO-01
Medel	16,21	3,47	7,15	-2,14	3,87
Standardavv	15,76	1,61	5,34	1,98	4,31

	ARH FWV2-01	CPH FWV2-01	HEL FWV2-01	OSL FWV2-01	STO FWV2-01
Medel	-1,86	2,24	2,25	-0,74	1,23
Standardavv	4,64	1,85	1,70	0,89	1,30

	ARH FWV1-02	CPH FWV1-02	HEL FWV1-02	OSL FWV1-02	STO FWV1-02
Medel	-3,54	5,62	3,34	-0,34	2,53
Standardavv	2,32	4,94	1,76	0,53	2,35

	ARH FWSO-02	CPH FWSO-02	HEL FWSO-02	OSL FWSO-02	STO FWSO-02
Medel	23,75	21,08	6,95	-1,49	4,07
Standardavv	6,79	6,74	2,15	1,48	1,39

	ARH FWV2-02	CPH FWV2-02	HEL FWV2-02	OSL FWV2-02	STO FWV2-02
Medel	4,99	18,37	5,63	-1,57	4,86
Standardavv	2,24	2,38	0,92	0,73	1,00

	ARH FWV1-03	CPH FWV1-03	HEL FWV1-03	OSL FWV1-03	STO FWV1-03
Medel	-29,70	9,33	5,26	0,36	4,91
Standardavv	66,51	6,30	4,41	4,25	0,90

	ARH FWSO-03	CPH FWSO-03	HEL FWSO-03	OSL FWSO-03	STO FWSO-03
Medel	-0,57	8,53	3,38	4,49	3,71
Standardavv	11,62	7,26	4,68	3,23	2,36

	ARH FWV2-03	CPH FWV2-03	HEL FWV2-03	OSL FWV2-03	STO FWV2-03
Medel	-15,09	5,84	2,11	3,15	3,45
Standardavv	9,73	4,38	1,21	1,42	1,24

	ARH FWYR-03	CPH FWYR-03	HEL FWYR-03	OSL FWYR-03	STO FWYR-03
Medel	3,51	13,56	6,48	-0,47	4,79
Standardavv	20,66	4,53	0,73	1,71	0,64

	ARH FWYR-02	CPH FWYR-02	HEL FWYR-02	OSL FWYR-02	STO FWYR-02
Medel	4,86	7,38	4,13	-0,39	2,61
Standardavv	2,78	4,28	1,37	0,57	1,50

Källa: Energimyndighetens beräkning, Nord Pool FTP-server

Priset på ett CfD-kontrakt kan vara antingen positivt, negativt eller noll. Priset är positivt i en situation när området förväntas befinna sig i en importsituation med högre områdespris än systempris och negativt när området befinner sig i en exportsituation med lägre områdespris än systempris. Är priset noll innebär det att områdespriset förväntas vara lika med systempriset. I föregående avsnitt om hur

elhandlares kostnader påverkats av att marknaden delats upp i separata prisområden till följd av flaskhalsar bortsågs från möjligheten att försäkra sig om en viss avvikelse från systempriset.

För att jämföra vilket alternativ som medfört lägst kostnader, köpa direkt på spot utan att prissäkra en viss avvikelse eller försäkra sig om en viss avvikelse via CfD-kontrakt presenteras hur kostnaderna påverkats beroende på vilket alternativ som aktören valt ha använda. Det kan dock konstateras att handeln med dessa kontrakt är låg, vilket gör våra slutsatser osäkra.

Aktörers benägenhet att använda dessa kontrakt kan variera mellan olika tider och vid exempelvis torrår och våtår. Vidare kan priset på CfD-kontraktet ses som en försäkringspremie för att undvika säsongsmässiga variationer. Ett exempel är ett elhandelsföretag som erbjuder fasta prisavtal till sina kunder. I ett sådant fall har det avtalat om att leverera el till ett visst pris. Har företaget då endast försäkrat sina inköp till ett visst systempris återstår risken att områdespriset avviker från systempriset. Genom att kombinera CfD-kontraktet med terminssäkring av systempriset försäkras sig företaget om ett visst pris för den kraft det avser handla på elspot.

