

Prisutvecklingen på el och utsläppsrätter samt de internationella bränslemarknaderna

En del av Energimyndighetens omvärldsanalys

ER 2005:35

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: 250 ex

ER 2005:35

ISSN 1403-1892

Förord

Priserna på olja, gas och kol är historiskt sett mycket höga i dagsläget. Samtidigt har priset på el och priset på den nya europeiska marknaden för utsläppsrätter stigit kraftigt den senaste tiden. Detta får stora effekter på samhällsekonomin.

Mot den bakgrunden har Energimyndigheten i en snabbanalys försökt förklara orsaker till prisstegringarna samt inbördes samband mellan de olika marknaderna. Det bör betonas att långt ifrån alla aspekter som kan tänkas påverka marknaderna för el, utsläppsrätter och bränslen har kunnat beaktas och analyseras. Exempelvis har konkurrenzaspekter på elmarknaden lämnats helt utanför analysen.

Det primära syftet med utredningen är att bidra med fakta- och kunskapsunderlag till den pågående diskussionen och debatten i media samt att påbörja en kontinuerlig uppföljning av utsläppshandelsmarknaden.

Rapporten är en del i Energimyndighetens omvärldsanalys och har utarbetats av Christian Sommer, Erik Filipsson, Urban Kärrmarck, Marcus Larsson, Carola Lindberg och Sophie Bohnstedt vid Systemanalysavdelningen. Andra medarbetare på avdelningen har bidragit med värdefulla synpunkter och underlag.

Christian Sommer och Erik Filipsson har varit ansvariga för delar om handel med utsläppsrätter och tilldelning. Carola Lindberg och Sophie Bohnstedt har varit ansvariga för delar om elmarknaden. Urban Kärrmarck och Marcus Larsson har varit ansvariga för delar om bränslepriser och utvecklingen på de internationella bränslemarknaderna.

Eskilstuna oktober 2005



Thomas Korsfeldt



Zofia Lublin

Innehåll

1	Sammanfattning	5
2	Utvecklingen på de internationella bränslemarknaderna	13
2.1	Inledning	13
2.2	Oljemarknaden.....	13
2.3	Naturgasmarknaden	18
2.4	Kolmarknaden.....	20
2.5	De ekonomiska effekterna	22
3	Vilka faktorer påverkar priset på utsläppsrätter och hur förklarar man dagens höga prisläge?	25
4	Prisbildningen på el och hur dagens prisläge kan förklaras	35
4.1	Prisbildningen på den nordiska producentmarknaden för el	36
4.2	Hur förklaras dagens prisläge för el?.....	41
4.3	Effekter av prisuppgången på el	49
5	Slutsatser	51

1 Sammanfattning

Under 2005 har prisförändringar skett på bränslemarknaderna, samtidigt har EU:s system för utsläppshandel av koldioxid startat och priserna på utsläppsrätter har ökat mer än förväntat. Energimyndigheten har i en snabbanalys försökt förklara de olika marknadernas inbördes samband.

Tillkomsten av det europeiska systemet för handel med utsläppsrätter är en följd av unionens åtagande enligt Kyotoprotokollet att minska utsläppen av växthusgaser med 8 procent för perioden 2008-2012, med år 1990 som bas. Utsläppshandel är ett marknadsbaserat styrmedel med goda förutsättningar att minska utsläppen på ett kostnadseffektivt sätt. EU:s utsläppshandelssystem är inledningsvis utformat så att de mest energiintensiva branscherna deltar i systemet. Därigenom åstadkommes inom unionen harmoniserade åtgärder som från konkurrenssynpunkt ska drabba alla länder inom unionen lika. I denna studie är elproduktionssektorn föremål för en granskning, eftersom de har starka kopplingar till prisförändringarna på bränsle- och elmarknaderna. Det bör också tilläggas att EU ansåg det nödvändigt med en försöksperiod innan Kyotoprotokollets åtagandeperiod inträder. Den politiska meningen var att skapa sig erfarenheter av den inledande perioden innan den skarpa perioden inträder under Kyotoprotokollet. De observationer som kan göras hittills av konsekvenserna av EU:s handelssystem grundar sig på en begränsad tid och därför en begränsad erfarenhet. Inte desto mindre är det viktigt för den fortsatta utvecklingen av handelssystemet att redan nu peka på hur marknaderna verkar fungera.

De tre stora energislagen olja, kol och naturgas som tillsammans står för över 80% av den globala energianvändningen har under senare år ökat kraftigt i pris. Detta får stora ekonomiska konsekvenser genom direkta och indirekta effekter på samhället. Bränslemarknaden är även viktig för att förklara priset på utsläppsrätter och el.

Inget tyder på att dagens prisnivå för el och utsläppsrätter är omotiverat utifrån de fundamentala faktorer som styr priserna, såsom bränslepriser, ekonomisk tillväxt och väder men även institutionella faktorer och marknadsaspekter. Det är dock viktigt att påpeka att handeln med utsläppsrätter bara har pågått några månader. Utsläppsmarknaden är därför omogen och det är därför svårt att dra definitiva slutsatser. I oktober 2005 är exempelvis bara 15 av 25 register tillgängliga för utsläppshandel inom EU, vilket försvårar handeln och begränsar erfarenheterna av systemet.

EU har valt att införa ett utsläppshandelssystem som ett sätt att möta sitt åtagande enligt Kyotoavtalet. Oavsett val av styrmedel så kommer det att uppstå kostnader för att nå målet. Det mesta tyder på att det europeiska systemet för handel med

utsläppsrätter uppfyller sitt syfte, nämligen att skapa incitament för kostnadseffektiva utsläppsreduktioner inom EU för att klara unionens gemensamma utsläppsmål. Det är dock för tidigt att uttala sig om effekterna av EU:s handelssystem eftersom marknaden är i ett initialt skede. Kostnaden som uppstår som en följd av utsläppshandeln, t.ex. i form av högre elpriser och förmögenhetsöverföringar, är en konsekvens av EU:s internationella klimatåtaganden. På sikt kommer ett globalt handelssystem att krävas för att undvika att europeisk industri drabbas av konkurrensnackdelar mot resten av världen och för att undvika att produktion flyttar till områden utan motsvarande restriktioner med negativ inverkan på den globala miljön.

Det bör betonas att långt ifrån alla aspekter har kunnat analyseras i de komplexa frågor som avhandlas i denna utredning samt att det är en analys av dagens situation och situationen på kort sikt. Den långsiktiga prisutvecklingen har inte undersökts.

1.1.1 Prisutvecklingen på de internationella bränslemarknaderna, elmarknaden samt i handeln med utsläppsrätter

Prisutvecklingen på de internationella bränslemarknaderna, särskilt olja, har varit snabb under senare år. Under det första halvåret 2005 har de nordiska elpriserna stigit kraftigare än förväntat utgående från aktuell efterfrågan på el och tillgång på vattenkraft. Även i det europeiska handelssystemet för utsläppsrätter som under året har tagits i bruk är de registrerade priserna högre än förväntat.

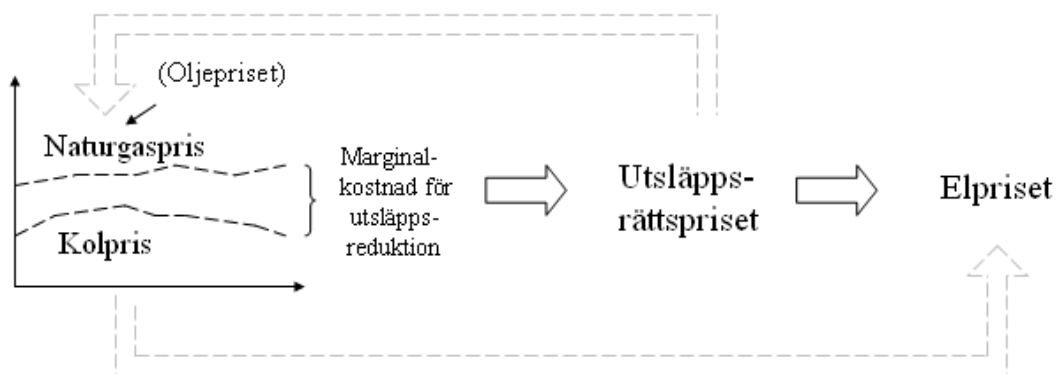
Om utvecklingen av olje- och elpriserna skulle fortsätta i nuvarande takt utgör de ett potentiellt hot mot den ekonomiska tillväxten och sysselsättningen. Detta har även bidragit till en debatt, i Sverige och övriga Europa, om hur oljepriserna påverkar den globala ekonomin, men också hur utsläppshandeln har påverkat elpriserna och om detta är rimligt, samt hur väl konkurrensen på de avreglerade energimarknaderna fungerar.

Mot den bakgrunden har Energimyndigheten i en snabbanalys försökt förklara bakgrunden till prisstegringarna samt de inbördes sambanden mellan de olika marknaderna. Vi har i denna snabbanalys inte berört konkurrenssituationen på elmarknaden.

En sådan analys kan inte avgränsas vare sig till Sverige eller till den nordiska marknaden. Norden är ett för litet område för att kunna påverka de internationella bränslepriserna eller priset på utsläppsrätter mer än marginellt.

Energimyndigheten förordar att EU:s utsläppshandelssystem utvecklas till att omfatta andra länder eller sektorer, vilket innebär att den konkurrensutsatta industrin får samma villkor. Först då kommer man att uppnå att alla företag möter samma kostnader för att begränsa utsläppen av koldioxid.

1.1.2 Sambanden mellan de olika marknaderna



Figur 1: Förenklad illustration över några viktiga samband mellan marknaderna.

Bränslepriserna för kol, olja och naturgas är centrala faktorer för att förklara och förstå priset på utsläppsrätter och el. Naturgaspriset följer oljepriset och relativpriset (dvs. prisskillnaden) mellan kol och naturgas är en av flera viktiga styrande faktorer för marginalkostnaden för storskaliga utsläppsreduktioner på kort sikt och påverkar därmed priset på utsläppsrätter. Priset på utsläppsrätter har i sin tur en stor effekt på elpriset. Elpriset avgörs av kostnaden för att producera elektricitet på marginalen i energisystemet. På den nordiska elmarknaden består denna kostnad oftast av priset för kol och de utsläppsrätter som behövs för att producera den sista enheten el.

1.1.3 De internationella bränslemarknaderna

I formell mening är enbart olja och kol internationellt prissatta. Det tredje stora fossila bränslet, naturgas, prissätts regionalt med betydande skillnader mellan olika regioner som följd. Men eftersom importavtalen på naturgas ofta är kopplade till oljepriset inverkar oljepriset även på gaspriset.

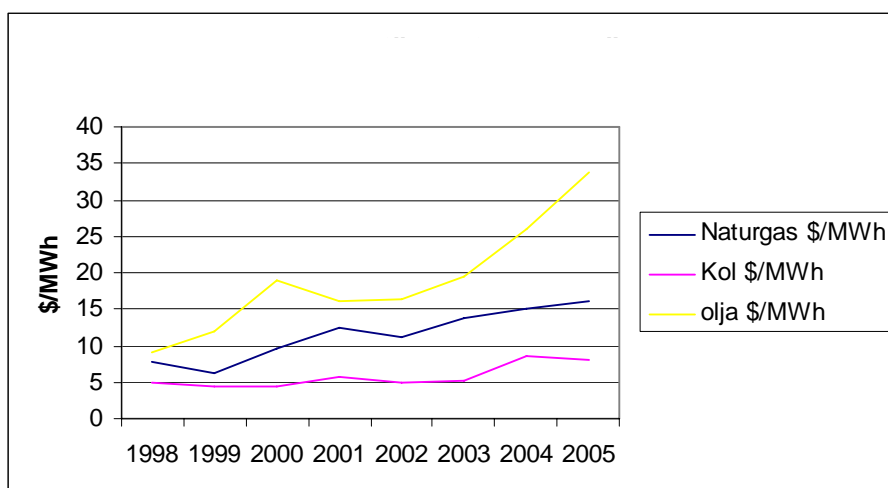
Oljan är prisledande på bränslemarknaden. Detta är naturligt utgående från att den fortfarande dominerar den globala energibalansen. Räknat i energiinnehåll är oljans andel lika stor som kol och naturgas tillsammans. Inom vissa gränser finns en möjlig ersättning mellan de tre energislagen. Denna är särskilt påtaglig inom elsektorn. Alla tre energislagen används för elproduktion (även om olja numera i första hand utgör ett reservbränsle) samtidigt som den producerade elen i stor utsträckning i sin tur kan ersättas genom direktanvändning av olja, kol eller naturgas.

En störning i tillförseln av något bränsle får därmed effekter för prisbildningen av övriga bränslen och el inte bara i den region där störningen inträffar utan även i alla övriga regioner. Konsekvensen brukar i allmänhet begränsas till mer eller

mindre kraftiga prisstegringar. Prisrörligheten är därmed relativt stor i hela energisektorn.

Oljepriset har en marginell *direkt* påverkan på elpriset och vice versa. Andelen el som produceras med olja är liten och sjunkande. El och olja konkurrerar i ett globalt perspektiv inte med varandra. Undantag finns emellertid. Under vintern 2003 när USA drabbades av samtidig naturgasbrist och en lång kall vinter utnyttjades all tillgänglig oljebaserad reservkraft. Detta antogs medverka till en höjning av oljepriset. Den stora elbristen i Kina under framförallt 2004 ledde till ett så omfattande utnyttjande av oljebaserad reservkraft att detta påverkade det internationella oljepriset.

Indirekt är emellertid påverkan stor och påtaglig dels beroende på kopplingen mellan olja och gas, men även grundat på det förhållandet att oljan är prisledande. Det innebär att det finns en långsiktig korrelation mellan de tre stora energislagen. I diagrammet nedan visas priset för råolja Brent jämfört med genomsnittliga tyska importpriser för naturgas respektive kol.



Figur 2: Prisutvecklingen för de fossila bränsleslagen. Diagrammet avser råolja Brent samt tyska importpriser av gas och olja till anslutningspunkt resp. oceanhamn. (Källa: IEA energy prices and taxes. Kol- och gaspriserna avser import till Tyskland ¹. Värden för 2005 är egna uppskattningar.)

De bedömningar som kan göras beträffande prisutvecklingen är att oljepriserna under en ett till tvåårsperiod kommer att vara fortsatt höga. Men det finns särskilt i närtid en direkt och påtaglig risk för en oljekris, med extremt höga priser som följd. Varaktigheten av en sådan störning är svår att bedöma. Mycket talar för att den blir kort, även om de ekonomiska återverkningarna kan bli djupgående och långvariga. En sådan kris kan utlösas av nya orkaner i Mexikanska golfen, strejker

¹ Eftersom priserna är angivna i \$ måste hänsyn tas till att såväl € som den svenska kronan stärktes med nästan 20 % under 2003 och 2004. Däremot har en viss försvagning skett under 2005.

eller terroristangrepp mot vitala oljeinstallationer. När produktionen i Mexikanska golfen återställts minskar risken och det krävs sannolikt en kombination av händelser för att en oljekris skall uppstå. Även sett över en längre period är osäkerheten stor. Under förutsättning att såväl produktions- som raffineringsskapaciteten byggs ut finns utrymme för stora prisfall, särskilt om det på nytt sker en påtaglig tillväxt i de kända reserverna. Däremot, om några sådana ökningarna inte kommer till stånd, eller i otillräcklig omfattning i förhållande till den beräknade efterfrågeökningen finns risk för även fortsatt långsiktigt ökande oljepriser. Osäkerheten är stor beträffande framförallt möjligheterna att öka reserverna, men även i vilken takt oljeutvinningen kan öka.

Priserna på naturgas kommer att med en viss eftersläpning att anpassa sig till oljepriset. Däremot kan antas att kolpriserna som nu börjat sjunka på nytt stabiliseras, men på en högre nivå än de priser som gällde före år 2004.

En ökande skillnad mellan gas och kol, särskilt på den för Norden viktiga tyska marknaden, får antagligen som huvudsaklig effekt att priset på utsläppsrätter stiger ytterligare, eftersom den relativa lönsamheten med en ökad kolanvändning ökar. Däremot kommer antagligen ett ökande tyskt gaspris inte nämnvärt öka priset på el. Antalet timmar där priset bestäms av gaskraftverk kommer antagligen att minska, men elpriset kommer å andra sidan att under dessa timmar bli högre än tidigare.

1.1.4 Handel med utsläppsrätter

Priset på utsläppsrätter styrs av en mängd olika faktorer som påverkar utbudet och efterfrågan på utsläppsrätter. Viktiga faktorer som påverkar priset inkluderar institutionella faktorer som de nationella tilldelningsplanerna och länkdirektivet, utsläppsfaktorer som relativpriser på bränslen, ekonomisk tillväxt och väder, samt marknadsfaktorer som spekulation, initiala osäkerheter m.m.

Generellt kan man säga att marknaden för handel med utsläppsrätter än så länge är relativt outvecklad med få aktörer, få transaktioner och stora prisförändringar. Handeln är inte heller särskilt transparent eftersom endast en mindre del hittills handlats på olika börser och resten har handlats bilateralt via mäklare. Mycket tyder dessutom på att handeln påverkas av spekulativa element. Det är sannolikt att handeln efterhand kommer att stabiliseras (med högre likviditet och lägre prISRörlighet). Det är därför inte självklart att hittills redovisade priser är relevanta sett över en längre tidsperiod.

Utbudet på marknaden definieras av den totala tilldelningen av utsläppsrätter. En viktig förklaring till att priset för utsläppsrätter har visat sig bli högre än vad många förväntat sig är att EG-kommissionen beslutade sig för att skala ner Italiens, Polens samt 12 andra länders förslag om tilldelning mer än marknaden hade förväntat sig. Sveriges tilldelning påverkar endast ytterst marginellt priset på

utsläppsrätter eftersom Sverige står för mindre än 1 % av den totala tilldelningen i EU.

