

Betyr egentlig kvotemarkedet noe for kraftprisene?*

Torstein Bye og
Knut Einar Rosendahl

Fra nyttår 2005 innførte EU og Norge kvotemarked for utslipp av klimagasser. I utgangspunktet skulle en tro, slik mange påstår, at kvoteprisen vil slå fullt ut i kraftmarkedet. Dette kan være tilfelle i enkelttimer, men som gjennomsnitt over året vil kvoteprisen bare delvis slå ut i kraftprisen. Andre faktorer, slik som utviklingen i kull- og gasspriser, ulike teknologier og kapasiteter i kraftproduksjon og begrensninger i overføring mellom regioner, betyr vel så mye for kraftprisen selv på kort sikt. Beregninger vi har utført antyder at overveltningen av kvotepriser på årsprisene for kraft i Norden kanskje ikke er større enn 50 prosent. På lenger sikt kan effekten være enda mindre. Dette skyldes blant annet reglene for tildeling av CO₂-kvoter. Disse reglene fører til at kvotesystemet ikke er kostnadseffektivt, og at kvoteprisen kan overstige alternativkostnaden for utslipp. Tildelingsreglene stimulerer heller ikke til CO₂-håndtering.

Innledning

Norge og EU innførte fra nyttår et system for handel med CO₂-kvoter.¹ Systemet er ment å være et viktig ledd i kampen for å redusere utslipp av klimagasser, og for å nå målene i Kyotoprotokollen. I EU dekker systemet 45 prosent av de totale CO₂-utslippene, og omfanget vil trolig øke fra 2008. Den viktigste sektoren som er inkludert, er kraftsektoren. I tillegg kommer noen energiintensive industrisektorer, men viktige næringer som aluminiumsindustri og ferrolegeringsindustri er holdt utenfor.

Andelen av klimagassutslipp som er inkludert i det norske kvotesystemet er bare rundt 10 prosent. Dette henger sammen med at Norges kraftproduksjon hovedsakelig er CO₂-fri, noe som kan endre seg ved bygging av gasskraftverk. Kvotesystemet utgjør derfor en liten brikke i norsk klimapolitikk, iallfall inntil videre.

Det er knyttet høy prestisje til kvotesystemet både i EU og Norge, og det har vært mye fokus omkring hvordan systemet virker og hva det fører til, f.eks. i kraftmarkedet. I denne artikkelen vil vi først kommentere en del utbredte myter om handel med CO₂-kvoter. Siden designen av det eksisterende kvotemarket langt fra følger de teoretiske anbefalingene med hensyn på kostnadseffektivitet på kort og lang sikt vil enkle resonnerer fra det teoretiske systemet ikke gi en

god beskrivelse av effektene av det implementerte systemet. Siden kvotemarkedet hovedsakelig vil ha konsekvenser for kraftmarkedet, diskuterer vi deretter spesielt disse effektene. Igjen er det slik at enkle teoretiske resonnerer ikke kan brukes for å forklare overveltningen. Kompleksiteten i prisfastsettelsen i kraftmarkedet gjør at effekten av kvotemarkedet også er kompleks og ikke rett fram.

Myter om kvotesystemet

Vi vil først ta for oss en del påstander og oppfatninger om kvotemarkedet som ser ut til å være svært utbredte, men som vi mener er uriktige, eller i beste fall upresise. Mange av disse "mytene" henger sammen med at kvotene deles ut gratis til bedriftene. Bedriftene kan deretter handle kvoter seg imellom. De kan altså i stedet for å betale for en negativ eksternalitet tjene ekstra på denne eksternaliteten. Nedenfor stiller vi noen fundamentale spørsmål omkring funksjonsmåten til kvotemarkedet. Besvarelse av spørsmålene vil i neste omgang lede til hvordan man skal besvare spørsmål om virkning av kvotemarkedet også i kraftmarkedet.

Er kvotemarkedet kostnadseffektivt?

Kvotehandling er et nytt virkemiddel i norsk og europeisk klimapolitikk, men har lenge vært studert i økonomisk litteratur, med stort sett positive konklusjoner med hensyn på kostnadseffektivitet. Kvotehandling har også vært utprøvd i arbeidet med å redusere SO₂-utslipp i USA. Økonomer har i mange år prøvd å overbevise europeiske myndigheter om at miljøpolitikken i større grad må baseres på kvotehandling (eller avgifter), fordi dette anses å være en kostnadseffektiv miljøpolitikk. Det vil si at miljømålene nås til lavest mulig

Torstein Bye er forskningssjef ved Gruppe for energi og miljøøkonomi (tab@ssb.no)

Knut Einar Rosendahl er forsker ved Gruppe for petroleum og miljøøkonomi (ker@ssb.no)

* Takk til Finn Roar Aune for god assistanse og nyttige kommentarer.