Resultatet presenteras i tabell 12 och 13. I den första beräkningen används medelpriset för CfD-kontrakten under dess handelsperiod och medelpriset på spotmarknaden under leveransperioden. Kostnadsförändringen har beräknats genom att multiplicera dessa differenser med förbrukningen som beräknats genom att använda Sverigeprofilen. Dessa beräkningar är förenklingar och bygger på beräkningar i efterhand varför resultaten skall tolkas med försiktighet.

Tabell 14 Kostnadsförändring på grund av att områdespriset avviker från systempriset, baserat på medelpriser, tkr

		Stockholm		Oslo		Helsingfors		Västdanmark		Östdanmark	
		CfD	Spot	CfD	Spot	CfD	Spot	CfD	Spot	CfD	Spot
2001	Jan till apr	3 946	-90	-2 038	-69	4 670	-364	6 883	-2 108	-	-
	Maj till sep	1 169	-2 493	-645	111	2 158	-2 476	4 896	3 235	1 048	-1 082
	Okt till dec	344	935	-206	-782	631	935	-521	3 139	626	3 860
	Summa	5 459	-1 649	-2 889	-739	7 287	-1 892	11 258	4 266	1 675	2 778
	Procent av inköp	2,57%	-0,78%	-1,35%	-0,35%	3,43%	-0,89%	5,15%	1,95%	1,35%	2,24%
2002	Jan till apr	1 057	473	-141	-335	1 395	490	-1 481	-8 521	2 350	7 548
	Maj till sep	1 229	4 772	-450	-2 429	2 098	5 797	7 171	-722	6 365	7 968
	Okt till dec	1 360	-603	-439	572	1 577	-5 615	1 397	-52 706	5 143	-1 840
	Summa	3 646	4 642	-1 030	-2 193	5 070	673	7 087	-61 949	13 858	13 676
	Procent av inköp	1,36%	1,73%	-0,39%	-0,84%	1,93%	0,26%	3,63%	-31,71%	5,03%	4,97%
2003	Jan till apr	2 052	-3 811	149	3 557	2 197	-6 696	-12 416	-36 284	3 900	-3 388
	Maj till sep	1 121	1 668	1 355	-189	1 019	-2 081	-171	6 329	2 577	2 776
	Summa	3 173	-2 143	1 504	3 368	3 217	-8 777	-12 587	-29 955	6 477	-612
	Procent av inköp	1,18%	-0,80%	0,55%	1,23%	1,23%	-3,34%	-5,27%	-12,54%	2,39%	-0,23%
Totalt		12 278	850	-2 416	436	15 574	-9 997	5 758	-87 638	22 010	15 841
	Procent av inköp	1,64%	0,11%	-0,32%	0,06%	2,11%	-1,36%	0,88%	-13,43%	2,87%	2,07%

Källa: Energimyndighetens beräkning efter Nord Pool FTP-server

En svensk elhandlare, med en försäljning om ca 1 TWh/år, som inte valt att försäkra sig om en viss avvikelse har mött kostnader om cirka 850 000 kronor på grund av flaskhalsar under perioden januari 2001 till september 2003. Det kan konstateras att det kostat elhandlaren än mer om denne valt att försäkra sig om en viss avvikelse, i detta fallet drygt 12 000 000 kronor. Ställer man denna kostnad mot inköpen på Elspot uppgår den till drygt 1,6 procent av elinköpen om elhandelsföretaget försäkrat sig till CfD-kontraktets medelpris, jämfört med 0,11 procent om företaget inte försäkrat sig.