De fördelningsplaner som offentliggörs i juni 2006 reglerar tilldelningen 2008-2012. Men trots att möjligheterna till sparande mellan perioderna är begränsade kommer planerna sannolikt inte bara påverka marknadspriset i den första åtagandeperioden utan även 2005-2007 eftersom tilldelningen påverkar vilka utsläppsreducerande åtgärder som är lönsamma på längre sikt.

Kostnaden för att minska utsläppen av koldioxid i unionen har studerats inför utsläppshandelssystemets införande. En del av åtgärderna uppskattas kunna genomföras till ett negativt pris, dvs. utan kostnad. Det finns anledning att tro att marknaden i nuläget inte har tillgång till en komplett information om utbudet av utsläppsreduktioner och efterfrågan av utsläppsrätter. Flera bedömare anger dock att en viktig teoretisk förklaring till dagens marknadspris på utsläppsrätter är prisrelationen mellan kol och gas.² Om prisskillnaden mellan kol och gas är prisledande för utsläppsrätter motiverar det ett pris på utsläppsrätter motsvarande 21-26 €/ton för att en ersättning från kol till gas skall vara ekonomiskt motiverad med dagens bränslepriser (se t.ex. IEA Oil Monthly Report). Utsläppsreducerande åtgärder i form av bränslesubstitution vid nyinvesteringar i energiproduktion påverkas dock främst av det förväntade långsiktiga priset på utsläppsrätter eftersom det handlar om stora och långsiktiga investeringar. Detta förklarar varför kortsiktiga prissignaler inte nödvändigtvis leder till utsläppsreducerande investeringar. Det är därför viktigt med stabila regler som kan ge långsiktiga prissignaler. Bränslepriser är dock inte den enda faktor som påverkar priset på utsläppsrätter. Även andra typer av åtgärder kommer att genomföras vid olika prisnivåer för utsläppsrätter.

Kol har med undantag för år 2004 haft en betydande konkurrensfördel jämfört med gas, särskilt på den strategiskt viktiga tyska marknaden. Den nuvarande utvecklingen tyder på att prisskillnaden mellan kol och gas kommer att bestå eller öka de närmaste åren. Detta ger en signal om fortsatta ökningarna i priset för utsläppsrätter, så länge substitution från kol till gas är den billigaste (och därmed prissättande) storskaliga åtgärden för att minska utsläpp inom EU.

En viktig förklaring till varför handeln inte har tagit mer fart under år 2005 är att mer än hälften av EU:s medlemsländer inte har förmått att etablera de nationella register mellan vilka företagens transaktioner av utsläppsrätter ska genomföras. Det betyder bl.a. att företagen i dessa länder inte har fått sina utsläppsrätter utfärdade, vilket i praktiken har en dämpande effekt på deras benägenhet att delta i handeln, trots att de precis som övriga företag har möjlighet att göra upp affärer om framtida leverans av utsläppsrätter.

² Relativpriset mellan kol och gas påverkar utsläppsrättspriset endast så länge kol är basen för marginalelproduktionen och berättigar därför inte nödvändigtvis utsläppsrättspriset på lång sikt.

Mycket tyder på att dagens priser för utsläppsrätter (september 2005) har ett stöd i de fundamentalfaktorer som bör påverka priset. Osäkerhet om framtida tilldelning och utsläpp gör det mycket svårt att ge en tillförlitlig prognos om prisutvecklingen för utsläppsrätter. Medlemsländernas förslag till tilldelning för perioden 2008-2012 kommer att granskas av EU-kommissionen under 2006.

1.1.5 Prusbildningen och dagens prisläge på el

Trots välfyllda vattenmagasin och god tillrinning är elpriserna på den nordiska elbörsen förhållandevis höga. EU:s klimatprogram och arbetet med att utveckla den inre marknaden bidrar till att perspektiven måste vidgas när man tittar på elprisutvecklingen inom Norden. Även världsmarknadspriserna på bränsle påverkar de nordiska elpriserna. Utvecklingen i Sverige är inte unik, prisuppgången på Nord Pool sammanfaller med prisutvecklingen på andra elbörser i Europa.

Grundläggande för prusbildningen på elbörserna i Europa är att priset sätts genom budgivning och bestäms av utbud och efterfrågan. Marginalpriset sätter priset för all el, även för el med lägre säljbud. Utbudskurvan återger det pris till vilket producenterna erbjuder leverans av el till marknaden. För att ställa sin kapacitet till förfogande vill producenterna åtminstone täcka sin kortsiktiga marginalkostnad, dvs. sin rörliga kostnad. Spotpriserna på el i Norden återspeglar under större delen av årets timmar marginalkostnaden för produktion i koleldade kondenskraftverk. I många länder i Europa är fossila bränslen än mer dominerande än i Norden, som har god tillgång till vattenkraft. I Tyskland, exempelvis, används kolkondens nästan alltid och ännu dyrare last på toppen i form av gas- och oljekondens. Det är en viktig förklaring till prisskillnaderna mellan Norden och t.ex. Tyskland.

Den EU-gemensamma utsläppshandeln som infördes i början av 2005 har påverkat elpriset. Priset på utsläppsrätter har blivit högre än många bedömare trodde, bl.a. beroende på naturgasprisets utveckling. I ett teoretiskt resonemang och enligt många aktörer prisas utsläppsrätterna fullt ut på elen efter ett alternativkostnadstänk. Detta gäller oavsett om utsläppsrätterna tilldelats gratis eller köpts, och oberoende av den enskilda anläggningens tilldelning. Enligt resonemanget påverkas spotpriset av utsläppsrätterna då fossilbaserad elproduktion ligger på marginalen. Kolkondens är den dominerande marginalproduktionen på Nord Pool och anges ligga på marginalen cirka 70 % av timmarna under året i form av kapacitet i Danmark, Finland, Tyskland eller Polen. Priset på utsläppsrätterna slår därför inte igenom helt på det genomsnittliga elspotpriset under året utan prispåverkan på elspot måste justeras ned. Det finns även andra faktorer som kan göra att inte hela utsläppsrättspriset förs över på kunderna i praktiken.

Även kolpriserna som stigit markant sedan 2003 men sjunkit tillbaka något under 2005 har gett genomslag på elpriset.

Dagens höga elpriser förklaras delvis av utsläppsrätterna. De högre elpriserna medför att fossilfria energislag blir mer konkurrenskraftiga vilket är ett av syftena med utsläppshandelssystemet. Det borde även leda till incitament att effektivisera elkonsumenterna samt öka incitamenten att investera i ny kapacitet.

En negativ konsekvens av det högre elpriset är att europeisk industri förlorar i konkurrenskraft mot industrier som inte utsätts för samma restriktioner. Ett globalt handelssystem skulle lösa det problemet. En effekt kan annars bli att en del produktion flyttar utanför Europa vilket medför en negativ inverkan på sysselsättningen, välfärden och även miljön. En annan konsekvens av högre elpris är att en förmögenhetsöverföring från elintensiv industri och hushållen till energisektorn äger rum.

Fenomenet att elpriset ökar lika mycket för alla och att därmed producenter av koldioxidfri el blir överkompenserade är i sig inget tecken på dålig konkurrens. Detta är en följd av principen med marginalprissättning. Vissa bedömare har däremot ifrågasatt det rimliga i förhållandet att hela marginalkostnaden för utsläpp förs vidare till elkunderna och hänfört detta till ett uttryck för en bristande konkurrens med tanke på att energisektorn i många länder fått hela sitt behov av utsläppsrätter tilldelat gratis.

Energimyndigheten bedömer att elpriset är oberoende av tilldelningen till den enskilda prissättande anläggningen och att elpriset och priset på utsläppsrätter endast påverkas av den totala tilldelningen av utsläppsrätter inom EU.³

³ Däremot kan tilldelningen till s.k. nya deltagare påverka lönsamheten i en investering och därmed i vilken utsträckning ny kapacitet etableras på marknaden. Det får därmed på sikt en påverkan på utbudskurvan och en dämpande effekt på elpriset om den nya kapaciteten ersätter dyrare produktion.

2 Utvecklingen på de internationella bränslemarknaderna

2.1 Inledning

De tre stora energislagen olja, kol och naturgas, som tillsammans står för över 80 % av den globala energianvändningen har under senare år kraftigt ökat i pris. Särskilt oljan, som är prisedande, har ökat kraftigt. Den nedan redovisade analysen syftar till att belysa de viktigaste faktorerna bakom prisutvecklingen samt deras samband.

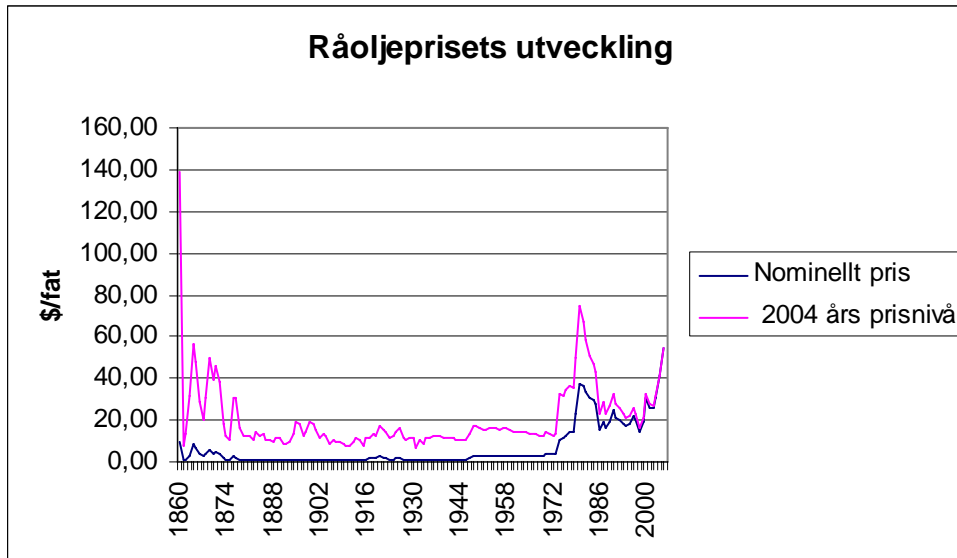
2.2 Oljemarknaden

Oljan utgör fortfarande ungefär 40 % av världens totala energitillförsel. Marknaden fokuseras allt mer mot transportsektorn. Så länge transportsektorns expansion kräver en ökad tillförsel av bensin och diesel kan prisnivåerna upprätthållas. Oljan har fortfarande en stor betydelse för industri och uppvärmningssektorerna, men har där att konkurrera med andra alternativ. Inom elsektorn är oljan redan i praktiken utkonkurrerad. Även om den har en fortsatt stark ställning som det mest kostnadseffektiva reservalternativet.

Möjligheterna att storskaligt ersätta drivmedel med något annat alternativ, bortsett från naturgas, är begränsade inom överskådlig tid. Den nuvarande prisutvecklingen har inneburit ett ökat intresse för etanol såväl som låginblandning eller för drift i hybridfordon. Men fortfarande är såväl tillgång som pris på biobaserad etanol allt för begränsad för att påverka världsmarknadspriset på råolja eller bensin och diesel.

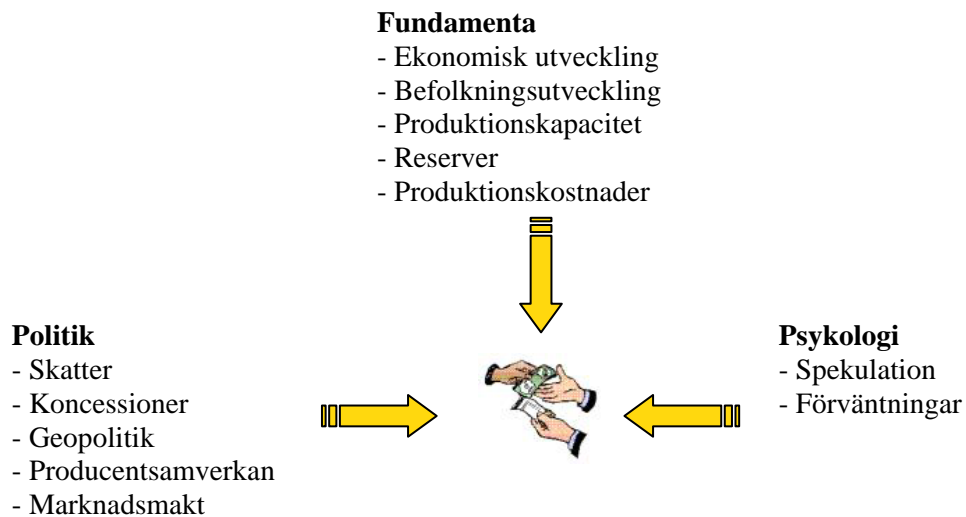
Detta utnyttjades av OPEC 1999 då en ny kvotpolitik pressade oljepriserna uppåt. OPEC:s resonemang var att eftersom västvärldens bilister, främst i Europa, accepterade bensin- och dieselpriiser som implicit svarade mot ett råoljepris över 200 \$ när det faktiska råoljepriset hade nått en bottennivå på ca 10 \$ så borde en intäktsomfördelning från oljeimporterande till oljeexporterande länder vara möjlig. Det fanns vid denna tidpunkt även ett starkt politiskt intresse och ett intresse från de internationella oljebolagen att pressa upp oljepriset. Det prisband som OPEC införde med ett fluktuerande oljepris mellan 22–28 \$ betraktades som rimligt. Det skulle uppmuntra till nya investeringar. Det skulle stabilisera ekonomierna för många oljeproducerande länder och därmed minska en växande politisk oro i Ryssland, i Mellanöstern, i Latinamerika och i Centralasien. Det skulle framförallt möjliggöra en exploatering av de stora förväntade

energitillgångarna i Centralasien. Tämmligen snart visade sig att oljepriset inte skulle hålla sig inom bandet 22–28 \$. Redan i slutet av 2000 överskreds takpriset och har sedan dess enbart under några få månader främst runt årsskiftet 2001 legat inom det nya prisintervallet. Bilden nedan visar råoljeprisutvecklingen i reala termer sett över en längre period.



Figur 3: Realprisutvecklingen av olja. (Källa: Cambridge Energy Research Institute).

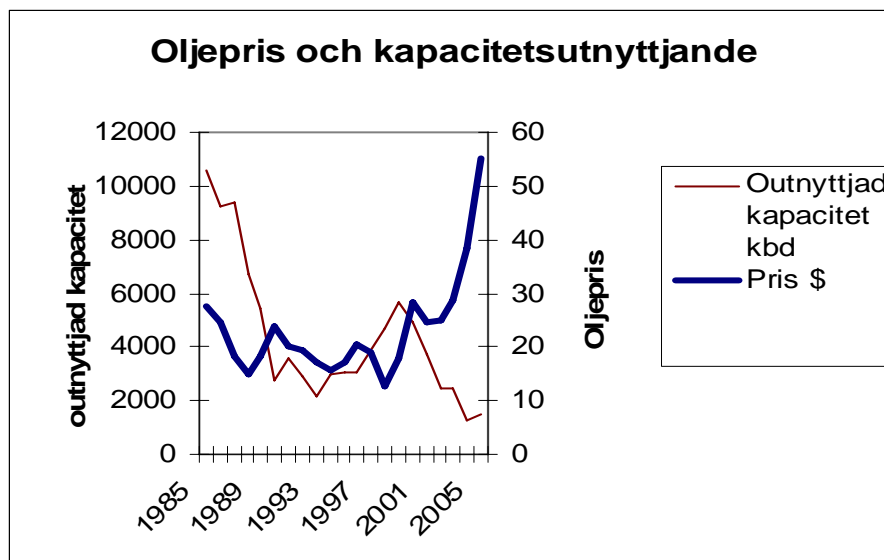
De faktorer som drivit upp oljepriset kan hämtas såväl från de så kallade fundamentalfaktorerna som från vad som kan kallas förväntningar eller spekulation. Nedan ges en beskrivning av de faktorer som förklarar råoljepriset.



Figur 4: Faktorer som påverkar oljepriset.

En av de viktigare fundamentalfaktorerna för att förklara oljepriset är efterfrågeutvecklingen. De flesta prognoser under perioden 1998 och fram till 2002 förutsåg en låg real ekonomisk tillväxt, med en särskilt kraftig nedgång i den amerikanska ekonomin. Det har visat sig att utvecklingen efter 2002, med Europa som undantag, har varit hög. År 2004 innebar en global ekonomisk tillväxt som inte har haft någon motsvarighet på 40 år. Den amerikanska ekonomin försvagades visserligen både 2000 och 2001, men återhämtade sig snabbt och är nu tillbaka på ungefär samma höga nivåer som under 1990-talet. Varken de internationella oljebolagen eller OPEC hade förutsett och planerat för den snabba efterfrågetillväxt som ägde rum och som närmast exploderade under år 2004. Det innebar att kapaciteten att producera olja var inställd på en lägre efterfrågeökning samtidigt som alla producenter såväl inom som utanför OPEC medvetet hade minskat sin reservkapacitet.

Reservkapaciteten, dvs. den produktionskapacitet som inte behöver utnyttjas sjönk från 6 % 2002 snabbt ned till för närvarande 2%. I siffror var reservkapaciteten i början av 2002 ungefär 4,6 miljoner fat som omedelbart skulle kunna produceras, i år har den siffran sjunkit till ca 2 miljoner fat. Nästan hela denna volym återfinns i Saudiarabien och består enbart av tunga råoljor. Bilden nedan visar reservkapacitetens och råoljeprisets utveckling över tiden.



Figur 5: Reservkapacitet och priset på olja. (Källa: BP World Energy Review och CERA).

Samtidigt har oljebolagen under en följd av år minskat sina lager, vilket innebär att oljeförsörjningen är mer sårbar inte bara för de säsongsmässiga variationerna utan även för politiska och väderdrivna störningar.

Generellt är det den snabbare än förväntade tillväxten i produktionen i Västafrika och Ryssland som på senare år balanserat oljemarknaden. Frågetecknen kring den

ryska energipolitiken och framförallt dess oljeproduktion har ökat efter Yukosaffärens inledning 2003. Det finns en betydande oro att oljeproduktionen på nytt kan stagnera i Ryssland. Även den politiska situationen i Västafrika inger oro.