¹ Se Miljøverndepartementet (2004) og EU (2003).

kostnad. Siden utslippsrestriksjoner tross alt medfører kostnader og rammer enkelt næringer spesielt hardt, har det imidlertid vært vanskelig å få politisk aksept for en effektiv utforming av kvotesystemet. To viktige forutsetninger for at dette virkemiddelet skal være kostnadseffektivt er at aktørene hverken kan påvirke prisen på kvoter eller hvor mange kvoter de får tildelt av myndighetene (se for eksempel Golombek mfl., 1999). Det første forutsetter at ingen bedrifter er så store at de har markedsrett, noe som kan diskuteres, men som vi ikke vil forfølge videre her. Den siste forutsetningen er imidlertid klart brutt i både det norske kvotesystemet og i EU's system. Dette henger sammen med at bedrifter får tildelt gratis kvoter av myndighetene. De som reduserer sin produksjon kan få inndratt kvoter eller risikere å få færre kvoter i framtida. Nye bedrifter får tildelt kvoter *hvis de opprettes*. Et klart eksempel på dette er bygging av gasskraftverk i Norge, der Naturkraft har uttalt at bygging ikke ville vært aktuelt uten gratis tildeling av kvoter.

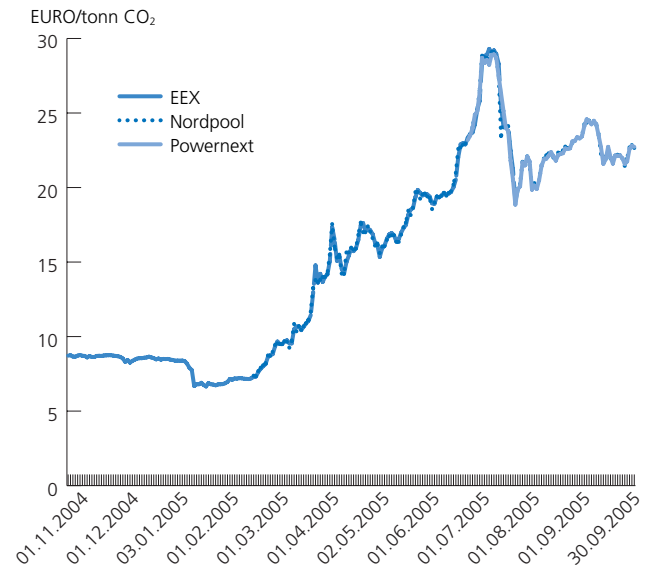
Reflekterer kvoteprisen alternativkostnaden av utslipp?

Dersom bedriftene ikke kunne påvirke tildelingen av kvoter, ville det vært lønnsomt å redusere utslippene helt til kostnadene på marginen var lik kvoteprisen. I dagens system får man i mange tilfeller flere kvoter (i dag eller muligens i framtida) dersom man har høye utslipp, f.eks. som følge av høy produksjon. Dermed vil bedriftene i mange tilfeller tilpasse seg slik at marginalkostnaden er lavere enn kvoteprisen. Dette gjelder spesielt for nye bedrifter, der investeringsbeslutningen fattes på basis av hvor mange kvoter man får tildelt gratis i dag og i fremtiden, og hvor mange kvoter som må kjøpes i markedet. Dersom en bedrift investerer, får tildelt kvoter og så produserer mindre enn planlagt, får bedriften inndratt kvoter. Altså reflekterer ikke kvoteprisen alltid alternativkostnaden av utslipp (Keats Martinez og Neuhoﬀ, 2005).

Betyr en stigende kvotepris at vi får en strammere klimapolitikk?

Prisen i det europeiske kvotemarkedet har steget gradvis gjennom 2005, fra om lag 70 kroner/tonn CO₂ i januar (eurokurs 8,21) til et toppnivå på 230 kroner/tonn CO₂ midt i juli (eurokurs 7,90) for deretter å falle igjen til 175 kroner/tonn CO₂ i september, se figur 1.² Prisen i dag er langt høyere enn noen forventet før handelen med kvoter startet, se for eksempel ECON (2004). Rent umiddelbart kan dette gi inntrykk av en stram klimapolitikk med få kvoter i forhold til etterspørselen. EU-landene som helhet har imidlertid delt ut romslige mengder kvoter, selv om kommisjonen har strammet inn på enkelte lands kvotetildelinger etter nyttår. Det kan være mange årsaker til den

Figur 1. Utviklingen i kvoteprisen for CO₂



Kilde: Fosse et al (2005).

høye kvoteprisen, men én viktig forklaring er trolig at bedriftene er usikre på framtidige rammebetingelser og dermed utsetter beslutninger om utslippsreducerende tiltak. Dermed blir etterspørselen etter kvoter høyere enn den ellers ville vært. Investeringer må avskrives over flere år for å være lønnsomme. Usikkerhet om framtidige rammebetingelser reduserer lønnsomheten ved slike investeringer. Et viktig moment er dermed usikkerheten knyttet til framtidige tildelingsregler, og også muligheten for at dagens utslipp eller produksjon kan danne utgangspunkt for senere tildeling.³ Marginalkostnaden ved utslippsreduksjoner kan også være høyere enn tidligere antatt. Prisen på alternative teknologier med lavere utslipp enn kullkraft, som er den dominerende teknologi i Europa, har steget kraftig i pris og dermed gjort at utslippsreduksjoner blir dyrere. Det gjelder i første rekke naturgass (se neste avsnitt).