Det ska dock poängteras att CfD-kontraktet är ett sätt att hantera risk och dessa beräkningar baserar sig på historiskt utfall. Kostnaden för CfD-kontraktet kan ses som en försäkring mot säsongsmässiga prisdifferenser. Således kan priset sägas vara ett uttryck för aktörernas vilja att undvika prisdifferenser.

Resultatet av att använda CfD-kontrakt kan ha varit avsevärt sämre eller bättre än detta eftersom det är medelpriset som använts i beräkningen. Det resultatet dock tyder på är att det inte råder någon stark koppling mellan det verkliga utfallet på spotmarknaden och det som förväntats via CfD-kontrakten. Detta blir än mer tydligt om man studerar utfallet för en elhandlare i Väst Danmark. Hade denne valt att enbart köpa på spotmarknaden hade det lett till att kostnaden för att köpa kraften varit cirka 88 000 000 kronor lägre än om det inte varit några flaskhalsar. Hade aktören istället valt att säkra differensen till medelpris hade denne haft drygt

6 000 0000 kronor högre kostnad för kraften än om differensen skulle ha varit noll.

Det är liten handel med CfD-kontrakt vilket kan vara en orsak till detta resultat. Anledningen till att det är liten handel kan bero på ett flertal faktorer. Till exempel kanske kontrakten är för komplicerade, aktörer har inte kunskap om dem, aktörerna kanske inte anser att prisområdesrisken är stor eller så sker handel med denna typ av kontrakt bilateralt.

Marknadens förväntan om framtida priser styrs bland annat om vilket väder som förväntas, exempelvis om det är ett torr- eller våtår. Följden blir att den hydrologiska balansen är viktig för hur CfD-kontrakten prissätts. Den bästa prognosen om framtida prisavvikelse torde därmed vara den sista betalkursen för respektive kontrakt. I tabell 15 presenteras en beräkning där stängningskursen på CfD-kontrakten under dess handelsperiod jämförs med medelpriset på spotmarknaden.

Tabell 15 Kostnadsförändring på grund av områdespriset avviker från systempriset, stängningskurs på CfD under handelsperioden jämfört med medelavvikelsen på spotmarknaden, tkr

		Stockholm		Oslo		Helsingfors		Västdanmark		Östdanmark	
		CfD	Spot	CfD	Spot	CfD	Spot	CfD	Spot	CfD	Spot
2001	Jan till apr	4 532	-90	-1 731	-69	4 586	-364	6 599	-2 108	-	-
	Maj till sep	-558	-2 493	-254	111	-298	-2 476	-551	3 235	761	-1 082
	Okt till dec	191	935	301	-782	598	935	-256	3 139	1 794	3 860
	Summa	4 165	-1 649	-1 684	-739	4 886	-1 892	5 791	4 266	2 555	2 778
Procent av inköp		1,96%	-0,78%	-0,79%	-0,35%	2,30%	-0,89%	2,65%	1,95%	1,16%	2,24%
2002	Jan till apr	3 585	473	-494	-335	3 832	490	771	-8 521	7 665	7 548
	Maj till sep	357	4 772	-919	-2 429	1 518	5 797	10 845	-722	9 374	7 968
	Okt till dec	1 405	-603	-694	572	1 387	-5 615	520	-52 706	2 948	-1 840
	Summa	5 346	4 642	-2 107	-2 193	6 738	673	12 136	-61 949	8	13 676
Procent av inköp		2,00%	1,73%	-0,81%	-0,84%	2,57%	0,26%	6,21%	-31,71%	7,26%	4,97%
2003	Jan till apr	1 576	-3 811	6 828	3 557	-6 828	-6 696	-97 173	-36 284	-788	-3 388
	Maj till sep	-284	1 668	1 733	-189	-1 775	-2 081	-4 498	6 329	888	2 776
	Summa	1 292	-2 143	8 561	3 368	-8 604	-8 777	-101 671	-29 955	100	-612
	Procent av inköp		0,48%	-0,80%	3,12%	1,23%	-3,28%	-3,34%	-42,57%	-12,54%	0,04%
Totalt		10 803	850	4 769	436	3 020	-9 997	-83 743	-87 638	22 642	15 841
		1,44%	0,11%	0,64%	0,06%	0,41%	-1,36%	-12,83%	-13,43%	2,95%	2,07%

Källa: Energimyndighetens beräkning efter Nord Pool FTP-server

Utfallet för den västdanska elhandlaren skiljer sig markant från beräkningarna där medelpriset på CfD-kontrakten användes. Skillnaden mellan att använda CfD eller inte är betydligt mindre sett över tiden i det fallet.