Kombineras dessa faktorer så uppstår en bild där betydande delar av den marginella produktionsökningen kommer från politiskt instabila producenter: länderna på den Arabiska halvön, Västafrika, Venezuela och Ryssland. Samtidigt som nettobidragen sjunker från politiskt stabila områden främst USA och Europa.

De internationella oljebolagens låga investeringstakt i ny produktion, som gällt i princip allt sedan mitten av 1980-talet innebär att några betydande nettotillskott av olja från nya produktionsområden och oljefält kan inte påräknas under de närmaste åren.

Den enda riktigt stora betydande nysatsning under 1990-talet har varit i Centralasien. Den politiska situationen har emellertid både försvårat, försenat och fördyrat produktionen. Samtidigt som förväntningarna över vilka nettotillskott regionen kan ge har reviderats ned. I övrigt har oljebolagen främst investerat i att finna mer olja och öka utvinningstakten i redan befintliga fält. Eftersom sannolikheten att finna stora mängder olja i redan exploaterade områden är låg så är även tillväxten av reserverna liten.

Ställs fakta samman så framkommer följande bild. Den högsta produktionskostnaden för ett fat olja är fortfarande ca 14 \$, framförallt för den dyra inhemska amerikanska oljan. I genomsnitt är produktionskostnaden fortfarande under 5 \$. Totalkostnaden för den nya olja som ännu så länge kommer ut på marknaden är fortfarande under 20 \$. Kostnaderna för att öppna upp nya oljefält, har i stort varit oförändrad, men de internationella oljebolagen är nu redo att öppna upp fält med avsevärt högre kostnader än tidigare. Exploatering av så kallade okonventionella oljor (Tjärsand, tjocka oljor eller olja på extrema djup) leder initialt till kostnadsstegringar men behöver i sig inte innebära långsiktigt högre reala produktionskostnader. Erfarenheten hittills är att varje tekniskifte inom oljeindustrin leder till stigande kostnader, men att teknikutvecklingen snabbt driver ned kostnaden till samma prisnivå som gällde före tekniskiftet. Ännu så länge finns ingen uppenbar anledning att ifrågasätta detta samband. Det finns därför knappast grund att utgå från att vi har nått ett långsiktigt kapacitetstak för oljeproduktionen.

Frågan om resursuttömning är komplex, att en sådan pågår är uppenbart. Det är däremot omtvistat hur mycket mer utvinningsbara tillgångar som finns. Historiska erfarenheter visar att förväntningar om en otillräcklig långsiktig försörjning driver upp priserna till dess en tillväxt i reserverna kan spåras. Men det är ännu för tidigt att avgöra om dagens prisutveckling resulterar i att reserverna på nytt byggs upp med ett åtföljande långsiktigt kraftigt prisfall.

Två samverkande faktorer som snabbt skulle driva ner oljepriset är om kapaciteten att producera olja ökar snabbare än tillväxten i efterfrågan och en samtidig tillväxt sker i de kända reserverna. Med nuvarande investeringsnivå är en sådan utveckling inte särskilt sannolik under de närmaste åren. Däremot kan mycket väl en ökning ske i produktionskapaciteten redan inom något år och därmed skapa en grund för en prisanpassning nedåt.

Prisutvecklingen under perioden 1991 fram till 1999 drevs framför allt av fundamentalfaktorerna och förväntningar om fortsatt låga priser. Prisutvecklingen under 1999 och fram till 2002/2003 har huvudsakligen styrts av politiska förhållanden. Under de två senaste åren har återigen fundamenta och förväntningar fått en allt större betydelse för prisutvecklingen, men nu är förväntningarna inställda på höga priser. Resonemangen ovan leder fram till att prisutvecklingen under överskådlig tid fortsatt kommer att domineras av fundamenta och av förväntningar.

På kort sikt finns risk för stora prisökningar

Orkanerna Katrina och Rita i september 2005 har allvarligt skadat tre vitala delar i den amerikanska energiförsörjningen: utvinningen av olja och gas i Mexikanska golfen samt raffinaderierna längs gulfkusten. Därmed är, innan dessa anläggningar har återställts, i praktiken alla återstående reserver i både oljeproduktion och raffinering förbrukade. Den redan ansträngda gasförsörjningen i USA har också ytterligare försvårats. Detta inträffade samtidigt som oljeförbrukningen på hela norra halvklotet ökar inför vintersäsongen. Under hösten sker en successiv upptrappning av efterfrågan på eldningsolja, samtidigt som bensinsäsongen i USA numera fortsätter långt in i november. Situationen har förmått IEA att besluta om ett tillfälligt, frivilligt och begränsat lageruttag ur medlemsländernas strategiska oljereserver för att underlätta försörjningen av den amerikanska marknaden.

Detta innebär att en ytterligare störning i oljeproduktionen innan produktionsresurserna i gulfområdet har återställts, eller en kraftig efterfrågeökning utlöst av t.ex. en mycket tidig och kall vinter skulle kunna utlösa en oljekris med extremt höga priser som följd. Priser i nivån 100 \$/fat eller däröver kan inte uteslutas. Utlösande faktorer kan som påpekats vara en kall och tidig vinter, men även nya orkaner i gulfområdet, politiska strejker eller terroristattentat. Det bör emellertid framhållas att risken för en sådan utveckling kommer att avta efterhand som oljeproduktionen återställs. Men eftersom nuvarande brister täcks av lager och dessa först kan återställas långt efter det att produktionsstörningen har upphört så kommer det att finnas en ökad sårbarhet som sträcker sig in i 2006.

Utvecklingen de närmaste två åren

Givet att inte världsekonomin går in i en snabb nedgångsfas kommer inte ökningstakten i efterfrågan att falla särskilt mycket. Det förutses inte komma ut särskilt stora mängder ny olja på marknaden. Samtidigt tar det tid att öka

raffineringskapaciteten. Det innebär att knapphetssituationen i allt väsentligt kommer att bestå. Det finns därför anledning att räkna med fortsatt höga oljepriser för år 2006 och 2007.

Utvecklingen på längre sikt

För 2007 och därefter finns tecken på att kapaciteten kommer att öka, vilket i så fall skulle leda till fallande priser. Exempelvis Saudiarabien aviserar en ökning av sin produktion från nuvarande ca 10 till 12 miljoner fat. Men även de internationella oljebolagen aviserar en ökad produktion. Troligen är dock situationen sådan att det även kommer att krävas en väsentlig utökning av de kända och säkra reserverna för att utlösa ett stort prisfall.

2.3 Naturgasmarknaden

Naturgas har hittills betraktats som ett regionalt prissatt bränsle. Utgångspunkten för detta är att även om kostnaden för att utvinna naturgas normalt är låg, så är transportkostnaden hög, vilket medför att gasen måste finna sin avsättning inom ett mer begränsat geografiskt område än vad som gäller för framförallt olja men även kol.

Mycket av den gas som används framförallt i Europa och Nordamerika är så kallad associerad gas, dvs. gas som utvinns i direkt anslutning till oljeutvinning. Alla kostnader förknippade med själva utvinningen belastar då oljeproduktionen, därmed återstår enbart särkostnaderna för insamling och transport. Men allt mer gas utvinns på egna meriter.

Stora gasrika regioner saknar eller har en begränsad tillgång till en närmarknad. I det fallet talar man ofta om "stranded gas", dvs. gas som inte kan säljas eftersom transportkostnaden till en marknad är allt för hög för att sådan försäljning ska vara lönsam. Sådana producenter har hittills haft få möjligheter att utnyttja sin gas. Ett sätt att lösa detta är att exportera så kallad "embeded gas". Det betyder att man producerar en vara där energikostnaden utgör en väsentlig del av priset. Det mest klassiska exemplet rör inte gas utan el. Island med sitt stora överskott på el, som inte kan exporteras används för tillverkning av aluminium. Island kan därigenom indirekt exportera sin el. Det andra exemplet är ryska Gazprom som övertog konkursmässiga ryska industrier då man fann att gasen fick ett högre värde på det sättet än om man sålde gasen som gas till Europa.

Den andra möjligheten är att omvandla gasen till syntetiska drivmedel, framförallt bensin och diesel, "Gas to Liquid"(GTL). I takt med att oljepriset stiger så ökar de ekonomiska förutsättningarna för sådan produktion. Ett antal sådana anläggningar har uppförts och fler är under uppförande. Därutöver har även tekniska landvinningar gjorts på transportområdet som möjliggör att större mängder gas än tidigare kan transporteras längre sträckor till en lägre kostnad. Framförallt är det tekniken med förvätskad gas (LNG) som utvecklats.

Gas konkurrerar huvudsakligen med olja och kol. Det innebär att gaspriset inte får allt för mycket avvika från dessa priser. Eftersom naturgasen ofta innebär en högre verkningsgrad i energiomvandlingen och att den även kan utnyttjas mer småskaligt, främst jämfört med kol så tål den ett högre pris. I närtid påverkas priset av naturgas till landgräns i huvudsak av oljepriset. De långsiktiga gaskontrakten som reglerar tillförseln är som regel knutna till oljepriset. Vare sig köpare eller säljare är villiga att ta hela risken med ett fastpriskontrakt som inte är relaterat till övriga energipriser. Det innebär att när oljepriset stiger så följer gaspriserna efter med en eftersläpning av mellan ett halvt år till ett år. Det ökade oljepriset under 2005 kommer därför att slå igenom i form av prisökningar även på naturgasen under kommande år. Sett till Europa är det inte självklart vilka effekter det får i användarledet.

Naturgasmarknaderna är starkt koncentrerade med enbart några få dominerande aktörer. Dessa sitter inte bara på importkontrakten utan dominerar ofta även transmission inklusive lagerhållning och balanstjänster och i många fall även lokaldistributionen och försäljningen till slutkunder. De priser som dessa aktörer betalar (gaspriset till landgräns) har generellt legat på en låg nivå. Eftersom de kontrollerar sina hemmamarknader kan de på olika sätt tillgodogöra sig skillnaden mellan importpriset och det pris gasförbrukarna är villiga att betala. Storbritannien är ett undantag. Deras avreglering av gasmarknaden kombinerat med omförhandlade tillförselkontrakt medförde en konkurrens som under en lång rad av år pressade ned förbrukarpriserna. Men Storbritanniens försörjningssituation har ändrats, överskottet är borta och gaspriserna till kund har på kort tid gått från att vara Europas lägsta till Europas högsta. Det är därför inte självklart i vilken utsträckning fortsatt stigande gaspriser slår igenom i slutförbrukarledet. De stora gasbolagen kan, om konkurrenssituationen tvingar dem därtill, minska sina marginaler och därmed begränsa prisökningarna.

På lång sikt finns en trend som talar för stigande gaspriser, även om oljepriset skulle falla. Europas gynnsamma position med Nordsjöfälten, den ryska överskottsgasen och de stora naturgastillgångarna i Nordafrika som inte har haft tillgång till någon annan marknad än Europa håller långsamt på att förändras. Konkurrensen om gas ökar och teknikutvecklingen skapar nya marknader. Naturgas kan transporteras mycket längre sträckor än tidigare. Efterhand som det befintliga överskottet minskar och nuvarande tillförselavtal utgår så kommer säljarna att kunna öka priserna. Ryssland som är en huvudleverantör har möjlighet att expandera gasfält i Västsibirien för export till Europa och USA, eller att öppna gasfält i Östsibirien för export till Kina och andra länder i Ostasien, möjligen väljer man båda alternativen. Nordafrika kan och kommer säkerligen att öka sina satsningar på LNG, men även GTL, syntetiska drivmedel baserade på naturgas. Även om Europas försörjning knappast är i fara så innebär det att priset kommer att kunna sättas högre än idag. Men ännu under ett antal år så kommer tillförselkostnaden till Europa att vara relativt låg.

En annan långsiktig prispåverkande fråga kan vara utsläppshandeln, särskilt när den fått ett internationellt genombrott. Eftersom utsläppshandeln ökar naturgasens konkurrenskraft gentemot kol så finns ett teoretiskt utrymme för antingen sänkta kolpriser eller höjda gaspriser. Även detta är en möjlig långsiktig trend som inte påverkar dagens gaspriser och antagligen inte heller gaspriserna de närmaste åren.

Det finns anledning att peka på samägandet och koncentrationen på den tyska marknaden eftersom de fyra dominerande elbolagen även dominerar gasförsäljningen. Teoretiskt skulle de genom en samordnad prissättning på el respektive gas inte bara påverka totalpriset, men även omöjliggöra konkurrens mellan el och gas i användarledet. De har därför en potentiell marknadsmakt att hålla både el- och gaspriser på en icke marknadsmässig hög nivå.

2.4 Kolmarknaden

Kolmarknadens utveckling har bestämts av ett antal faktorer. Den första faktorn var de internationella oljebolagens in- och sedermera utträde på marknaden. Före oljekriserna förekom visserligen internationell handel, men den var inte konkurrensdriven utan baserades på bilateral handel direkt mellan under- och överskottsmarknader. De internationella oljebolagen köpte upp och fusionerade företag med stora reserver och låga utvinningskostnader i främst USA, Australien, Kanada med flera länder. Verksamheten rationaliserades och handeln skedde i konkurrens med små nationella ofta kraftigt subventionerade kolföretag.

Internationaliseringen ledde fram till att framförallt den europeiska kolindustrin, med sina oftast små underjordsgruvor inte kunde konkurrera.

En successiv nedtrappning av kolsubventioner i Europa är en viktig faktor för kolmarknadens utveckling. Storbritannien var det första europeiska landet att dra ner subventionerna. De kolgruvor som ännu finns kvar får ett nedtrappande stöd och omkring 2010 ska det enbart förekomma kolbrytning på kommersiella villkor. Belgien och Frankrike har numera avvecklat all sin inhemska kolbrytning. I Spanien och Tyskland pågår en successiv avveckling, baserad på EU:s övergångsregler för statsstöd till europeisk kolindustri. Även i de nya medlemsstaterna pågår en successiv neddragning av kolsubventionerna. Det bör pekas på att kolsubventionerna främst är en fråga för stenkolsindustrin. Brytningen av brunkol är som regel mer lönsam. I stor skala förekommer brunkol i Tyskland, Polen, Tjeckien, Ungern och Grekland. Tyskland producerar nästan lika mycket el baserat på brunkol som på kärnkraft. Elproduktion baserad på stenkol kommer först på tredje plats.

En grundbult i subventionspolitiken har varit försörjningssäkerheten, även i länder utan kolbrytning. Kolmarknaden har inte på samma sätt som olja och gas varit dominerad och kontrollerad av några få leverantörer i politiskt instabila regioner eller med starka kopplingar till stormaktsintressen. Reserverna är stora och inte

ifrågasatta. En diversifiering av energianvändningen där även kol ingår har för många länder varit naturlig. I närtid är t.ex. Japan en tydlig exponent för denna filosofi.

Internationaliseringen har medfört en betydande konkurrenskraft. De stora och regionalt utspridda reserverna medför påtagliga fördelar ur försörjningssynpunkt. Den hittills låga verkningsgraden i energiomvandlingen är en påtaglig nackdel ur klimatsynpunkt. Genom teknikutveckling kan verkningsgraden höjas, tillsammans med tekniken med koldioxidavskiljning kan möjligen den negativa klimatpåverkan helt eller delvis elimineras. Avgörande är om kostnaden är tillräckligt låg för att kolet ska kunna behålla sin konkurrenskraft.

Kolpriset har under en lång rad av år varit mycket stabilt, i nominella termer på mellan 40–50 \$/ton motsvarande 4–5 öre/kWh. Hösten 2003 vände marknaden med en prisuppgång som först kulminerade under 2004 med priser på 80 \$ för Europa. Priset har under 2005 fallit tillbaka men ligger fortfarande kring 5,5 öre/kWh.

Prisutvecklingen som inleddes under hösten 2003 var mer efterfrågedriven än orsakad av bristande utbud. Den globala kolanvändningen har ökat kraftigt under de senaste fyra åren, med över 5 % per år. Efterfrågan har ökat i framförallt Kina, ökningstakten där har legat på ca 20 % per år. Kina är världens största producent av stenkol. Under 2003 kunde Kina inte längre öka sin inhemska kolutvinning i takt med efterfrågan och införde därför på senhösten ett oväntat och omedelbart exportstopp kombinerat med import av kol (stoppet av exporten varade enbart fram till årsskiftet). Vare sig den internationella kolhandeln eller transportsystemet kunde inledningsvis klara den snabba omställning som krävdes. Priserna för t.ex. sydafrikansk kol fritt hamn i Europa ökade från ca 40 \$ till som mest 80 \$. Fraktpriset som normalt utgör 10 \$ steg till som mest 27 \$. Fraktpriserna har nu sjunkit tillbaka till 10 \$, men exportpriset fritt Sydafrika ligger fortfarande (september 2005) på nivån 50 till 55 \$.

Frågan om kolprisets långsiktiga utveckling är i mycket kopplad till klimatpolitiken och strävan att minska koldioxidutsläppen. Effekten av denna strävan är svår att bedöma. En uppfattning är att kolindustrin av konkurrensskäl blir tvungen att absorbera en betydande del av västvärldens kostnader för koldioxid.

Den bedömning som nu kan göras är att kolpriserna för t.ex. sydafrikanskt kol fritt hamn i Europa fortsätter att sjunka ned till, eller strax under 50 \$/ton. Denna utveckling kan antas ske under loppet av något eller några år.

2.5 De ekonomiska effekterna

De höjda energipriserna har inneburit en kraftig omfördelning av resurser från energiimporterande till energiexporterande länder och internationella energiföretag. De har också medverkat till en omfördelning av inhemska resurser från tillverkningsindustrier och hushåll till inhemska energiföretag inom energiomvandlingssektorn, raffinaderier och elproducenter.

De internationella kapitalmarknaderna bokstavligen talas dränks i oljemiljarder som ska placeras på ett räntabelt sätt. En stor del, troligen den största delen av den omfördelade förmögenheten placeras på världens finansmarknader, med en klar överrepresentation för råvarumarknader och fastigheter. Den snabba expansionen av det finansiella kapitalet kan leda till finansiella bubblor. Den mycket goda tillgången på kapital innebär också att kreditkostnaden hålls på låga nivåer. Billiga krediter stimulerar i sig världsekonomin och kan därmed bidra till att dämpa effekterna av de höga priserna.