Bestemmes totale utslipp av myndighetene?

Det er naturlig å tro at i et kvotesystem blir den totale kvotemengden bestemt av myndighetene. Dette er ikke tilfelle, spesielt ikke i Norge. Norske myndigheter bestemte *reglene* for tildeling av kvoter, men den *samlede* tildelingen var avhengig av bedriftenes søknader. Et klart eksempel i så måte er gasskraftverket på Kårstø, som får tildelt kvoter i 2007. Dersom Naturkraft hadde droppet byggeplanene, ville den totale kvotemengden i Norge blitt redusert tilsvarende.

Var Norge nødt til å behandle alle sektorer likt?

Motivet for gratis tildeling av kvoter er at eksisterende konkurranseutsatt industri ikke skal få tøffere vilkår

² Merk at norske kroner har styrket seg med 5 prosent gjennom 2005 slik at prisen i norske kroner har steget noe mindre gjennom året enn prisen i Euro

³ EU-kommisjonen har uttalt at den ikke vil godta at utslipp i 2005-7 vil danne grunnlag for tildeling i 2008-12. Tildeling etter 2012 kan imidlertid bli basert på utslipp i inneværende periode, ettersom avstanden i tid til før systemet trådte i kraft blir stor.

enn i andre land. Dette motivet er imidlertid lite relevant for nye kraftverk. Det kunne tale for færre kvoter til kraftverk enn til industribedrifter. Det norske systemet har imidlertid behandlet alle sektorer likt. EU aksepterer forskjellsbehandling av sektorer, og de fleste EU-land har behandlet kraftsektoren tøffere enn annen industri.

Følger Norge EU's regler for nye kraftverk?

Det har vært mye fokus rundt likebehandling av gasskraftverk i Norge og EU. I praksis har Norge valgt en annen tilnærming enn EU. I EU har hvert land måttet angi hvor mange kvoter som skal settes av til nye bedrifter, mens norske myndigheter først tok imot søknader fra bedriftene. I Tyskland utgjør for eksempel andelen for nye bedrifter bare 0,6 prosent av samlet kvotemengde. Dersom behovet for kvoter fra nye bedrifter er større enn dette, må resten av behovet dekkes ved kjøp av kvoter i markedet. Til sammenligning vil årlige utslipp fra gasskraftverket på Kårstø utgjøre 20 prosent av samlet norsk kvotemengde (på grunn av sen oppstart i 2007 vil andelen være 5 prosent det året).

Stimulerer kvotesystemet til CO₂-håndtering og CO₂-fri kraft?

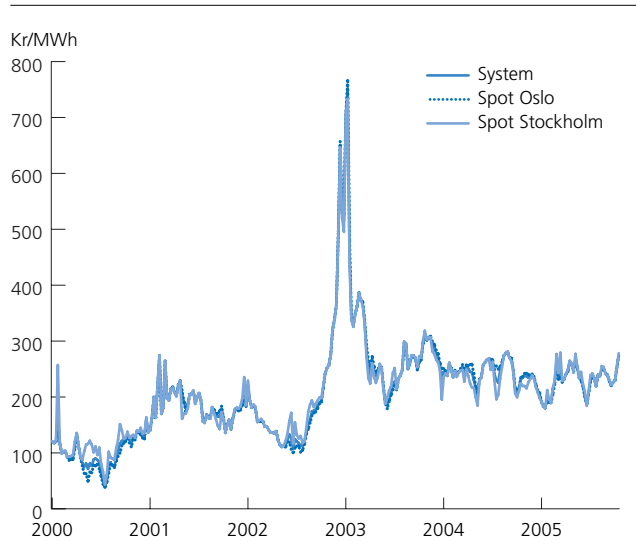
En av hensiktene med klimapolitikken er å stimulere til å ta i bruk teknologier som reduserer CO₂-utslippene, som for eksempel CO₂-håndtering ved gasskraftverk. Dagens kvotesystem er ikke utformet slik. For eksempel får ikke et gasskraftverk med CO₂-håndtering tildelt kvoter på linje med konvensjonelle kraftverk, rett og slett fordi det ikke «trenger» kvoter. De trenger imidlertid opplagt investeringsstøtte for å oppnå lønnsomhet. Kvoter som kan omsettes i markedet kunne være et eksempel på en slik støtte.