Kostnader som uppkommer när marknaden delas upp i separata prisområden visar vikten av riskhantering vid handel på elmarknaden. Skulle en aktör välja att inte försäkra sig mot avvikelser från systempriset och erbjuda till exempel fasta tre-

årsavtal skulle det avtalade priset kunna visa sig ur elhandlarens synvinkel för lågt. Detta skulle kunna inträffa om området som elhandlaren är verksam i utgör ett så kallat högprisområde med priser som är högre än systempriset. Detta skulle göra att denne riskerar gå med förlust på avtalet på grund av att flaskhalsarna leder till prisskillnader som denne i sin hedgestrategi inte tagit hänsyn till.

5. Sammanfattning och konklusioner

Syftet med denna studie är att analysera hur den nuvarande uppdelningen i prisområden för hantering av begränsningar i överföringskapacitet på den nordiska marknaden påverkar svenska aktörer. En förutsättning i analysen är att de kostnader som aktörer möter på grund av flaskhalsar jämförs med en situation utan flaskhalsar. Det vill säga då överföringskapaciteten inte är knapp i situationen utan flaskhalsar. Systempriset vid handel på Elspot används som referens för situationen utan flaskhals. Resultatet kan således inte ses som en jämförelse mellan prisområden och motköp som flaskhanteringsmetoder. En sådan jämförelse hade krävt en ansats som även omfattat de kostnader som uppstår vid motköp.

För att studera hur kostnader som kommer av att marknaden delas upp i separata prisområden har ett modellföretag konstruerats. Modellföretaget utgår från ett elhandelsföretag utan egen produktion. Företaget har antagits ha en försäljning uppgående till en TWh/år med fördelning över året enligt Sverige-profilen. Företaget gör alla sina inköp på Nord Pool och har försäkrat sig om ett visst systempris via futures och forwards. Därefter har den påverkan på företagets kostnad som kommer av att områdespriset avviker från systempriset beräknats. Kostnaderna har beräknats för två fall, i det ena har företaget inte försäkrat sig mot prisområdesavvikelser och i det andra har det försäkrat sig mot sådana avvikelser via CfD-kontrakt. I analysen av utfallet vid handel med CfD-kontrakt har två beräkningar gjorts, en med dess medelpris under handelsperioden och en med stängningskursen i handelsperioden.

En svensk elhandlare, som handlar uteslutande på Elspot, har enligt Energimyndighetens beräkningar mött ökade kostnader på grund av flaskhalsar i det nordiska systemet. Det omvända gäller för svenska producenter som istället kunnat få mer betalt för sin kraft än om det inte varit några flaskhalsar. De kostnader som elhandlaren mött till följd av uppdelning i prisområden skiljer sig kraftigt mellan år. Ställs de merkostnader som uppkommit i förhållande till de totala inköpskostnaderna under respektive år uppgår den största ökningen till 8,8 procent. Detta inträffade under vårtåret 2000. Sett över hela den studerade tidsperioden har kostnaden utgjort 0,34 procent av inköpskostnaden på Elspot.

Under ett vårtår som 2000 ledde prisområdesuppdelningen till att kostnaderna för en svensk elhandlare var högre än om marknaden inte delats upp i separata områden. Det omvända var fallet för en elhandlare i Oslo. Under torråret 2003 var däremot kostnaderna för en svensk elhandlare lägre än om marknaden inte delats upp i separata prisområden. Kostnaderna för elhandlaren i Oslo var dock högre under 2003 än om marknaden inte delats upp i separata prisområden.