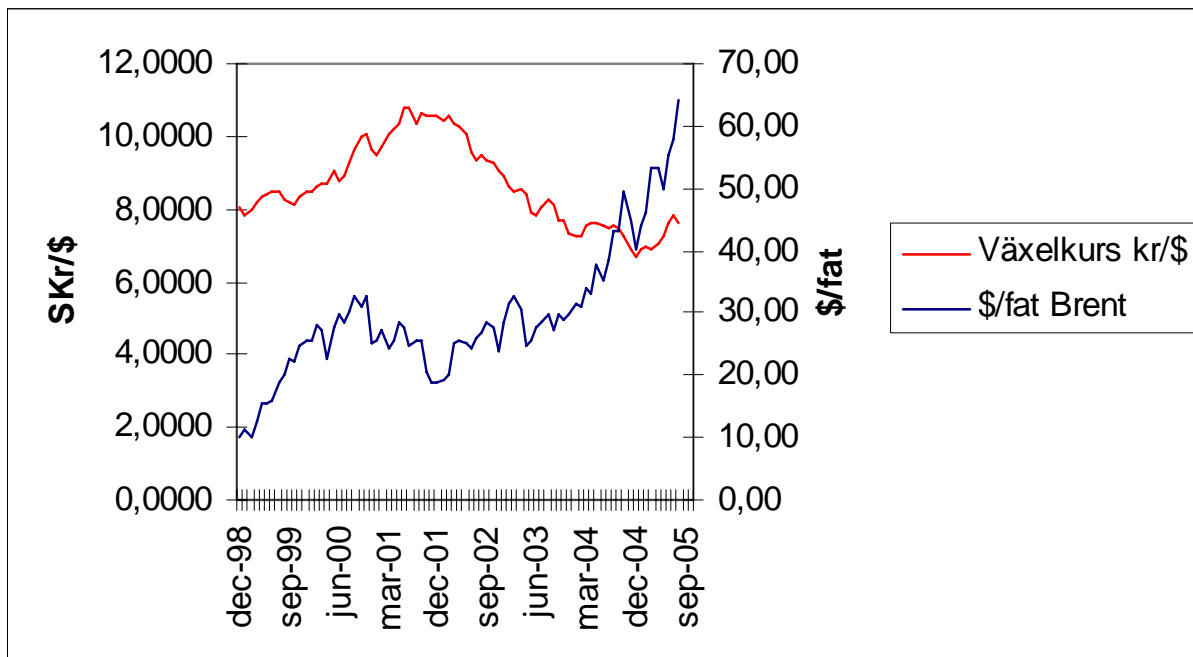
De höga energipriserna har givetvis hållit nere efterfrågan och därmed verkat avkylande på den globala men även i de nationella ekonomierna. Men världsekonomin har utvecklats väl under de senaste åren, även om en viss avmattning kan skönjas. Ännu finns inga tecken till en recession i något land med en utvecklad ekonomi (troligen finns ett antal fattiga, framförallt afrikanska länder, som drabbats hårt av oljepriserna).

Nervositeten ökar dock för okontrollerbara prisstegringar med långvarigt reala oljepriser över rekordnivåerna runt 1980. Det finns dock en betydligt större robusthet nu jämfört med situationen för 25 år sedan. Ett par faktorer visar på skillnader mellan situationen idag och den som rådde under oljekriserna. Perioden med höga oljepriser är ännu så länge kortare än vad den var på 1970- och 1980-talet (5 år jämfört med 12 år). Realpriset på råolja är ännu så länge lägre än vad det var år 1980 (i genomsnitt år 2005 drygt 50 \$ jämfört med 80 \$ för år 1980). Oljedelen i handelsbalanserna och i BNP för de energiimporterande länderna är idag ungefär hälften av vad den var på 1970-talet för flertalet industriländer. Inflationsbekämpning är numera ett framgångsrikt aktivt ekonomiskt styrmedel, medan på 1970-talet var inflationsbekämpningen, där den förekom tämligen ineffektiv. Även om den ekonomiska tillväxten möjligen är lägre än vad den skulle ha varit med oförändrade priser så ligger även inflationen på en låg nivå.

Konsekvenserna av en oljekris så som har beskrivits i föregående avsnitt har inte bedömts. Men den skulle med stor säkerhet utlösa en global recession med en varaktighet, utgående från erfarenheterna från oljekriserna på 1970-talet, av minst ett troligen flera år.

De bedömningar som görs nedan utgår från att världen inte drabbas av någon oljekris och medföljande global recession. Rent generellt är det svårt att hävda att ett enskilt oljekonsumerande lands ekonomi drabbas hårdare än övriga länder. Utgående från att Sverige tillhör de länder i världen som har inte bara en låg andel

olja i energibalansen utan även mycket låga andelar av övriga fossila bränslen skulle detta möjligen tala för att Sverige drabbas något mildare än övriga länder. Effekterna för den svenska ekonomin av ett högt oljepris lär främst bli indirekta effekter, d.v.s. via hur import- och exportmarknaderna utvecklas och hur dessa branscher drabbas av oljeprisnivån. Det är först vid en nivå på knappt 80 \$ per fat som den ekonomiska tillväxten minskar tydligt enligt Konjunkturinstitutet.



Figur 6: Utvecklingen av oljepriset och den svenska kronan. (Källa: Platts och Riksbanken).

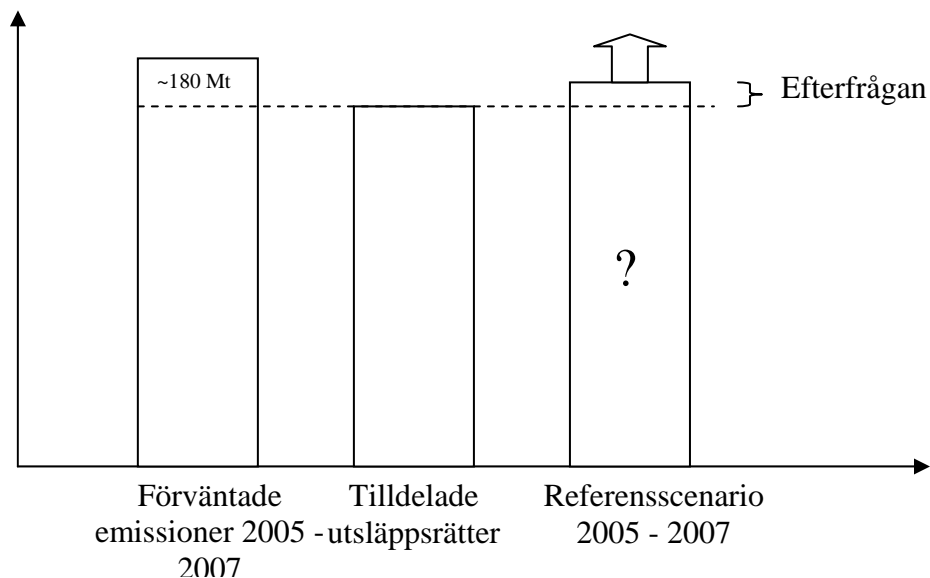
En viktig faktor för Europas del, och även för Sverige, är att under år 2003 och 2004 förlorade den amerikanska dollarn mer än 20 % av sitt värde gentemot såväl euron som kronan. Detta innebar att energipriserna i inhemsk valuta under dessa år i stort sett var konstanta. Det är först i samband med den stora prisuppgången under år 2005 som samtidigt har kombinerats med en starkare dollar som prisökningarna känns i hushållens plånböcker. Stabiliseras oljepriset på ungefär nuvarande nivå, och växelkurserna fortsatt har ungefär samma relativa värde, så finns inget påtagligt tecken till att oljepriset skulle utlösa en ekonomisk kris. Det gäller även om tillväxttakten dämpas, vilket naturligtvis påverkar mest länder och regioner där tillväxten redan är låg, t.ex. EU.

Redan idag påverkas hushållens konsumtion. Med nuvarande oljepriser förlorar en svensk genomsnittsfamilj i konsumtionsutrymme ungefär 2000 kr på bensin och lika mycket på el per år. Hittills har inte detta nämnvärt påverkat förbrukningen av bensin och troligen inte heller el. Men eftersom hushållen knappast kan kompenseras med reallöneökningar så ökar inflationstrycket och kravet på statliga kompensationsåtgärder. Under den senaste tiden har franska och brittiska åkare liksom under år 2000 på nytt ställt krav på kompensation i form av sänkta skatter. Det finns även svenska krav på kompensation främst för ökade bensinpriser.

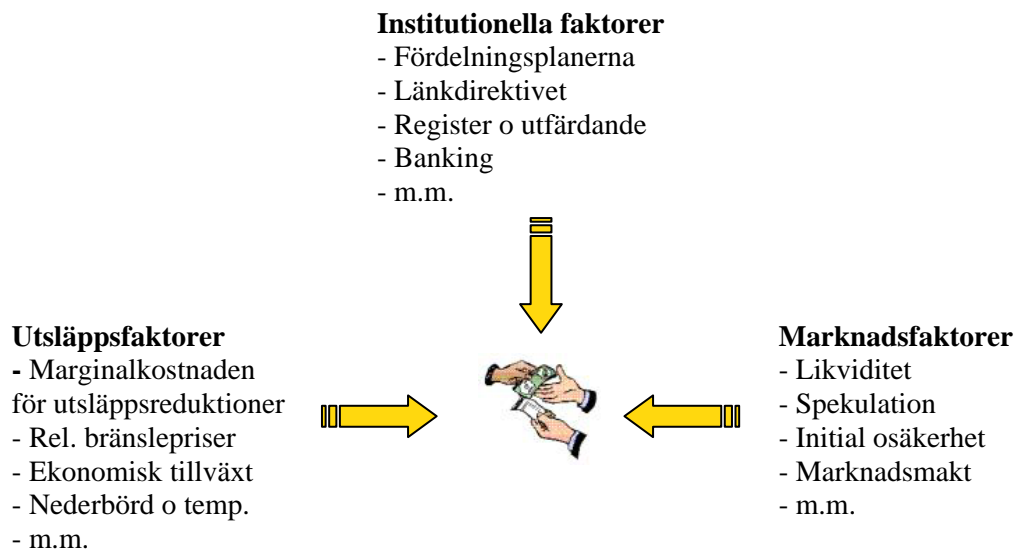
Oljeprisets påverkan på industrin är en mer komplicerad bild. Dieselpriiset har från årsskiftet till augusti 2005 ökat med ca 30 %. Priset på tung eldningsolja har ökat med nästan 100 % från ca 1500 kr/ton till ca 3000 kr/ton. Ovanpå detta kommer en elprisökning som på årsbasis motsvarar ca 5 mdr kr. Det är knappast troligt att industrin kan kompensera dessa kostnader genom högre priser. Hur mycket detta påverkar den ekonomiska tillväxten, industrins konkurrenssituation och sysselsättningen kan inte bedömas utan analys med ekonomiska jämviktsmodeller.

3 Vilka faktorer påverkar priset på utsläppsrätter och hur förklarar man dagens höga prisläge?

Prisbildningen på utsläppsrätter bestäms av utbudet och efterfrågan på utsläppsrätter. Detta förhållande bestäms främst av reglerna för handeln, som definieras i EU:s utsläppshandelsdirektiv, och grundläggande ekonomiska villkor. Efterfrågan på utsläppsreducerande åtgärder är lika med utsläppen i referensscenariot (utan restriktioner) minus tilldelningen av utsläppsrätter. Priset på marknaden blir enligt teorin lika med marginalkostnaden för de utsläppsreduktioner som krävs inom systemet.



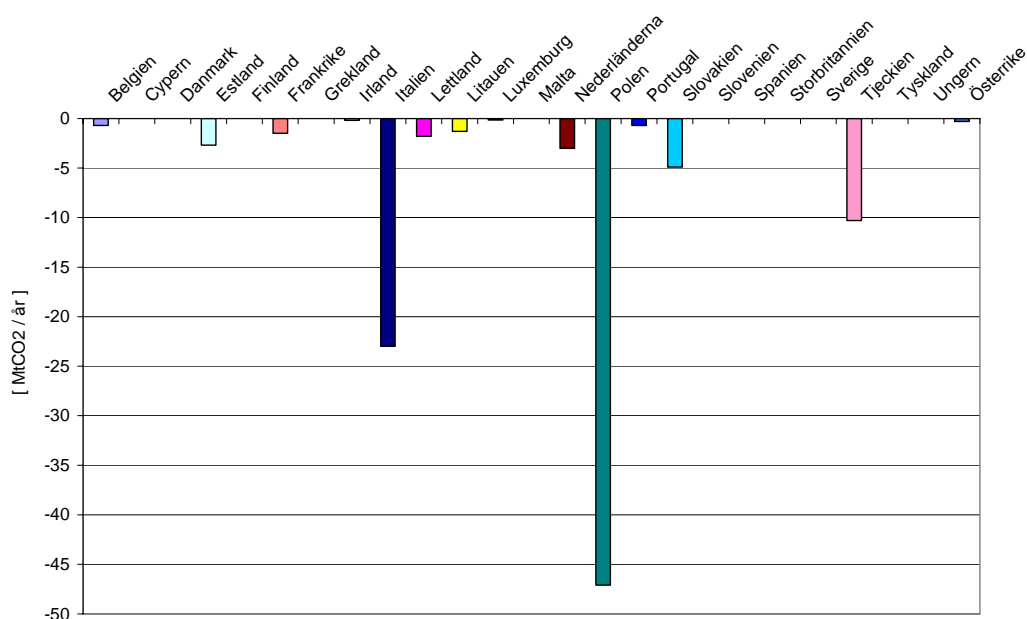
Figur 7: Efterfrågan på utsläppsminskningar inom handelssystemet. Efterfrågan beror på hur utsläppen från verksamhetsutövarna inom handelssystemet utvecklas under perioden samt på tilldelningen av utsläppsrätter. Konsultföretaget PointCarbon uppskattar att den totala tilldelningen innebär att anläggningarna inom handelssystemet behöver minska sina utsläpp med 2,8 % från BAU (referensscenariot), eller totalt ca 180 MtCO₂e under perioden 2005-2007 (Källa: Pointcarbon 27-05-2004).



Figur 8: Faktorer som påverkar priset på utsläppsrätter. Priset på utsläppsrätter måste ses mot bakgrund av en mängd olika faktorer. Ett sätt att beskriva detta är att dela in dem i tre huvudkategorier, faktorer som påverkar de faktiska utsläppen, marknadsfaktorer och institutionella faktorer.

Faktorer som påverkar prisbildningen på europeiska utsläppsrätter (EAUs) inkluderar:

- **Medlemsländernas nationella fördelningsplaner.** Dessa avgör tillgången på utsläppsrätter. Generösa fördelningsplaner pressar ner priset på utsläppsrätter (om alla har de utsläppsrätter de behöver så måste inga ytterligare reduktioner göras och priset faller därmed). De nationella fördelningsplanerna i bl.a. Storbritannien, Italien och Polen har skärpts efter förhandlingar med EU-kommissionen vilket sannolikt förklarar en stor del av prisökningen under året. Figur 9 visar hur stora åtstramningar av den föreslagna tilldelningen det handlar om. Det är svårt att analysera handlande sektorns efterfrågan på utsläppsreducerande åtgärder under Kyotoprotokollets första åtagandeperiod (2008-12) eftersom företagets tilldelning av utsläppsrätter inte blir känd förrän mitten av 2006. Länderna offentliggör nästa omgång fördelningsplaner som då kommer att gälla tilldelningen 2008-2012 under sommaren 2006. De kommer sannolikt inte bara påverka priserna i nästa handelsperiod utan även i den pågående (trots att möjligheterna till sparande mellan perioderna är begränsade) eftersom det påverkar vilka utsläppsreducerande åtgärder som är lönsamma i ett längre perspektiv.



Figur 9: EG-kommissionens krav på minskning av ländernas tilldelning relativt deras ursprungligen föreslagna mängder utsläppsrätter per år under perioden 2005-2007. Drygt hälften av medlemsländerna har varit tvungna att minska sin tilldelning efter förhandlingar med EU-kommissionen. Minskningen jämfört med de ursprungligen föreslagna tilldelningsplanerna blev större än vad marknaden hade räknat med, vilket är en viktig förklaring till den senaste tidens prisökning på marknaden för handel med utsläppsrätter. (Källa: Energimyndigheten och EU-kommissionen).

En osäkerhet för marknaden är de reserver för nya deltagare som samtliga länder har valt att skapa. Det är inte fullständigt klart vad samtliga länder kommer att göra med eventuellt överblivet utrymme i dessa reserver mot slutet av handelsperioden. De alternativ som länderna har är i första hand att auktionera eller annullera utsläppsrätterna. Därmed påverkas utbudet och i viss mån även marknadspriset.

- **Marginalkostnaden för utsläppsreduktioner inom systemet.** Samtliga anläggningar i systemet har incitament att vidta utsläppsreducerande åtgärder till en nivå då detta inte längre kan göras till ett lägre pris än vad det kostar att köpa utsläppsrätter på marknaden. Det gör att alla anläggningar på sikt kommer att få samma marginalkostnad och att varje förnyat behov av utsläppsreduktion kommer att göras där det är billigast, vilket är den egenskap som gör att systemet anses vara kostnadseffektivt. Tidigare studier har pekat på att det finns en betydande potential att minska utsläppen till en negativ kostnad. Den största potentialen i den handlande sektorn att minska utsläppen bedöms vara en övergång från kol till naturgas vid elproduktion. Kostnaden för detta beror till stor del på relativpriset mellan kol och naturgas. För att en sådan övergång ska vara motiverad krävs att den långsiktiga prisskillnaden mellan bränslena uppvägs av kostnaden för utsläppsrätter. Även andra åtgärder kommer att genomföras vid olika priser för utsläppsrätter. Dessa

åtgärder bildar tillsammans utbudskurvan (eller marginalkostnadskurvan) för utsläppsreducerande åtgärder. Aktörerna kommer att börja genomföra de billigaste åtgärderna först och minska utsläppen tills att utsläppen inte överstiger den totala mängden utsläppsrätter. Kostnaden för den sista utsläppsminskningen kommer att avgöra priset på utsläppsrätter och därmed vilken typ av åtgärder som blir genomförda.