Man skulle tro at en hensikt med et kvotesystem for CO₂-utslipp ville være å øke lønnsomheten for CO₂-fri kraft i forhold til gasskraftproduksjon med CO₂-utslipp. Et nytt og effektivt gasskraftverk får imidlertid tildelt nærmere 100 prosent av de kvotene de trenger. Utslippskostnadene er dermed tilnærmet lik null. Et vindkraftverk får naturlig nok ingen kvoter, slik at konkurranseforholdet mellom gass- og vindkraftverk er omtrentlig uendret som følge av kvotesystemet.

Får bedrifter i kvotesystemet redusert lønnsomhet?

Miljøpolitikk anses gjerne å være kostbart for de bedriftene som forurenser, og prinsippet om at forurenser betaler har lenge vært framtreddende i norsk miljøpolitikk. Innføringen av det nye kvotesystemet har imidlertid gitt økt lønnsomhet til mange kraftprodusenter, ikke minst gamle og nye produsenter av gasskraft. De får nesten ingen utslippskostnader, og en viss økning i prisen – ikke bare for den siste enheten men for hele produksjonen. Siden store deler av produksjonen ikke får økte kostnader, men økt pris, øker lønnsomheten for disse forurensende teknologiene.

Figur 2. Ukentlig system og spot priser på NordPool. Kr/MWh



Kilde: NordPool.

Slår kvoteprisen fullstendig over i kraftprisen?

Det har vært mye oppmerksomhet rundt sammenhengen mellom kvoteprisen og kraftprisen. En kan få inntrykk av at det prisskiftet vi har hatt i kraftmarkedet de siste årene (se figur 2), når vi ser bort fra «kraftkrisen» i 2002-2003, skyldes innføring av et kvotemarked for klimagassutslipp. I de neste avsnittene vil vi gå nærmere inn på forholdet mellom kvotemarkedet og kraftmarkedet. Vi vil argumentere for at kvoteprisen ikke gir så stor økning i kraftprisen som mange hevder, både på kort sikt (dvs. innenfor et år) og spesielt på lang sikt (dvs. etter 5-10 år). Dette skyldes både forhold i kraftmarkedet og reglene for tildeling av kvoter. De siste årenes prisutvikling skyldes hovedsakelig andre faktorer.

Hva bestemmer kraftprisene på kort sikt?

For å klargjøre problemstillingen vil vi først diskutere hva man mener med kraftpris, jf. boks neste side. Dette kan være en timespris i markedet på for eksempel Nord Pool, en pris over en lengre periode, en kontraktspris eller en terminpris. De fleste som diskuterer temaet snakker om markedspriser over en periode, for eksempel den timeveide spotprisen over en uke eller måned. Vi legger til grunn en slik gjennomsnittlig spotpris i våre vurderinger. Etter hvert vil vi trekke inn kvoteprisen for CO₂-utslipp, men i første omgang vil vi se bort fra effekten av gratis tildeling av utslippskvoter.

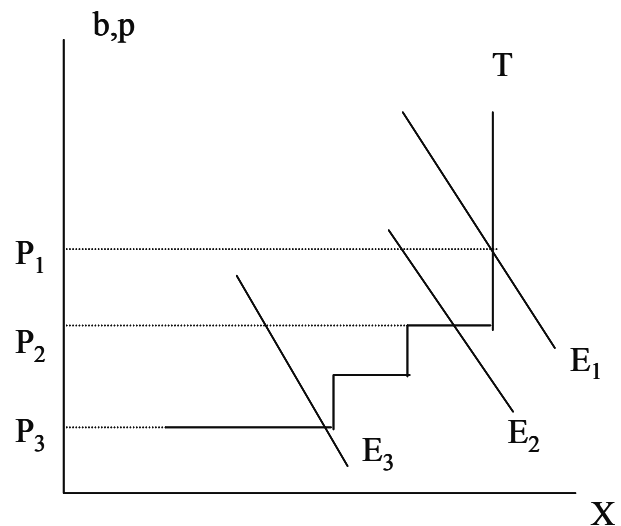
Figur 3 er en stilisert beskrivelse av kraftmarkedet på NordPool. Ved hjelp av denne kan vi forklare noen helt sentrale elementer i prisfastsettelsen. Tilbudskurven T er stigende, det vil si at kapasitetene (x) er rangert etter stigende kostnader (b). Her kan vi tenke oss at vannkraft er billigst siden driftskostnadene ved denne teknologien er svært små. Etter hvert kommer atomkraftverk, gasskraftverk, kullkraftverk, oljefyrte