Avgörande för hur prisområdesuppdelningen påverkar kostnaderna för en elhandlare är den handelssituation som råder. Uppstår flaskhalsen när området upp-

visar nettoexport innebär det att elhandlarens kostnader blir lägre på grund av att flaskhalsen uppstår. Det omvända gäller när området har nettoimport.

För att hantera prisskillnader som uppkommer av flaskhalsar kan en aktör handla med *Contracts for differences*, *CfDs*. Dessa kontrakt har inte haft någon omfattande omsättning på Nord Pool varför resultatet bör tolkas med försiktighet. De kostnader som räknats fram i denna rapport pekar dock på att det, med facit i hand, inte varit gynnsamt för en svensk elhandlare att köpa sådana kontrakt på för att försäkra sig om en viss differens. Följden av att ha prissäkrat en viss differens, antingen till CfD-kontraktets medelpris eller stängningskursen under dess handelsperiod, har varit högre kostnader än om elhandlaren avstått från att använda detta instrument. Kontraktet uppfyller ett viktigt syfte det vill säga en möjlighet att hantera osäkerhet om framtida prisavvikelse. CfD-kontraktet är ett sätt att hantera risk. Den kostnad som är förknippad med denna riskhantering kan därför ses som ett uttryck för aktörens vilja att undvika prisvariationer.

Studien indikerar att den nordiska indelningen i prisområden har ekonomiska konsekvenser för elhandeln. Konsekvenserna varierar mellan åren. Svenska elhandlare har varit nettoförlorare under år med stor import från Norge, vilket varit så kallade våtår i den skandinaviska fjällkedjan. Under år med nettoexport till Norge, normalt vid torrår, har svenska elhandlare vunnit på prisområdesdifferenserna. Sammantaget under hela den undersökta perioden har konsekvenserna varit små och uppgått till ungefär en tredjedels procent av modellföretagets inköpskostnad på Nord Pool Spot.

Referenser

Ellag (1997:857)

Energimyndigheten, *Elmarknaden 2003*

Energimyndigheten (2003), *Elmarknadsrapport 2003:1 Säkerhetskrav vid handel på Nord Pool*, ER 17:2003

ETSO (2001), *Co-ordinated use of Power Exchanges for Congestion Management*.

ETSO (2002), *Reconciliation of market splitting with co-ordinated auction concepts, Technical issues*, Draft Discussion Paper February 2002

EU: *EUROPAPARLAMENTETS OCH RÅDETS FÖRORDNING (EG) nr 1228/2003 av den 26 juni 2003 om villkor för tillträde till nät för gränsöverskridande elhandel (Text av betydelse för EES)*

Hagem B (2003) Statnett SF Nordel Market Forum 21 oktober 2003, Common Congestion Management Rules, Presentationsmaterial

Nord Pool (2004) Utbildningsmaterial certifierad elhandlare våren 2004

Nord Pool (2003), The Nordic Spotmarket

Nordel (2002) *Översyn av elspotindelningen och förutsättningarna för mothandel på den nordiska marknaden*.

Nordel (2002b), *Systemdriftavtalet 2002-05-22*

Nordel (2000), *Håndtering av nettbegrensninger i elkraftsystemet, saertryck av spesialartikkel i Nordels årsberetning 2000*.

Svenska kraftnät (2001), *Den svenska elmarknaden och Svenska Kraftnäts roll*.

Wangensteen (2001) *SIE1065 Kraftmarkeder transmission pricing* Vår 2003

Wangensteen, I. (2001) *Electricity Transmission/Distribution network as a transport system and a physical trading place*. (World Energy Council 2001 Buenos Aires)

www.svk.se

Statistik

Nord Pool FTP-server

Nordel årsstatistik 1996 och 2002

Statistiska centralbyrån (SSB)

Svensk Energi