- **Reglerna inom EU:s handelssystem**, för sparande mellan perioder, och hanteringen av nya anläggningar, påverkar utbudet på EUA:s. Inom EU står några få stora länder för en mycket stor del av utsläppen. Det har stor betydelse för systemet som helhet hur Tyskland, Italien och Storbritannien agerar eftersom de tillsammans står för omkring hälften av marknaden. Även Polens roll är av stor betydelse eftersom landet har ett stort potentiellt överskott av utsläppsrätter. De polska och franska allokeringsplanerna är exempel på sådana som tillåter viss form av sparande av utsläppsrätter (*banking*) från perioden 2005-2007 till den första åtagandeperioden 2008-2012.
- **Vilka länder som deltar i handeln.** På sikt är det troligt att EU:s system kommer att länkas till handelssystem i länder, t.ex. Norge, Kanada och Japan. Eventuella kopplingar mellan det europeiska handelssystemet och andra länder med kvantitativa åtaganden enligt Kyotoprotokollet påverkar utbud och efterfrågan och därmed priset på utsläppsrätter. Ryssland och flera andra övergångsekonomier har ett stort överskott på utsläppsrätter pga. en minskad ekonomisk aktivitet under 1990-talet. Utvidgningen av EU ökar utbudet av utsläppsrätter och bidrar därmed till att sänka priserna. Det är dessutom i de nya EU-länderna som många av de mest kostnads-effektiva utsläppsreduktionerna kan uppnås. Av de länder som ratificerat Kyotoavtalet är Kanada och Japan de största potentiella köparna av utsläppsrätter utanför EU. Priset på europeiska utsläppsrätter påverkas dock endast i det fall handelssystemen integreras (länkas) med varandra vilket de indirekt redan gör genom länkdirektivet. Länkdirektivet innebär att utsläppsminskningsenheter och certifierade utsläppsminskningar från CDM- och JI-projekt kan handlas i europeiska handelssystemet. Enligt handelsdirektivet kan tilldelade utsläppsenheter (AAU) från icke-EU länder inte handlas i EU-systemet.
- **Fundamentala drivkrafter på marknaden som ekonomisk tillväxt, energiförbrukning och bränslepriser.** Hög tillväxt med ökad produktion leder till ökat behov av energi och att utsläpp av koldioxid. Högre priser på naturgas jämfört med kol bidrar till att kol används i större utsträckning vilket leder till behov av att öka utsläppen⁴ och därmed högre pris på utsläppsrätter.

⁴ De totala utsläppen är dock konstanta pga. det inför varje ny period förutbestämda "taket" inom handelssystemet

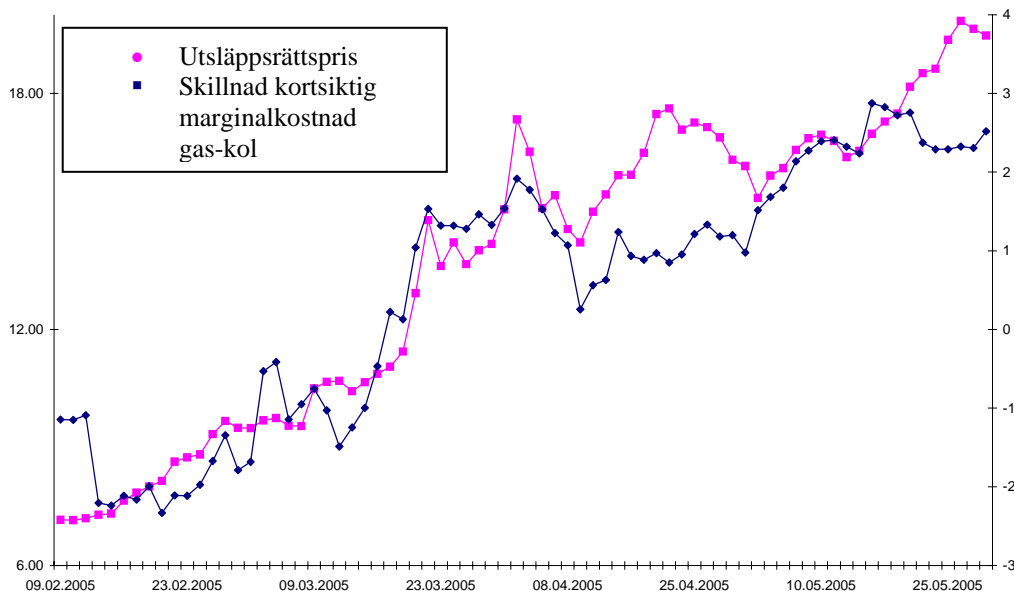
- **Väderförhållanden.** Torra kalla vintrar i norra Europa och varma somrar i centrala och södra Europa bidrar till ökad användning av fossila bränslen och därmed en ökad efterfrågan på utsläppsrätter. Nederbörd är en annan viktig faktor. I områden med betydande andel vattenkraft påverkar tillrinningen i vilken utsträckning man använder elproduktionskapacitet baserad på förbränning av fossila bränslen.
- **Användningen av de projektbaserade mekanismerna.** Kopplingen mellan EU:s handelssystem och Kyotoprotokollets projektbaserade mekanismer, CDM och JI, via länkdirektivet leder till minskade kostnader för aktörerna (och därmed högre kostnadseffektivitet). Orsaken är att dessa åtgärder ofta har en lägre marginalkostnad för att åstadkomma utsläppsreduktioner jämfört med åtgärder inom handelssystemet. Användningen av de projektbaserade mekanismerna kommer att begränsas antingen på anläggningsnivå eller på medlemsstatsnivå i tilldelningsplanerna för 2008-2012. Denna begränsning har sin grund i tolkningen av den s.k. *supplementaritetsprincipen* som fastställer att en betydande andel av ansträngningarna för att minska utsläppen ska ske inom det egna landet. Hur stor effekten blir på priset inom handelssystemet beror främst på vilka kvantitativa restriktioner som införs efter 2008 och hur många projekt som kommer att genomföras.⁵ Länkdirektivet väntas få en begränsad betydelse under perioden 2005-2007 eftersom relativt få krediter från CDM-projekt väntas nå marknaden. En separat analys av länkdirektivets effekt på marknaden för utsläppsrätter har tidigare publicerats av Energimyndigheten.
- **Marknadens aktörer.** Agerandet från marknadens aktörer påverkar naturligtvis priset. Spekulation, marknadsmakt och begränsad tillgång till marknaden kan driva upp priset. Hittills har marknaden varit relativt omogen med få aktörer och liten handlad volym delvis på grund av att flera viktiga länders register inte varit operationella. Energisektorn har en speciell ställning på marknaden eftersom den har erhållit en stor del av tilldelningen samtidigt som man har en stor andel av utsläppsminskningspotentialen och en möjlighet att överföra kostnaden för utsläppsrätter på elkonsumenten. Industriföretagen är troligen mindre riskbenägna och handlar främst för att säkerställa sitt behov, de har också fått en generösare tilldelning. Statligt ägda östeuropeiska aktörer är relativt ovana vid finansiell handel. Aktörernas samlade beteende påverkar utvecklingen på marknaden.

Under senare delen av 2004 och första halvåret av 2005 har vi sett ett skifte av vilka faktorer som mest har påverkat priset från institutionella faktorer, såsom utformandet av länkdirektivet och europeiska kommissionens hantering av

⁵ EU kommissionen räknar med att priset kan bli hälften av vad det annars skulle varit (med 6-8% krediter från CDM och JI i systemet) som en effekt av länkdirektivet.

tilldelningsplanerna, till mer fundamentala marknadsfaktorer som väder, bränslepriser och ekonomisk utveckling som påverkar efterfrågan på utsläppsrätter. De institutionella faktorerna kvarstår dock som viktiga beståndsdelar för att skapa den långsiktiga stabilitet som är nödvändig för att skapa förtroende för marknaden och möjliggöra investeringar.

Många bedömer att den faktor som drivit upp priset på utsläppsrätter är det förändrade relativpriset mellan kol och naturgas. Priset på naturgas har stigit mer än priset på kol vilket lett till att kolet har blivit relativt sett billigare att använda. Det medför att det blir dyrare att minska utsläppen genom att konvertera från kolbaserad till naturgasbaserad elproduktion. Det ökade kolanvändandet medför i sin tur att koldioxidintensiteten och efterfrågan på utsläppsrätter ökar, vilket driver upp priset på utsläppsrätter.

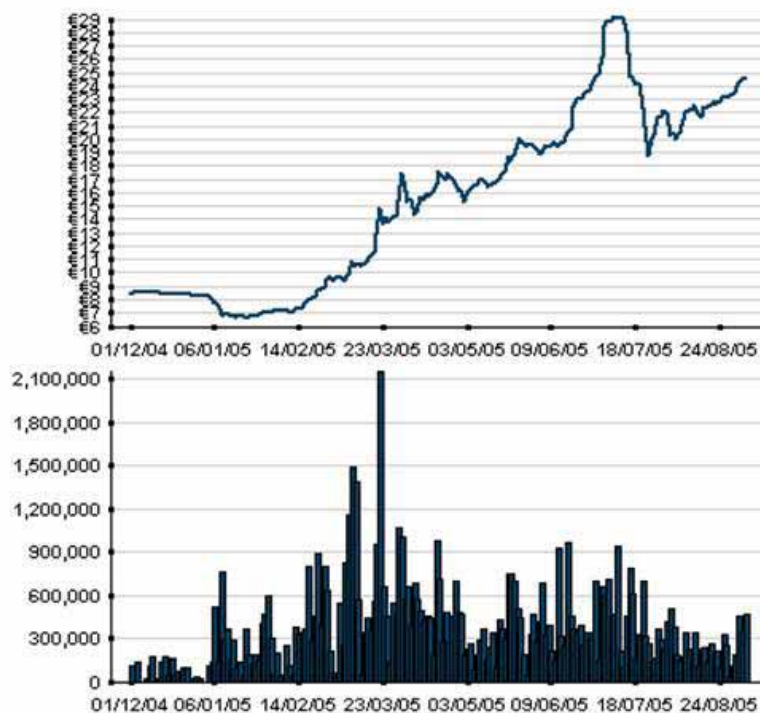


Figur 10: Sambandet mellan priset på utsläppsrätter och relativpriset på naturgas och kol under våren 2005. (Källa: ECON Danmark).

En annan viktig förklaring till de höga priserna på utsläppsrätter under våren och sommaren 2005 är att marknaden är mycket ung och de register som hanterar transaktioner mellan företagen inom systemet inte varit operationella i alla länder. Detta och andra faktorer har medfört att en stor del av utbudet av utsläppsrätter som väntas komma från EUs nya medlemsländer inte nått marknaden än. Ett rykte om att en stor tjeckisk operatör börjat sälja utsläppsrätter ledde till ett kraftigt fall i priset från nära 30 euro till omkring 20 euro under sommaren 2005. Den stora effekt som detta rykte fick stödjer slutsatsen att marknaden än så länge är omogen och i hög utsträckning spekulationsdriven. Detta stöds även av att det är små volymer som hittills omsatts under stor prisrörlighet. De som primärt varit aktiva hitintills är stora energibolag och finansiella institutioner i länder vars register är i operativ drift.

Andelen spekulativ handel på marknaden kan antas vara stor för närvarande. Det är tänkbart att marknads aktörer vill testa systemet medan det är nytt för att se vilket spann priset kan röra sig inom. Ytterligare en möjlig förklaring till de höga priserna är att de stora energibolagen köper utsläppsrätter när likviditeten är låg i syfte att driva upp priserna. Motivet bakom detta är att det höga priset på utsläppsrätter har en förhöjande effekt på elpriset vilket i sin tur genererar stora vinster (eng. *windfall profits*) för företagens icke-fossilbaserade (främst vatten- och kärnkraftbaserade) elproduktion. Detta agerande är särskilt intressant för dominerande producenter i länder som Sverige och Frankrike där en stor del av elproduktionen inte är fossilbaserad men där elpriset bestäms av fossilbaserad elproduktion på marginalen i energisystemet.

Mycket talar för att priset på utsläppsrätter kommer att fortsätta svänga uppåt och nedåt i betydande utsträckning på kort sikt. Detta kommer att stabiliseras när fler aktörer blir aktiva på marknaden och när de vet vilken åtagandekostnad de kan räkna med på lång sikt.



Figur 11: Prisutvecklingen inom handelssystemet. En kraftig ökning under det första halvåret i handelsperioden har sedan mattats av genom en rekyl i det tredje kvartalet. Likviditeten på marknaden har ökat men överstiger ännu inte 1 Mt/dag. (Källa: Point Carbon).

Det finns risk för att en kraftig prisseffekt kan uppstå strax innan övergången mellan provoperioden och handeln inom Kyotoprotokollets första åtagandeperiod,

dvs. årsskiftet 2007-2008. Detta pga. att man i allmänhet inte kan spara utsläppsrätter mellan de båda perioderna och att det är svårt att förutse exakt hur stor efterfrågan kommer att bli vintern 2007. En del aktörer kommer därför att samla på sig ett överskott av utsläppsrätter som de sedan kan behöva dumpa på marknaden i sista stund om det saknas behov av dessa rätter. Detta eftersom rätterna blir värdelösa om de inte används för att tillgodose kravet på att ha utsläppsrätter motsvarande de genererade utsläppen. Genom att hålla en viss buffert undviker de risken att behöva betala böter eller alltför höga priser på utsläpp om marknaden visar sig vara kort. Om många aktörer handlar på detta sätt kommer priset att gå mot noll i slutet av perioden. Om det däremot uppstår en situation där utsläppen plötsligt ökar mer än förväntat strax innan utsläppen skall redovisas (exempelvis pga. väderförhållanden) kan utsläppsriktpriset istället bli mycket högt (och därmed även elpriset). Ett av flera sätt att gardera sig mot denna prisrisk är att köpa certifierade utsläppsminskningar (CER:s) från CDM-projekt eftersom dessa kan sparas obehindrat mellan perioderna.

Det är även möjligt att den ökade mängden leveranser av utsläppsrätter i december kommer att påverka priset. Många av de kontrakt som ingås mellan företag (t.ex. forward-handeln på Nordpool) innebär att säljaren ska lämna över de utsläppsrätter som har avtalats om i december.

På lång sikt kommer en avgörande fråga för priset på utsläppsrätter vara vilka länder som ingår i handelssystemet och hur stor del av dessas klimatåtaganden som ligger på den handlande sektorn. Tilldelningsplanerna för 2008-2012 kommer att ge en viktig prissignal och resultat från förnyade klimatförhandlingar för perioden efter 2012 kommer att bli avgörande. Om fler länder ingår i systemet blir det mer kostnadseffektivt. Vad den faktiska priseffekten blir av att expandera systemet beror på flera faktorer som påverkar efterfrågan och kostnaden för utsläppsminskningar.

Är dagens pris på utsläppsrätter rimligt?

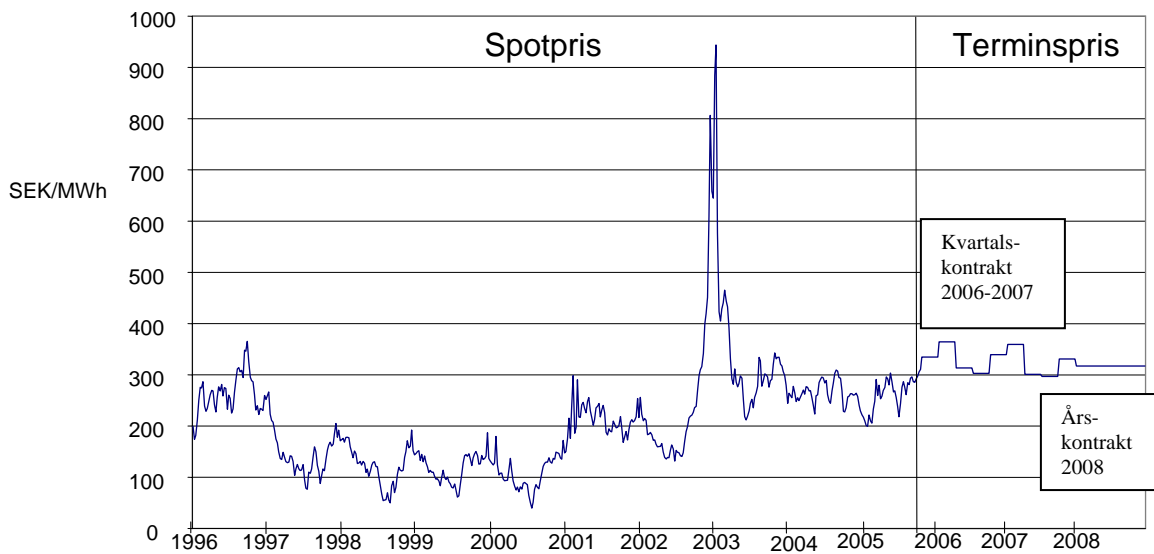
Delar av den konkurrensutsatta elintensiva industrin menar att man genom höga priser på utsläppsrätter, och därmed även på el, riskerar att kraftigt försämra företagets villkor för produktion inom EU. Ibland har detta använts som argument för att handelssystemet inte skulle fungera som det var tänkt. En delvis motsatt uppfattning är att dagens något högre pris på utsläppsrätter än vad man initialt hade räknat med visar att handelssystemet fungerar. Orsaken är att man nu är uppe i den prisnivå som krävs för att faktiska storskaliga utsläppsreduktioner skall bli tillräckligt lönsamma för att genomföras.

Ett av syftena med systemet var att det skulle bli mer lönsamt med fossilfri produktion och att det skulle ha en elprispåverkan var inte oväntat. Däremot var det relativt få som förutsåg att utsläppsriktprisökningen skulle bli så stor som den faktiskt har blivit.