På kraftbørsen NordPool fastsettes en systempris på kraft i markedet time for time. Systemprisen er en beregnet likevektspris mellom tilbud og etterspørsel i det nordiske området (NordPool-området) i de tilfeller det ikke eksisterer beskrankninger i overføringsystemet. Ved beskrankninger i overføringsystemet beregnes områdepriser eller spotpriser for de ulike områdene, for eksempel en spotpris for Norge og en for Sverige eller spotpriser for mindre områder innen hvert land. Generelt vil spotprisen ligge over systemprisen i et underskuddsområde og under systemprisen i et overskuddsområde. I tillegg eksisterer bilaterale kontrakter utenfor NordPool. Når kraftpriser omtales i media, menes som regel en pris for kraft over et lenger tidsintervall enn en time - gjerne over en måned, et kvartal eller et år. Nordpool oppgir gjennomsnittlige kraftpriser over slike intervaller. Disse gjennomsnittsprisene er timeveide priser - ikke volumveide. I statistikk fra Statistisk sentralbyrå over kraftpriser er prisene som regel volumveide per kundegruppe og inneholder en blanding av ulike typer kontrakter (faste kontrakter, variable kontrakter, spotkontrakter). Dette betyr at prisene fra disse kildene ikke direkte kan sammenlignes, verken på nivå eller i utvikling. I det følgende vil vi med prisutvikling mene utviklingen i den gjennomsnittlige prisen på NordPool over et noe lenger tidsintervall - for eksempel et kvartal eller et år. Likevel er det viktig å være klar over at disse prisene er gjennomsnitt over priser på timebasis. Det betyr at egenskaper ved kraftmarkedet på svært kort sikt kan bety noe for prisutviklingen på lenger sikt. Da kan forenklete teknologiresonnementer gi gale konklusjoner om hvordan kvotepriser slår ut i kraftmarkedet.

kraftverk etc. Legg merke til at det kan være forskjell på kortsiktig og langsiktig rangering etter kostnader da kapitalkostnadene er svært forskjellige ved de ulike teknologiene. Anta nå at etterspørselen (E) er fallende i prisen (p) - det vil si at lav pris gir høy etterspørsel og høy pris gir lavere etterspørsel. Samtidig vil etterspørselen skifte utover (fra E_2 til E_1 som betyr mer forbruk til de samme prisene) og innover (fra E_2 til E_3 som betyr mindre forbruk til de samme prisene) etter som for eksempel utetemperatur og aktivitetsnivå (konjunkturer, natt og dag etc.) endres.

La oss nå anta en normal vinterdag med rimelig høy etterspørsel E_2 . Da vil i vårt eksempel prisen i markedet klarere ved kostnaden ved å drifte for eksempel et kullfyrt kraftverk - det vil si P_2 . Kostnaden ved å drifte et vannkraftverk bestemmes av blant annet kullkostnaden, effektiviteten, kostnaden ved å kjøpe eventuelle utslippstillatelser (CO_2 kvoter) og andre driftskostnader. Andre ganger kan prisen bli bestemt av kostnaden i et gasskraftverk hvis det er den aktuelle marginale teknologien. Da er gassprisen og utslippskostnaden sentrale. I driftsbeslutningen vil utslippskostnaden ved en slik statisk tilnærming i utgangspunktet være rent additiv til andre kostnader - det vil si at utslippskostnaden veltes hundre prosent over i prisen i dette tilpasningspunktet. Dette er uavhengig av en eventuell gratis kvotetildeling, dersom tildelingen er fullstendig upåvirket av bedriftens atferd (se neste avsnitt), da

Figur 3. Et stilisert kraftmarked



tildelte kvoter kan selges og dermed representere en alternativkostnad for bedriften.

I enkelte tilfeller kan utslippkostnaden endre rekkefølgen på teknologier - for eksempel kan kullkraft bli dyrere enn gasskraft inklusive utslippskostnader. Da vil prisen bare stige til den nye kostnaden for gasskraft og ikke til kostnaden for kullkraft inklusive kvotepris.

I en driftsbeslutning for et termisk kraftverk er også start- og stoppkostnader viktige. Hvis kraftverket forventer en varig høyere kraftpris vil kraftverket startes opp. Hvis de venter en varig lavere kraftpris vil kraftverket stoppes. Effektiviteten i et kraftverk er dårligere i oppstart og nedkjølingsperioden enn i en optimal driftssituasjon. En kvotepris på utslipp vil påvirke disse start- og stoppkostnadene både ved at driftskostnaden endres (hvor høy må prisen være for at verket stoppes), men også ved at start- og stoppkostnadene i seg selv endres da lavere effektivitet også betyr høyere utslipp. Hva dette betyr for overveltning av CO_2 kostnaden i kraftmarkedet er uklart.

La oss nå i stedet anta at etterspørselen er som E_3 i figur 3, det vil si at det nå er kostnaden ved et vannkraftverk som bestemmer prisen. Den rene driftskostnaden i et vannkraftverk er svært liten (1-2 øre/kWh). Det skjer imidlertid nesten aldri at kraftprisen i markedet tilsvarer en slik lav kostnad. Det skyldes at vann kan lagres fra periode til periode. En vannkraftprodusent vil forsøke å jevne ut den prisen han får for vannet i form av kraftproduksjon i ulike perioder. Med uendelige vannlagre og med uendelige overføringsmuligheter mellom vannkraftdominerte områder og områder som er basert på termisk produksjon (atomkraft, kullkraft, gasskraft etc) vil prisen også i slike tilfelle bestemmes av marginalkostnaden i den alternative teknologien - for eksempel gasskraft. Det er altså det alternativet som bestemmer vannverdien som

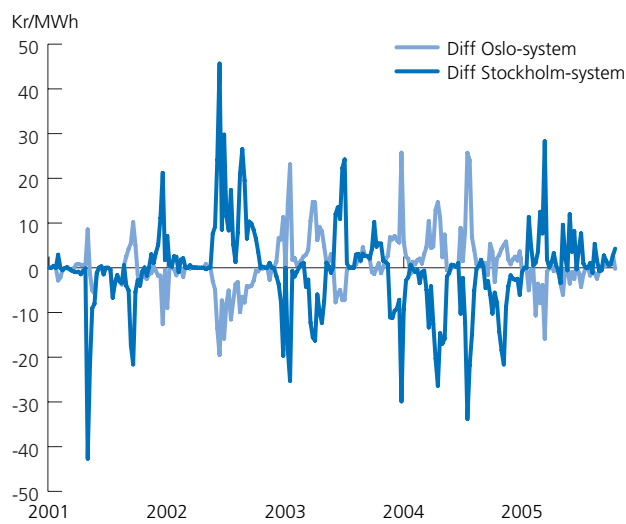
er den viktigste marginalkostnaden i et vannkraftverk. Det er i utgangspunktet uklart hvilken teknologi det er da det kan variere over tid (hvor høy etterspørselen er i forhold til kapasitetene, se ovenfor). Hvis det er atomkraft som er den alternative teknologien, vil CO₂-kvotepris ikke påvirke kraftprisen. Hvis det er gasskraft eller kullkraft som er den alternative teknologien, vil CO₂-kostnaden overveltes direkte, men påslaget blir ulikt avhengig av hvilken av teknologiene som produserer da utslipp pr. produsert enhet er forskjellig.

Nå er imidlertid verken lagerkapasiteten for vann eller overføringskapasiteten i praksis uendelig. Det betyr at det fra tid til annen (oftere og oftere etter hvert som overskuddskapasitet forsvinner) oppstår regionale markeder. I slike markeder vil generelt vannverdien være lavere enn kostnaden ved de alternative termiske teknologiene. Da vil ikke CO₂-kostnaden overveltes i det begrensede kraftmarkedet. Spesielt i vårmånedene med stor snøsmelting er lagerkapasiteten for vann begrenset i forhold til tilsiget - for eksempel har flere vannkraftverk på Østlandet ikke magasiner - de er rene elvekraftverk. Da vil ikke CO₂-kostnaden ha betydning for prisen i kraftmarkedet i det begrensede markedet.

Et tredje alternativ som har en klar relevans for spørsmålet om overveltning av CO₂-kostnaden er når etterspørselen er som E₁ i figur 3. I dette tilfellet er produksjonskapasiteten begrenset. Den vanlige kortsiktige marginalkostnaden er P₂ siden dette er det siste kraftverket som ble satt inn i produksjon. Kapasiteten ved en pris lik denne kostnaden er begrenset i forhold til etterspørselen. Ikke all etterspørsel kan tilfredstilles til denne prisen. Da må prisen øke for at markedet skal klareres. Prisen blir nå P₁. Forskjellen mellom P₁ og P₂ kaller vi gjerne en skyggepris på kapasitet. Denne sier noe om lønnsomheten ved å investere i ny utvidet kapasitet, men dette tar tid. I et marked hvor det er foretatt en tilnærmet optimal kapasitetsutbygging vil en ofte komme i en situasjon hvor det oppstår skranker som gir en skyggepris. I svært mange år etter dereguleringen av kraftmarkedene i Norden har en hatt overskuddskapasitet. I de senere år har etterspørselen steget slik at en nå nærmer seg det punktet da det vil være lønnsomt med ny utbygging. Da oppstår det skyggepriser oftere og oftere.

Hvis vi nå antar at det innføres en CO₂-kostnad som er mindre enn P₁-P₂ så vil ikke CO₂-kostnaden medføre prisøkning i det hele tatt i kraftmarkedet. CO₂-kostnaden «erstatte» skyggeprisen på kapasitet. Markedet kan ikke ta ut en så høy skyggepris på kapasitet som uten denne CO₂-kostnaden. Avkastningen til kraftprodusentene går ned. På lang sikt betyr det mindre utbygging (altså at CO₂-kostnaden slår gjennom), men på kort sikt vil ikke CO₂-kostnaden bety noe for kraftprisen. Hvis CO₂-kostnaden er større enn P₁-P₂, vil deler av CO₂-kostnaden slå gjennom i prisen på kraft.