Situationen med konkurrensnackdelar mot länder utanför EU hanteras bäst genom att inkludera så många länder eller sektorer som möjligt i samma handelssystem. Fler länder kommer att omfattas av handel med utsläppsrätter från 2008 då Kyotoprotokollets första åtagandeperiod inleds. Det är önskvärt ur konkurrenssynpunkt att ländernas industrier omfattas av liknande krav för att internalisera kostnaden för växthusgasutsläpp. När fler länder inför samma förutsättningar för motsvarande typ av industrier minskar risken för att utsläppen flyttar till andra regioner utan att de globala utsläppen för den skull minskar.

4 Prisbildningen på el och hur dagens prisläge kan förklaras

Under våren och sommaren har elpriserna legat på en relativt hög nivå trots normala nivåer på tillrinning och i vattenmagasinen. Förklaringar till rådande läge och en samsyn i frågan har saknats.



Figur 12: Prisutvecklingen på Nord Pool. Diagrammet visar prisutvecklingen på spot från år 1996. Terminspriser har använts från och med vecka 37 år 2005. (Källa: Nord Pool).

Införandet av styrmedlet med utsläppsrätter och dess prishöjande effekt på elpriset har medfört att blickarna riktats mot prisbildningen på elmarknaden.

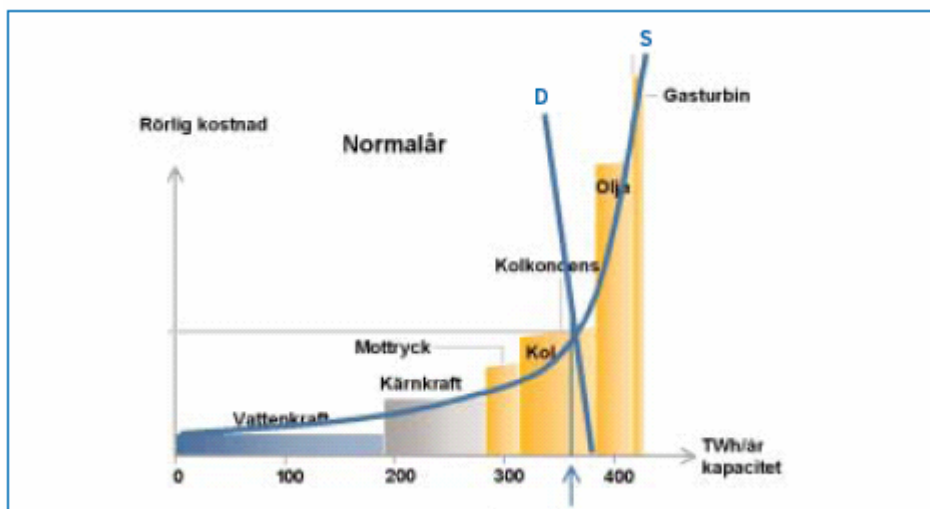
Prisbildningen i Norden fungerar på samma sätt nu som tidigare, men yttre påverkan i form av högre bränslepriser och det nya klimatstyrmedlet har gjort att prisbildningen hamnat i fokus.

I det följande tittar vi närmare på hur prisbildningen går till på den nordiska elmarknaden och hur dagens prisläge kan förklaras. Vi har i denna snabbanalys inte berört bl.a. konkurrenssituationen på elmarknaden.

4.1 Prisbildningen på den nordiska producentmarknaden för el

På den nordiska elbörsen Nord Pool finns framför allt två marknadsplatser för el. Spotmarknaden är en auktionsbaserad handelsplats där olika aktörer kan köpa och sälja fysiska leveranser av el på timbasis för nästkommande dygn. Därutöver finns en marknad för standardiserade finansiella kontrakt, där terminskontrakt handlas upp till fyra år framåt i tiden med spotpriset som underliggande. Terminspriset speglar marknadens förväntan på det framtida elpriset.

Spotpriset på elbörsen sätts genom budgivning och bestäms av utbud och efterfrågan. Det är i princip den rörliga kostnaden för den sist och dyrast producerade kWh som sätter priset. Det pris som uppkommer i krysset för utbud och efterfrågan sätter priset för all el som produceras den timmen, även för el med lägre säljbud.



Figur 13: Utbudskurvan. Bilden illustrerar den sk utbudskurvan, utbud (S) och efterfrågan (D), i Norden. (Källa: Vattenfall).

Utbudskurvan återger det pris till vilket producenterna erbjuder leverans av el till marknaden. För att ställa sin kapacitet till förfogande vill producenterna åtminstone täcka sin kortsiktiga marginalkostnad (dvs. sin rörliga kostnad). De reella kortsiktiga marginalkostnaderna är mycket låga för de flesta vattenkraftverk, något högre för kärnkraftverk, ännu högre för konventionella värmekraftverk (kol- eller oljeeldade) och högst för reservkapacitet, t.ex. gasturbiner. Den ordning enligt vilken kapaciteten tas i bruk ligger relativt fast och kallas ”merit order”. Skulle emellertid de relativa bränslekostnaderna ändras, kan detta även leda till en förändrad ”merit order”.

Naturligtvis vill alla få ut ett så högt pris som möjligt för sin el. När säljaren av kraft lämnar sitt bud på börsen måste en avvägning göras mellan behovet av att bli av med kraft och uppfattningen om det högsta pris man kan få ut. Man vill ha ett så högt pris som möjligt men inte riskera att inte få köra sin anläggning.

Spotprisets reaktion på förändringar i utbud, efterfrågan och marginell produktionskostnad

Prisbildningen på elmarknaden är mycket komplex och det är många olika faktorer som påverkar elpriset. Elpriset på spotmarknaden sätts dessutom för varje timme, vilket innebär att det finns 8760 utbudskurvor om året att ta hänsyn till.

Spotpriset höjs som en reaktion på faktorer som skapar underkapacitet i elproduktionen. Sådana faktorer är lägre magasinfyllnad på grund av låg nederbörd eller planerade underhåll. Priset höjs även på grund av faktorer som ökar efterfrågan, t.ex. kyla eller högkonjunktur. Även faktorer som ökar den marginella produktionskostnaden höjer elpriset, till exempel högre världsmarknadspriser på fossila bränslen.

Spotpriset sänks av faktorer som skapar överkapacitet i produktionen, t.ex. kraftig nederbörd. Priset sänks även av låg efterfrågan, t.ex. i lågkonjunktur. Lägre bränslepriser har också en prissänkande effekt.

Eftersom el inte kan lagras och måste produceras samtidigt som den efterfrågas fluktuerar efterfrågan över dygnet, mellan veckodagar och över året. Efterfrågan påverkas av faktorer som utomhustemperatur, beteenden, konjunktur och teknikutveckling. Elanvändningen är emellertid mycket okänslig för prisförändringar. En prisökning påverkar inte efterfrågan nämnvärt, åtminstone på kort sikt.

I elproduktionssystemet finns det kraftverk som levererar s.k. baskraft jämnt under året (t.ex. kärnkraft och vattenkraft) och anläggningar vars produktion enkelt kan ändras efter förändringar i elanvändningen (t.ex. vattenkraft), så kallad reglerkraft. Dessutom behövs anläggningar för reservkraft som kan sättas igång vid extrema elbehov och vid störningar i elnät eller andra produktionsanläggningar. Kombinationen av kraftslag ger förutsättningar för att klara efterfrågan under årets alla timmar. Effektbehovet i Norden ligger mellan i storleksordningen 37 000 MW under sommaren och 66 000 MW under vintern, och det är högre under dagen än under natten.

Utbudet utgörs av olika kraftslag, produktionstekniker och bränsleslag med sina respektive karakteristika. Utbudet ska inte bara följa efterfrågeförändringarna, utan påverkas även av faktorer som väderleksförhållanden (nederbörd och utomhustemperatur), tillgänglighet och driftstatus i anläggningarna och export/importförhållanden. I en typisk årscykel sänks vattenmagasinens nivåer under årets lopp för att skapa utrymme för vårflodens smältvatten. Vattnet

används därefter under året men kapacitet sparas också för de högre konsumtionsnivåer och priser som brukar uppkomma under vintern. Ytterligare tillflöde av vatten i magasinen kan förekomma i form av regn under sommar och höst, då det ibland kan bli nödvändigt att tappa av vatten för att inte magasinen ska bli överfulla. Även kärnkraftverkens elproduktion varierar under årets lopp. T.ex. måste förbrukat bränsle ersättas med nytt varje år, en process under vilken kärnkraftverket ställs av.

Kolkondens är vanligtvis prissättande stor del av året

Spotpriserna på el i Norden återspeglar ofta marginalkostnaden för produktion i koleldade kondenskraftverk. Under större delen av året, särskilt under vinterhalvåret, utgörs produktionen på marginalen av koleldad kapacitet i Danmark, Finland, Tyskland eller Polen.⁶ Tillgången på vatten i det nordiska kraftsystemet avgör i vilken utsträckning de koleldade kraftverken i grannländerna behöver användas. Den sista enheten i drift är ofta ett kraftverk eldat med fossila bränslen i antingen Norden, Tyskland eller Polen, utom under perioder med låg efterfrågan och god tillgång på vattenkraft, eller perioder med ovanligt hög efterfrågan, då även reservkraft behöver utnyttjas. Känsligheten i systemet för utbuds- och efterfrågeförändringar är emellertid i det här avseendet relativt låg. Det krävs stora förändringar i efterfrågan eller utbudet för att förändra kraftslaget på marginalen.

Kostnadsstrukturen varierar mellan olika produktionssätt och över tiden. Under ett normalår kan utbudstrappan i Norden schematiskt sägas byggas upp av el från vattenkraft till approximativt 4 öre/kWh (~195TWh), el från vindkraft till ca 7 öre/kWh (~8TWh) och el från kärnkraft till ca 8 öre/kWh (~92TWh). Därefter kommer kraftvärme, kolkondens, oljekondens och gasturbiner. De senare kraftslagets rörliga kostnader utgörs framför allt av bränslekostnader och drift- och underhållskostnader, och påverkas alltså i hög grad av prisutvecklingen på bränsle. Även kostnader för utsläppsätter inverkar numera på de fossileldade kraftslagets rörliga kostnader, vilket vi utvecklar längre fram i rapporten.

Sparat vatten ansätts pris relaterat till kolkondens

El kan inte lagras. Däremot kan vattnet som används vid elproduktionen till viss del lagras i vattenmagasin längs älvarna. Vattnet rinner till på våren och försommaren då snön smälter och i mindre omfattning under hösten i form av regn. Efterfrågan på el är däremot störst på vintern. Då kan det lagrade vattnet utnyttjas för elproduktion. Kapaciteten i vattenmagasinen i Norden är totalt cirka 121 TWh, varav Norge står för 82 TWh. Norge, och till viss del Sverige, har magasin som gör det möjligt att spara på vattnet också mellan åren i så kallade flerårsmagasin.

⁶ Bedömare har angett att kolkondens ligger på marginalen cirka 70% av tiden.

Den finska, norska och svenska vattenkraften är utbyggd så att den under ett år med normal vattentillrinning kan ge knappt 200 TWh. Under torrår kan produktionen bli så låg som 150 TWh medan våtår kan ge över 250 TWh. Vanligtvis varierar produktionen med 30 TWh från normalvärdet 195 TWh. Det finns reglerbar och oreglerbar vattenkraft. Alla vattenkraftstationer och älvar har inte vattenmagasin att reglera med, och där varierar elproduktionen med tillrinningen. Vi får oreglerbar vattenkraft även när tillrinningen är så god att man inte kan spara mer i magasinerna eftersom de är fulla, eller när tillrinningen sker i de delar av älvarna som ligger nerströms vattenmagasinen. För sådan vattenkraft som annars hade behövts spillas lämnar åtminstone vissa vattenkraftproducenter enligt uppgift säljbud på noll kronor till spotbörsen och så ser de var priset hamnar. Detta bidrar till att sänka spotpriset. Den goda tillrinningen i vår och sommar har gett ökat utbud av vattenkraft vilket påverkar priset nedåt.

Spotmarknadspriserna på Nord Pool har ett nära samband med den hydrologiska balansen, dvs. den totala volymen vatten i magasinerna vid en viss tidpunkt i relation till den normala nivån vid samma tidpunkt. Eftersom marginalkostnaden för vattenkraft är mycket låg och det finns stort utrymme för lagring av vatten i vattenmagasinen, optimerar varje producent sin produktion. Det innebär att magasinerna kan användas för att producera så mycket el som möjligt när priserna är höga, vilket vanligtvis inträffar när konsumtionsnivåerna är höga. Enligt ett sådant resonemang vill en vattenkraftsproducent köra vattnet då priset är som högst, om de är helt övertygade om att priset blir högre till vintern än nu så väntar de. Tror de att priset kommer att vara ungefär lika till vintern som det är nu, så kör de nu. De vill inte riskera att vänta. En annan möjlighet för vattenkraftproducenterna skulle kunna vara att förbruka mycket av det lagrade vattnet under sommarhalvåret för att på så sätt påverka vinterpriset uppåt.

För sådan vattenkraft som produceras med hjälp av vattenmagasin, s.k. reglerbar vattenkraft, har vattenkraftproducenterna ett alternativkostnadstänk. Det är förklaringen till att kolkondens kan vara marginalprissättande även under perioder då kolkondens inte körs i Norden. Om en producent har alternativet att köra magasinerat vatten nu till lågt pris eller spara det till vintern då de får kolkondenspris, så sparar de vattnet. Är sannolikheten t.ex. 90% att priset är högre till vintern än nu kanske de kör lite magasinerat vatten nu men till ett säljbud som ligger något under kolkondenspriset etc.

Gränsöverskridande handel verkar prisutjämnande

De nordiska länderna är också sammankopplade med Tyskland, Polen och Ryssland. Det finns en klar relation mellan ”marknadspris” i de olika områdena och elflödet. När priserna är lägre i Norden exporteras el till de länder som har högre priser, och när elpriserna är högre i Norden importeras el. På senare år har överföringsförbindelserna stärkts och möjligheterna att komma åt överföringskapacitet har standardiserats. Europaparlamentets och rådets förordning från juni 2003 om villkor för tillträde till nät för gränsöverskridande

elhandel syftar till att fastställa rättvisa regler för gränsöverskridande elhandel, och därmed stärka konkurrensen på den inre marknaden för el. Förordningen omfattar bl.a. införandet av harmoniserade principer för avgifter för gränsöverskridande överföring och för tilldelning av tillgänglig kapacitet mellan de nationella överföringssystemen. Tillkomsten av den tyska marknadsplatsen för el EEX och dess ökade status som referenspris på den tyska marknaden har också förenklat handeln. Polen har än så länge inte marknadspris i ordets rätta bemärkelse, utan mer reglerade priser, men avtalet är uppbyggt så att skillnaderna i pris styr flödet. Finland importerar från Ryssland.

Det finns även flöden mellan de nordiska länderna och dessa beror bland annat av vattentillgången, vilka kraftverk som körs i Norden samt tillgänglighet och kapacitet i överföringsförbindelserna. Finland täckte t ex under v32 en tredjedel av sitt behov genom import från Ryssland och Sverige. 17% av Danmarks behov täcktes genom import från Norge och Sverige. Finlands och Danmarks låga egna produktion och höga import förklaras av de höga bränsle- och utsläppsrättspriserna. De minst effektiva och mest förorenande kraftverken verkar finna det mest lönsamt att hålla produktionen låg med nuvarande elpriser. Sverige har under våren och sommaren nettoexporterat till fr.a. Danmark, Tyskland och Finland och nettoimporterat från Norge.

En stor svensk import år 2003 (12,8 TWh) övergick i en nettoexport under 2004 (2,1 TWh), på grund av en förbättrad vattensituation och den rekordhög kärnkraftproduktionen. Handelsströmmarna mellan Sverige och grannländerna varierar såväl mellan åren som under året. Det som framför allt styr är vattentillrinningen i de svenska och norska vattenmagasinen samt elproduktionskostnaderna och elbehovet i de olika länderna. Under 2004 nettoimporterade Sverige el främst från Finland och Tyskland, och nettoexporterade till Norge och Danmark. Importen från och exporten till Polen tog ut varandra sett över året som helhet. Norden som helhet nettoimporterade 3 procent av sitt elbehov under 2004, främst från Ryssland och Tyskland. Den totala överföringskapaciteten mellan Sverige och utlandet uppgår idag till cirka 9000 MW. Flödena varierar från timme till timme.

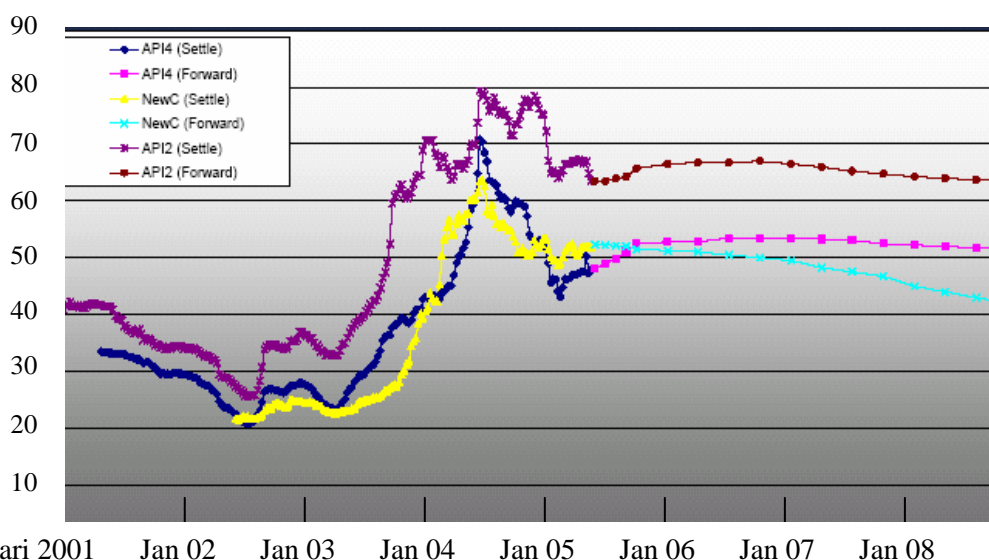
På en alltmer konkurrensutsatt marknad där aktörerna har obegränsad tillgång till överföringskapacitet inom och mellan länder kommer el alltid att köpas där kostnaden är lägst⁷. Resultatet av detta är att produktionskapaciteten utnyttjas enligt ökande marginalkostnad, dvs. den dyraste kraftkällan tas i drift sist. Denna sista kraftkälla avgör därmed spotpriset. Ytterligare en effekt av marknadsintegrationen är att priserna i de olika länderna påverkar varandra och verkar utjämnande. Utlandsförbindelserna har en prisutjämnande effekt, både över tid och mellan olika länder. För ett land innebär det att utlandsförbindelserna över tiden kan ha varierande effekt, ibland prisökande och andra tider prisdämpande.