Figur 4. Prisforskjeller mellom de nordiske landene

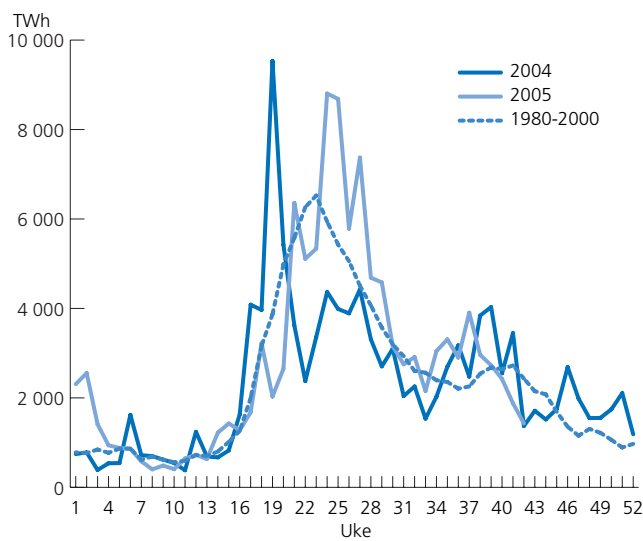


Kilde: NordPool.

Betydningen av overføringskranker

Ovenfor har vi beskrevet noen typiske tilfeller for klareringen av kraftmarkedet på Nordpool. Det framgår at i noen tilfeller vil CO₂-kostnaden overveltes direkte i kraftprisen, men i mange tilfeller vil bare deler eller ingenting av denne overveltes. Hvis vi nå ser på de gjennomsnittlige prisene på kraft over en litt lenger periode (måned, kvartal, år), er det dermed opplagt at de gjennomsnittlige kraftprisene ikke vil øke like mye som den marginale kostnaden i for eksempel et kullkraftverk eller et gasskraftverk. Når en skal tolke de bakenforliggende faktorer bak den senere tids skift i kraftpriser, må hele spekteret av forklaringsfaktorer studeres. De siste årene har kraftmarkedet blitt strammere (altså oppstår skyggepriser på kapasitet), et strammere marked gir større omfang av transmisjonsbegrensninger som separerer markedet og gir ulik prisutvikling i ulike områder, primærenergien i termiske kraftverk har blitt stadig dyrere (kull-, olje- og gasspriser har steget til dels kraftig) og endelig har CO₂-kostnaden bidratt.

Det kan være vanskelig å fastslå i hvor stor grad overføringskranker mellom land har hatt betydning for utviklingen i kraftpriser. En kan måle hvor ofte det er skranker, men hvor alvorlig er denne skranken for prissettingen? Figur 4 gir en indikasjon på dette. Den viser utvikling i spotprisen i det svenske og norske markedet i forhold til systemprisen, som et timesveid ukesnitt. Den viser at det stadig er prisforskjeller, som skyldes transmisjonsbeskrankninger. Omfanget av skranker og prisforskjellen har ikke økt, men endret noe karakter over perioden 2001-2005. Året 2001 var om lag normalt tilsigs- og produksjonsmessig, mens årene 2002 og 2003 var helt spesielle med svært alvorlige skranker på grunn av manglende tilsig til vannmagasinene høsten 2002, se Bye (2004). Dette skulle kanskje tilsi at prisvariasjonene burde avta når tilsigene ble mer normale og magasinene ble fylt opp til normalen igjen. På den annen side øker etterspør-

Figur 5. Tilsig av vann til norske magasiner, 2004, 2005 og gjennomsnitt 1980-2000

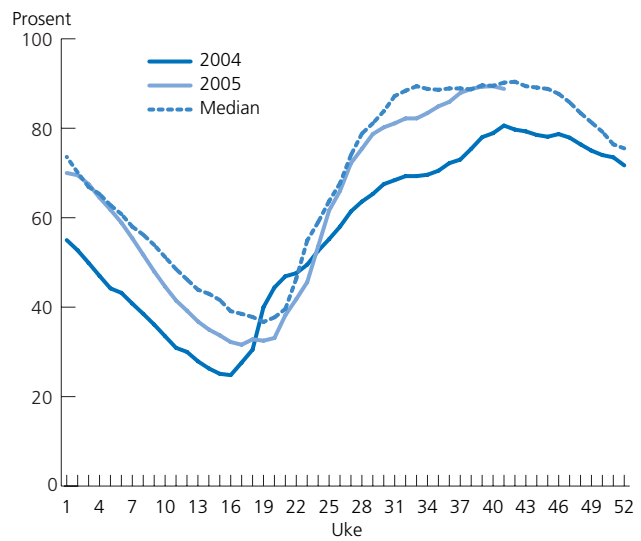
Kilde: NVE.

selen mens produksjonskapasiteten ikke øker tilsvarende. Det burde øke omfanget av skranker. Så langt i 2005 har Sverige vært et underskuddsområde med høyere priser enn systemprisen, mens Norge har vært et overskuddsområde. Figuren viser tydelig at transmisjonsskranker har en vesentlig influens på prisutviklingen.