⁷ Detta under förutsättning att överföringsförbindelserna inte är begränsande, vilket de är på många håll idag.

4.2 Hur förklaras dagens prisläge för el?

Historiskt höga kolpriser

Kolpriserna låg tidigare ganska stabilt på en nivå strax över 30 \$/ton (API2-index) men på senare år har priset på kol och prisrörligheten på marknaden ökat drastiskt. Priserna (för leverans ARA) dubblerades på ett år från maj 2003 till maj 2004 och kolpriset fortsatte sedan uppåt och nådde toppnoteringar på över 80 \$/ton (inkl frakt). Sedan december 2004 har kolpriset sjunkit och under första halvåret 2005 har priserna legat kring 65 \$/ton, och i augusti-september kring 60 \$/ton.



Figur 14: Prisutveckling på kol. Bilden visar historisk prisutveckling på kol (dollar/ton) samt kurvor för terminspriser. (Källa: Barclays).

En viktig drivkraft bakom kolprisets utveckling sedan 2003 är den pågående ekonomiska boomen i Kina. Kinas hunger efter alla slags råvaror för att tillfredsställa sin expanderande ekonomi påverkade inte bara de globala kolpriserna utan hade även en stark påverkan på globala fraktkostnader. Detta höjde kolpriset ytterligare, särskilt i Europa som importerar mycket av sin kol via skepp.

Marginalkostnaden för el från kolkondens är känslig för kolprisförändringar. En bedömning är att ett kolpris på 30 \$/ton gör cirka 7,5 öre/kWh på elpriset från kol, och att ett kolpris på 60 \$/ton gör cirka 15 öre/kWh (se nedan).

Antaganden:

Energiinnehåll kol = 7,56 MWh/ton

Verkningsgrad kolkondenskraftverk = 40%

Valutakurs 1 USD = 7,5 kronor

Med ett bränslepris på kol på 60 \$/ton blir produktionskostnaden för endast bränsledelen:

$$60 / (7,56 \times 0,4) = 19,84 \text{ \$/MWh} = \text{ca } 15 \text{ öre/kWh}$$

Härtill kommer rörliga drift- och underhållskostnader på ca 3-6 öre/kWh och priset på utsläppsrätter. En kortsiktig marginalkostnad för kolkondens exklusive utsläppsrätter (EUA) borde med dagens kolpris ligga kring 20 öre/kWh. Denna bedömning bygger emellertid på ett antal antaganden som t.ex. verkningsgraden i anläggningen, vilken varierar från anläggning till anläggning. Det är också viktigt att påminna om att kolkondens inte ligger på marginalen hela tiden.

Utsläppsrättspriset slår igenom på elpriset

Priset på utsläppsrätter har ökat markant sedan årsskiftet. I slutet av 2004 låg priset länge kring 9 EUR/tCO₂ men under 2005 har det varit uppe och vänt vid 30 EUR och ligger nu kring 20-25 EUR/tCO₂.

Det råder i det närmaste konsensus bland marknadens aktörer om att elpriset påverkas (uppåt) av priset på utsläppsrätter. Det är emellertid rimligt att tro att olika aktörer på elmarknaden, åtminstone så här tidigt efter handelssystemets införande, har olika principer för hur de resonerar i sin budgivning i fråga om hur kostnaderna för utsläppsrätterna ska påföras elen. De producenter och handlare vi talat med använder emellertid alternativkostnadsprincipen vid sin prissättning. Även de rapporter vi tagit del av stödjer sig på samma princip. Resonemanget med en alternativkostnad för utsläppsrätterna följer vedertagen ekonomisk teori och speglar ett rationellt affärsmässigt beteende. Terminspriserna i Norden på ca 35 öre/kWh⁸ speglar också marginalkostnaden för kolkondens inklusive alternativkostnaden för utsläppsrätterna.

Enligt alternativkostnadsprincipen prisas utsläppsrätterna *fullt* ut på elen. Anta att en producent av kolkondenskraft har ont om (ligger kort på) utsläppsrätter. Om han då ska producera ytterligare kolowattimmar behöver han köpa på sig utsläppsrätter och måste då ha ersättning för utsläppsrätten för att täcka sin marginalkostnad. En producent som har utsläppsrätter som täcker sin produktion har alternativet att sälja utsläppsrätterna, och ansätter därför utsläppsrättens fulla värde på elen som produceras.

Ett teoretiskt resonemang med alternativkostnadsprincipen ger följande påverkan på elpriset vid utsläppsrättspris 22 respektive 10 EUR/tCO₂ då kolkondens ligger på marginalen:

$$(334 \times 22 \times 9,3) / (0,4 \times 10^6) = 17 \text{ öre/kWh}$$
$$(334 \times 10 \times 9,3) / (0,4 \times 10^6) = \text{ca } 8 \text{ öre/kWh}$$

⁸ Med hänvisning till sid 47.

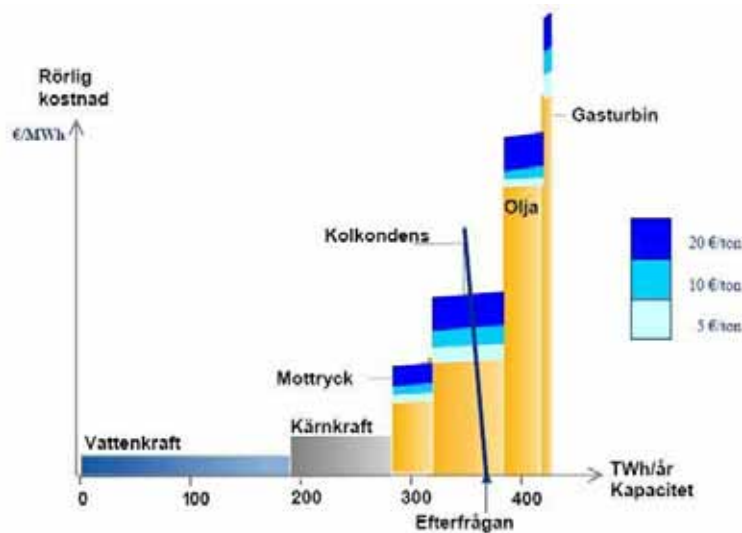
Antaganden:

Emissionsfaktor kol = 334 tCO₂/GWh bränsle

Verkningsgrad kolkondenskraftverk = 40%

Valutakurs 1 EUR = 9,3 SEK

Det ligger en känslighet i antagandena, en förändring i antagen verkningsgrad t.ex. gör naturligtvis en skillnad i elprispåverkan.



Figur 15: Fossilbaserad elproduktion på marginalen. Elpriset påverkas av utsläppshandelssystemet då förbränning av fossila bränslen används för att producera el på marginalen i det nordiska elsystemet. (Källa: Econ).

Det finns således en kostnad förknippad med att förbruka utsläppsrätterna oavsett om de har erhållits gratis eller köpts på marknaden. Den enskilda befintliga anläggningens tilldelning påverkar med andra ord inte elpriset. Hur stort genomslaget på elpriset blir av utsläppsrätterna beror därför i stort sett endast på vilken produktionsteknik som är prissättande på elmarknaden och det använda bränslets emissionsfaktor. I figuren ovan ser man att efterfrågan på el är relativt oelastisk vilket innebär att förändringar i elpriset får en begränsad påverkan på den försålda volymen. Det gör att även koldioxidintensiv produktion kan få relativt goda förutsättningar att fortsätta producera. Eftersom kolkondens inte ligger på marginalen hela tiden måste påverkan på Nord Pools genomsnittliga spotpris justeras ned. Det finns även andra faktorer som kan göra att inte hela utsläppsrättspriset förs över på kunderna i praktiken⁹. En diskussion pågår till viss del i Europa om huruvida elmarknaderna agerar fullt ut efter alternativkostnadsprincipen beträffande utsläppsrätterna eller inte.

⁹ Vi hänvisar till rapporten "CO₂ price dynamics: The implications of EU emissions trading for the price of electricity" av Energy research Centre of the Netherlands (ECN) från September 2005

I avsnittet om utsläppsrätter framgår att utsläppsrättspriset påverkas av de relativa marginalkostnaderna för att producera el med kol respektive gas. Det medför att en utveckling av de relativa bränslepriserna för kol och gas påverkar priset på utsläppsrätter och därigenom priset på el.

Den svenska tilldelningens betydelse för elpriset

Den svenska tilldelningen av utsläppsrätter har en nästan obefintlig påverkan på prissättningen av utsläppsrätter i Europa. Det är istället EU-ländernas totala tilldelning som avgör priset på utsläppsrätter (EUA) tillsammans med ett antal andra faktorer såsom bränslepriser, väderförhållanden och annat som påverkar efterfrågan. Sverige står endast för knappt 1 procent av totala tilldelningen inom handelssystemet. Med andra ord skulle en ökad tilldelning till energisektorn, eller någon annan del av den handlande sektorn för den delen, inte leda till något lägre elpris eftersom det skulle kräva ett mycket större tillskott för att påverka det europeiska marknadspriset på utsläppsrätter. Att öka utbudet av utsläppsrätter för att få ned utsläppsrättspriset och därmed också elpriset skulle dessutom leda till en lägre miljöintegritet i det handelssystem som är avsett att vara ett av EU:s viktigaste verktyg för att begränsa sina utsläpp av växthusgaser i enlighet med vad man har åtagit sig inom ramen för Kyotoprotokollet.

Principerna för att förse marknaden med utsläppsrätter (gratis tilldelning eller försäljning) har inte heller någon väsentlig inverkan på hur mycket marknaden kommer att efterfråga utsläppsrätterna. Förbrukningen av utsläppsrätter kommer oavsett den initiala fördelningen företrädesvis sker inom de anläggningar som har en marginalkostnad för utsläppsreduktion som överstiger marknadspriset på utsläppsrätter.

Varken mängden utfärdade utsläppsrätter i Sverige eller principerna för att förse marknaden med dessa rätter har någon stor betydelse för utsläppsrättspriset. Vad har då tilldelningsprinciperna för påverkan på elpriset? För att svara på frågan bör man göra en distinktion mellan tilldelningen åt *befintliga* respektive *nya* deltagare. För *befintliga anläggningar* gäller att den prissättande marginalproduktionen på elmarknaden skulle agera irrationellt om den inte lät hela utsläppsrättspriset återspeglas i den produkt som de bjuder ut. Tilldelningen av utsläppsrätter till den enskilda anläggningen kan liknas vid en överföring av en viss mängd kapital. Om det är tilldelade eller inköpta rätter som anläggningen förbrukar i samband med att den använder fossila bränslen saknar däremot betydelse för till vilket pris företaget är beredd att sälja el, vilket beror på den alternativkostnad som utsläppsrätterna har. Den anläggning som producerar på marginalen i elsystemet måste alltid överväga möjligheten att göra en större förtjänst genom att sälja oförbrukade utsläppsrätter på marknaden istället för att sälja el med marknadens dyraste produktionskostnad eftersom verksamheten per definition är förknippad med just marginell lönsamhet. Därför är elpriset i stort sett oberoende av den enskilda anläggningens tilldelning.

Slutsatsen att tilldelningen åt befintliga anläggningar inte påverkar elpriset bygger på vissa antaganden, t.ex. att etablerade företag inte vill subventionera elförbrukare för att på så sätt införa en tröskel för investeringar i ny kapacitet. Andra faktorer som kan påverka det praktiska utfallet är t.ex. elasticiteten i efterfrågan, marknadsstrukturen och graden av marknadsreglering¹⁰.

Det är samtidigt viktigt att komma ihåg att tilldelningen åt *nya deltagare* har en direkt effekt på lönsamheten vid en investering. Eftersom det påverkar i vilken utsträckning ny kapacitet tillförs marknaden spelar denna del av tilldelningen en viss roll för elpriset på längre sikt. Den nya kapaciteten förskjuter utseendet på utbudskurvan åt höger vilket från en dämpande effekt på elpriset eftersom mindre kostsam produktion hamnar i skärningen med efterfrågekurvan. En generös tilldelningsprincip för nya deltagare kan med andra ord leda till utbyggnad av mer kapacitet vilket för med sig ett dämpat elpris.

I detta sammanhang är det också relevant hur reglerna för tilldelning vid s.k. "closures" är formulerade eftersom det kan påverka vid vilken tidpunkt en anläggning som saknar ekonomisk bärkraft kommer att tas ur drift.

Det finns mot bakgrund av företagen i energisektorns förmåga att vidareförmedla sina kostnader för utsläppsrätter till slutkonsumenten anledning att diskutera den omfattande förmögenhetsöverföring som en gratis tilldelning av utsläppsrätter utgör. Ett argument för att öka andelen auktionerade utsläppsrätter är att man därigenom får verksamhetsutövare att betala för en större del av sina utsläpp. Ett annat skäl är att man genom auktionering av utsläppsrätter skapar utrymme för att kompensera elkonsumenterna för de ökade elkostnader som utsläppshandeln har givit upphov till. Det skulle kunna ske t.ex. genom att inkomsten från auktioneringen används till att begränsa energiskatten på el.

Nackdelen med en ensidig auktionering av utsläppsrätter i ett isolerat EU-system är att den industri som är konkurrensutsatt från länder utanför EU och ingår i handelssystemet får konkurrensnackdelar mot resten av världen då de drabbas av ökade kostnader för utsläppsrätter. Detta gäller inte energisektorn eftersom den i princip endast verkar inom unionens gränser och inte är utsatt för risken att få en försämrad konkurrens gentemot enheter som framställer samma nytthet utan att vara omfattade av handelssystemet. För tillverkningsindustrin som är utsatt för utom-europeisk konkurrens kan tilldelningen däremot vara ett sätt att kompensera för de kostnader som deltagandet i handelssystemet medför, utan att incitamenten att vidta utsläppsreducerande åtgärder för den skull minskar. Den mest effektiva och långsiktiga lösningen är dock att inkludera så många länder som möjligt i systemet och/eller med tillämpning av s.k. "*safty valves*"¹¹ som garanterar att kostnaden hålls på en rimlig nivå.

¹⁰ *CO2 price dynamics: The implications of EU emissions trading for the price of electricity*, Energy research Centre of the Netherlands, 2005

¹¹ Se Carlén et al 2004 för en utförlig beskrivning av begreppet.

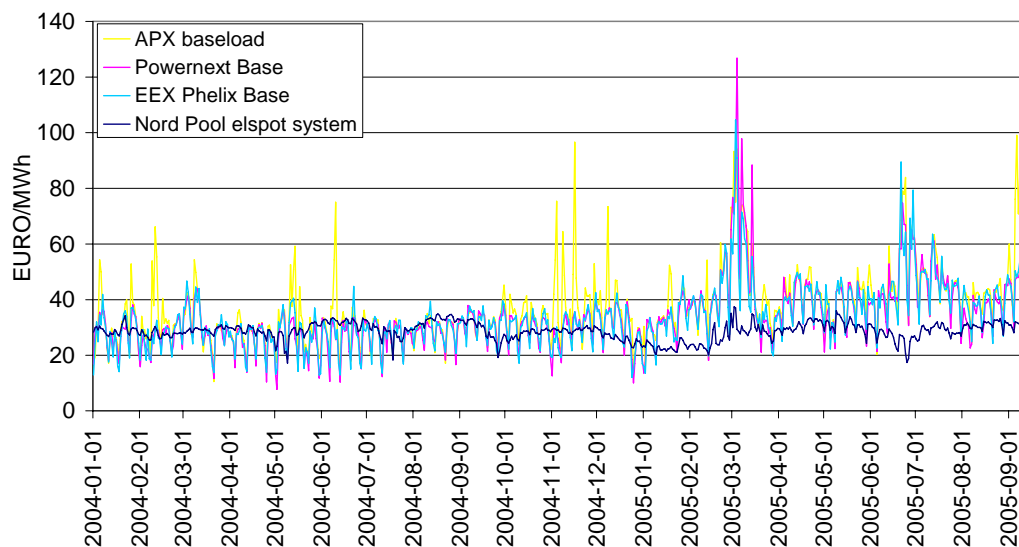
Ett annat sätt att sänka den handlande sektorns kostnad för utsläppsrätter (och därigenom även sänka elpriset) är att den handlande sektorn får utnyttja Kyotoprotokollets flexibla mekanismer. Ju större tillgången till projektkrediter är, desto lägre kan kostnaderna bli. Taket för hur mycket projektkrediter som får användas fastställs av det enskilda medlemslandet i den nationella fördelningsplanen 2006.

När man diskuterar olika åtgärder är det viktigt att komma ihåg att stabila regler och transparens i handelssystemet är av avgörande betydelse för såväl basindustrin som energiföretagen för att minska osäkerheten om framtida priser och därigenom möjliggöra långsiktiga investeringar t.ex. i form av ny elproduktion.

Liknande prisutveckling inom Europa

Numera finns elbörser etablerade i flera europeiska länder. Vi har bl.a. APX i Holland, Powernext i Frankrike och EEX i Tyskland. Prisbildningen är uppbyggd på i princip samma sätt på de olika börserna och samma fundamenta styr priserna. Det är framför allt mixen av kraftslag som skiljer mellan de olika länderna, och vilka kraftslag som slår igenom på marginalen. Norden har ovanligt mycket vatten i systemet som ger fördelaktigare priser under år med normal eller god tillrinning. I stor del av övriga Europa är fossila bränslen mer dominerande. I Tyskland exempelvis används kolkondens nästan alltid och ännu dyrare last på toppen i form av gas- och oljekondens. I Tyskland och i många andra länder har man inte lika mycket vatten i systemet att reglera med utan får använda gas som reglerkraft i topparna. Holland har betydligt mer gasbaserad elproduktion än Tyskland och är beroende av import från framför allt Tyskland och Belgien under höglasstimmarna. Sker det någon begränsning i överföringskapaciteten in till Holland blir gasturbiner prissättande.

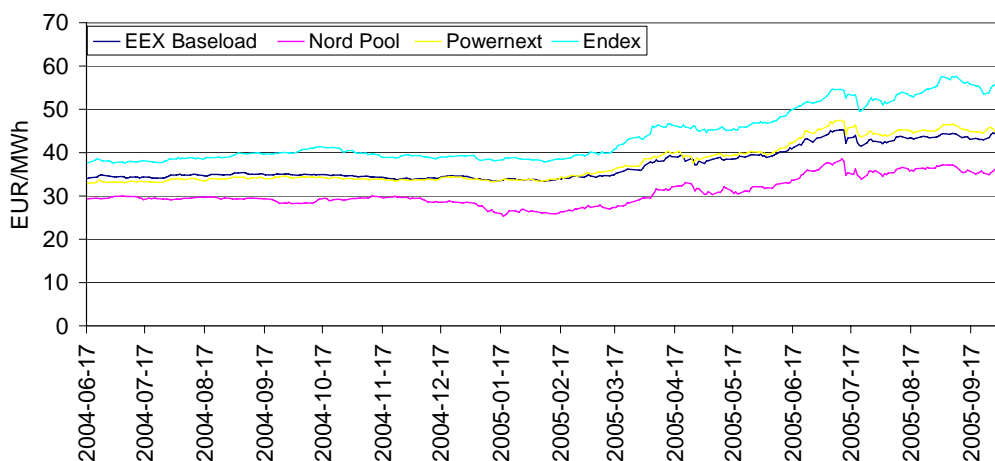
Jämförelse spotpriser 2004-2005



Figur 16: Jämförelse spotpriser 2004-2005. (Källa: Powernext, EEX, Nord Pool, APX).

Vid jämförelser av terminsprisernas utveckling i de olika länderna är korrelationen mycket hög. Det beror på att det är samma fundamentala faktorer som sätter priset. Utvecklingen av de fossila bränslepriserna och priset på utsläppsrätter slår igenom och bildar ett gemensamt mönster mellan länderna.

Forward CAL 06 2004 (juli) - 2005 (sept)



Figur 17: Fundamentala faktorer ger korrelerad prisutveckling. I diagrammet jämförs terminspriser, CAL 06, 2004(juli) -2005 (september). (Källa: Endex, Powernext, EEX, Nord Pool,).

Priserna på el bland annat i Tyskland har stigit markant sedan årsskiftet. EEX Base spot inledde året på cirka 15-35 EUR/MWh (januari månadsmedelvärde ca 30EUR/MWh) och är nu uppe i över 50 EUR/MWh. Terminspriset för 2006 (Cal 06) låg på nästan 35 EUR/MWh i början av året och är nu uppe i cirka 44 EUR/MWh. Terminspriserna har inte gått upp lika mycket som spotpriserna i Tyskland och Holland. Detta förklaras med att marknaden inte fullt ut vågar tro på och räkna med utsläppshandeln för framtiden pga. politiska risker etc.

I Tyskland slår priset på utsläppsrätter igenom än mer på spotpriset än i Norden eftersom de till så stor del använder kolkondens och ännu dyrare last på toppen i form av gas. Detsamma gäller för kolprisets inverkan på elpriset i Tyskland.

Höga priser i Tyskland => export från Norden => ökad efterfrågan på Nord Pool => prispåverkan uppåt

Den stora skillnaden under 2005 mellan priserna i Norden och i Tyskland har gett upphov till en export från Norden till Tyskland. En aktör som sysslar med gränsöverskridande handel mellan t.ex. Sverige och Tyskland jämför var man tror prisnivåerna på Nord Pool och EEX kommer att hamna nästföljande dag. Tror man att priserna kommer att vara högre i Tyskland än i Norden så lägger man ett köpbud på Nord Pool och ett säljbud på EEX (köper billigt och säljer dyrt). Härigenom skapas en ökad efterfrågan på Nord Pool som påverkar priset uppåt.

Om överföringsförbindelserna mellan Norden och Tyskland aldrig vore begränsande hade de tyska och de nordiska elpriserna varit relativt utjämnade, men så är inte fallet. Det är stora prisskillnader mellan de tyska och de nordiska elpriserna under t.ex. höglasttimmarna. Det är ett högre pris dit elflödena går när överföringsförbindelserna är begränsande. De aktörer som lägger bud på börserna för att göra affärer av prisskillnaderna mellan t.ex. Norden och Tyskland lägger, när priserna är högre i Tyskland, ett köpbud på Nord Pool som går in som en ökad efterfrågan i den nordiska utbuds- och efterfrågekurvan. När priserna är högre i Norden än i Tyskland går säljbud på Nord Pool in som ett ökat utbud. Då lägger aktörerna ett bud som de tror att de får igenom samtidigt som de vill maximera sin vinst¹².

Prisutvecklingen på spot och termin i Norden

Spotpriset för den 8 september 2005 låg på ca 29 öre/kWh. Spotpriset sjönk under slutet av 2004 till följd av återställda magasinnivåer och började på en ganska låg nivå i början av 2005 (kring 20 öre/kWh), men har sedan dess ökat och ligger nu i höjd med fjolårets priser vid samma tid. Vårfloderna 2004 och 2005 resulterade i dippar i spotpriset och de kraftiga höstregnen i slutet av september 2004 som

¹² Handelen kompliceras av att det inte är någon samtidighet i budgivningen på börserna och budgivningen för att komma åt överföringskapacitet.

bidrog till att återställa nivåerna i magasinen gav också dippar i priset. Norden har haft en god hydrologisk balans i vår och sommar. Ökningen under året av spotpriset (ca 9 öre) förklaras framför allt av de höjda priserna på utsläppsrätter. Naturgasens prisstegring under året har indirekt påverkat elpriset eftersom relativpriset mellan naturgas och kol anges som en viktig förklaringsfaktor för utsläppsrätternas prisutveckling. Den relativt höga elprisnivån jämfört med andra år kan även förklaras av de höjda priserna på kol och en inverkan av de högre tyska priserna pga. export.

Terminspriset för år 2006 har stigit från ca 24 öre/kWh i början av året till ca 35 öre/kWh idag. Ökningen under året av terminspriset kan förklaras av det ökade priset på utsläppsrätter. Skillnaden mellan spotpris och terminspris förklaras av att vi har haft en god tillrinning i Norden under våren och sommaren som drar ner priserna, och att efterfrågan är lägre under sommaren. När marknaden antar terminspriset för nästa helår utgår de från att det blir normalår. Även vinterterminen ligger högre än spotpriset på cirka 35 öre/kWh pga. förväntningar om prisökningar när lasten blir högre till vintern. Terminerna för åren 2007 och 2008 ligger något öre lägre än 2006.

Spotpriset måste enligt vissa bedömare upp i ca 350 kr/MWh under nuvarande förutsättningar för att det ska vara värt att köra kolkondens i Finland.

4.3 Effekter av prisuppgången på el

Förmögenhetsöverföring

En effekt av det höjda elpriset till följd av utsläppsrätterna blir att det uppstår en förmögenhetsöverföring från hushåll och elintensiv industri till energisektorn. Det ökade elpriset ger upphov till merkostnader för elkonsumenter och genererar extra inkomster framför allt för den kraftproduktion som inte är fossilbaserad. Detta, i kombination med det faktum att i princip all tilldelning av utsläppsrätter till näringslivet sker utan kostnad, kan upplevas som orättvist och ineffektivt eftersom kraftbolagen i praktiken har begränsade kostnader förknippade med utsläppsrätter. Man kan också hävda att principen om att förorenaren ska betala inte gäller fullt ut.

Incitament

Genom att produktionskostnaden för den fossilbränslebaserade elproduktionen ökar medför utsläppshandelssystemet att de förnybara och energieffektiva kraftslagen borde få en ökad konkurrenskraft. En annan effekt av det högre elpriset är att det uppstår incitament att effektivisera användningen av el i konsumentledet.

Det högre elpriset ökar också incitamentet att investera i ny produktionskapacitet, vilket i sin tur har en dämpande effekt på elpriset. Företag som redan producerar väsentliga mängder el till det förhöjda elpriset kan i viss utsträckning ha anledning att inte vilja förskjuta utbudskurvan ytterligare åt höger genom att investera i mer kostnadseffektiv produktion. För andra aktörer leder det ökade elpriset enbart till nya möjligheter att investera i särskilt koldioxidmagra och energieffektiva produktionstekniker.

Debatter pågår på olika håll i Europa

I Tyskland har debatten om elpriset påverkats av att flera anläggningar inom t.ex. aluminiumindustrin nyligen har lagt ned sin verksamhet som en konsekvens av det stigande elpriset. Den tyske miljöministern Jürgen Trittin har i ett brev till de stora energiproducenterna (RWE, E.ON, Vattenfall m.fl) bett om en förklaring till de stigande elpriserna och hur dessa påverkats av handeln med utsläppsrätter. Den tyska konkurrensmyndigheten, Kartellamt, ska undersöka om de dominerande kraftbolagen driver upp elpriserna på konstlad väg med hänvisning till höga priser på utsläppsrätter.

I Sverige har Samhällsbyggnadsminister Sahlin gett i uppdrag till sina myndigheter att närmare titta på konkurrensen på elmarknaden.

Konkurrensnackdel för elintensiv industri

Det är viktigt att industrin har incitament att effektivisera sina processer och egen förmåga att bära den externa miljökostnad som sedan utsläppshandelns införande för första gången internaliseras även på elektricitet. Å andra sidan är även industripolitisk hänsyn viktig, inte minst med tanke på att perioden 2005-2007 skall ses som en testperiod innan Kyotoprotokollets första åtagandeperiod. Alltför höga välfärdskostnader i form av ökad arbetslöshet och utflyttning av viktiga industrier riskerar att ge politiska bakslag som i längden gör att det miljöpolitiska arbetet mot klimatförändringar förlorar kraft eller till och med avstannar. Det är därför angeläget att allmänheten och de politiska beslutsfattarna har insikt i hur marknaden fungerar för att kunna göra korrekta bedömningar om hur systemet bör vara utformat samt för att kunna bemöta argumentation från miljöorganisationer och industrilobbyister. Viktiga frågor att ta hänsyn till inkluderar i vilken utsträckning en aktivitet är utsatt för utomeuropeisk konkurrens men även t.ex. nya affärsmöjligheter till följd av införandet av utsläppshandel.

5 Slutsatser

Slutsatserna från denna snabbanalys av utvecklingen på kort sikt och sambanden mellan bränsle-, el- och utsläppsrättsmarknaderna kan sammanfattas i följande punkter:

Utvecklingen på oljemarknaden påverkar övriga bränslemarknader och indirekt även utsläppsrättspriset och elpriset.

- Priserna på de fossila bränslena kol, olja och naturgas har ökat kraftigt under senare år. Oljan är prisledande och påverkar prisbildningen även för övriga bränslen. Det betyder att oljepriset har en indirekt effekt på bl.a. produktionskostnaderna för el trots att andelen el som produceras med olja är liten och sjunkande.
- De höga bränslepriserna åstadkommer en omfattande förmögenhetsomfördelning som kanaliserar stora mängder pengar till de finansiella marknaderna. Priserna är ännu så länge inte på samma höga nivå som vid oljekriserna och beror delvis på andra faktorer. En komplett analys av alla de konsekvenser som detta resulterar i för Sverige och andra ekonomier i direkt och indirekt form, kräver ett omfattande prognosarbete baserat på ekonomiska allmänna jämviktsmodeller.
- Priset på utsläppsrätter under pågående handelsperiod kan i hög utsträckning förklaras av prisskillnaden mellan kol och naturgas. Det beror på att övergången från kol till naturgas som bränsle till uppvärmning och el har den största potentialen för att minska utsläppen i EU. Resonemanget bygger på att priset på utsläppsrätter bestäms av marginalkostnaden för utsläppsreduktioner, dvs. kostnaden för den sista utsläppsminskningen. Den totala mängden utfärdade utsläppsrätter bestämmer hur långtgående åtgärder som företagen behöver göra. Osäkerhet om framtida tilldelning och efterfrågeutveckling gör det mycket svårt att ge en tillförlitlig prognos över marknadspriset på utsläppsrätter.

Marknaden för utsläppsrätter befinner sig ännu i ett initialt skede med få aktiva aktörer.

- Marknaden för utsläppsrätter är ännu inte fullt utvecklad och det förekommer fortfarande initial osäkerhet bland aktörerna om vad som är en korrekt prisnivå. Det faktum att mindre än hälften av de nationella registren är etablerade innebär i praktiken en begränsning för handeln och att många aktörer ännu inte har fått sig utfärdad den mängd utsläppsrätter de har rätt till. De aktörer som hittills har varit mest aktiva på marknaden är västeuropeiska energiföretag. Likviditeten på marknaden bedöms öka och priset stabiliseras

när marknaden mognat, vilket kommer att bidra till en tillförlitligare kostnadsbild.

- Stabila regler och transparens i handelssystemet är av avgörande betydelse för såväl basindustrin som energiföretagen för att minska osäkerheten om framtida priser och därigenom möjliggöra långsiktiga investeringar t.ex. i form av ny elproduktion.

Elpriset bestäms av marginalkostnaden på elmarknaden inklusive kostnader för bränsle och utsläppsrätter oavsett vilken tilldelning den prissättande anläggningen har fått.

- Elpriset på den avreglerade marknaden avgörs av kostnaden för att producera elektricitet på marginalen i energisystemet. På den nordiska elmarknaden består denna kostnad oftast av priset för kol och de utsläppsrätter som behövs för att producera den sista enheten el.
- Den totala mängden utfärdade utsläppsrätter inom EU har stor betydelse för marknadspriset på utsläppsrätter i den mening att det nästan ensamt definierar utbudet på marknaden. Däremot har gratis tilldelning åt den enskilda befintliga anläggningen i princip ingen betydelse för elpriset eftersom den prissättande marginalproduktionen alltid har möjlighet att avstå från att producera el och därmed tillgodogöra sig utsläppsrätternas fulla värde. På det sättet kommer elpriset alltid att återspegla den fulla alternativkostnaden oavsett om anläggningarna har fått utsläppsrätterna gratis eller varit tvungna att köpa dem på marknaden.
- Eftersom utsläppsrättspriset endast påverkas av den totala mängden utfärdade utsläppsrätter inom EU och det svenska bidraget är litet (ca 1%) kan Sverige endast i mycket liten utsträckning påverka prisbildningen på utsläppsrätter. Sveriges direkta påverkan är att aktivt ha inflytande på regelverket kring tilldelningen av utsläppsrätter och EU:s handelssystem i stort.

Mycket tyder på att europeiska systemet för handel med utsläppsrätter uppfyller sitt syfte, nämligen att skapa incitament för kostnadseffektiva utsläppsreduktioner inom EU för att klara unionens gemensamma utsläppsmål.

- Det är viktigt att påpeka att handeln med utsläppsrätter bara har pågått några månader och att det därför är svårt att dra definitiva slutsatser.
- Inget tyder på att dagens prisnivå för elpriser och utsläppsrätter är omotiverat utifrån de fundamentala faktorer som styr priserna. Främst handlar det om bränslepriser, ekonomisk tillväxt och väder men även institutionella faktorer och marknadsaspekter.

- Effekten i form av högre elpris till följd av handelssystemet var väntad även om prisnivåerna hittills har visat sig vara högre än vad de flesta bedömare hade räknat med.

Det ökade elpriset leder för närvarande till en förmögenhetsöverföring från den elintensiva industrin och hushållen till energisektorn. Samtidigt skapar det incitament att effektivisera energianvändningen och investera i förnybar energi.

- Det högre elpriset kan också ses som ett tecken på att systemet fungerar. Elproduktion baserad på de mest koldioxidintensiva bränslena och minst energieffektiva teknikerna har fått en kraftigt försämrad lönsamhet till följd av införandet av handelssystemet. När den specifika kostnaden för fossilbaserad elproduktion på marginalen ökar leder det bl.a. till incitament att minska utsläppen, en ökad konkurrenskraft för de förnybara kraftslagen. Det leder även till incitament att vidta el-effektiviserande åtgärder samt en större drivkraft för att etablera ny kapacitet på marknaden vilket på sikt har en dämpande effekt på elpriset.
- Att elpriset ökar i takt med priset på utsläppsrätter och att företag som har investerat i koldioxidneutrala produktionslag blir överkompenserade är i sig inte något tecken på bristande konkurrens på elmarknaden. Det är en naturlig följd av principerna för marginalprissättning. I det fall man uppfattar förmögenhetsöverföringen från t.ex. elintensiv industri till energisektorn som problematisk kan man i viss utsträckning justera det. Det kan t.ex. i samband med tilldelningen av utsläppsrätter genom att använda inkomster från auktionering av utsläppsrätter till att kompensera elkonsumenter för det höjda elpriset.

Ett globalt handelssystem krävs på sikt för att undvika att europeisk konkurrensutsatt elintensiv industri drabbas av konkurrensnackdelar mot länder utan motsvarande restriktioner.

- I ett längre perspektiv bör EU:s utsläppshandelssystem utvecklas så att alla konkurrensutsatta verksamheter omfattas av samma krav på utsläppsreduktioner. I annat fall utgör det stigande elpriset ett potentiellt hot mot den ekonomiska tillväxten och sysselsättningen.
- Att den handlande sektorn får utnyttja Kyotoprotokollets flexibla mekanismer kan sänka kostnaden för utsläppsrätter (och därigenom elpriset). Ju större tillgången till projektkrediter är, desto lägre kan kostnaderna bli. Taket för hur mycket projektkrediter som får användas fastställs av det enskilda medlemslandet i den nationella fördelningsplanen 2006.