Tilsig av vann til reservoarene

Figur 5 viser utviklingen i tilsig av vann til norske magasiner i årene 2004-2005 sammenlignet med gjennomsnittet for perioden 1980-2000. Totale tilsig i 2004 var om lag 3 TWh over det normale, spesielt kom det relativt mye tilsig gjennom snøsmeltingen og høstregnet, mens sommerperioden var tørr. Isolert sett kan en si at 2004 dermed i gjennomsnitt bidro om lag nøytralt til prisbildet for elektrisitet. I 2005 har tilsiget så langt vært svært høyt, spesielt ved svært stor og sen snøsmelting utover sommeren. I løpet av de 43 første ukene har tilsiget vært like stort som det normalt er for hele året. Hvis tilsiget blir normalt for resten av året ligger vi an til et totalt tilsig for hele 2005 som er 14 TWh over det normale - det vil si samlet 132 TWh. Isolert sett skal dette ha bidratt til at mindre av de kostbare teknologiene skal ha vært utnyttet i nabolandene, altså et bidrag til lavere priser enn vi normalt ville ha hatt uten dette ekstraordinære tilsiget. Spesielt var tilsiget høyt i begynnelsen av året og gjennom sommer og tidlig høst i 2005.

I figur 6 ser vi at vi gikk inn i 2004 med et vesentlig mindre vannlager enn normalt. Gjennom 2004, spesielt sommeren og høsten, ble vannlagrene bygget opp til om lag det normale. Dette på tross av at tilsiget var kun 3 TWh over det normale samlet over året. Det

Figur 6. Utvikling i vannlager i norske magasiner, 2004, 2005 og median

Kilde: NVE.

betyr at utviklingen i tilsig og vannlager bidro til relativt sett høyere kraftpriser i 2004 enn vi ville hatt uten en slik lageroppbygging. I 2005 gikk vi inn i året med en om lag normal lagerbeholdning av vann, og i uke 42 var lagerbeholdningen fortsatt normal. Det store ekstratilsiget, om lag 14 TWh over normalen, så langt i år har dermed klart bidratt til lavere priser. Det relativt høye prisnivået på kraft i 2005 sammenlignet med tidligere må derfor tilegnes utviklingen i andre kostnadskomponenter, se nedenfor.

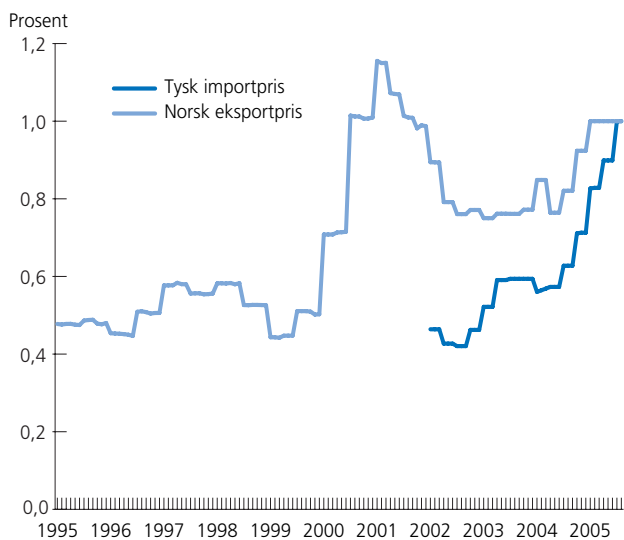
Gass som innsatsfaktor i kraftproduksjon

Gass blir en stadig viktigere innsatsfaktor i europeisk kraftproduksjon. Derfor vil utviklingen i gasspriser få en stadig større betydning for utviklingen i kraftprisene. I figur 7 ser vi prisutviklingen på eksport av norsk gass i perioden januar 1988 til august 2005. Figuren viser også utviklingen i gjennomsnittlig tysk importpris på gass de siste 3,5 årene. Fram til januar 2000 lå prisen på norsk eksport av gass rundt 50-65 øre/Sm³. I dag ligger den på om lag 115 øre/Sm³. Prisen steg gradvis opp til et toppnivå i mars 2001 for deretter å falle igjen fram mot sommeren 2003. Dette var i den anstrengte perioden for kraft-forsyningen i de nordiske landene. Høy gasspris falt sammen med høy kraftpris og kan ha bidratt til å forsterke effekten på kraftprisen som fulgte av lite tilsig til vannreservoarene. Etter dette har igjen gassprisen steget nesten opp mot det doble av hva den var før år 2000.⁴

I Tyskland har prisen steget kontinuerlig de to siste årene. Siden eksisterende kapasitet i kraftforsyningen nå i stor grad er utnyttet, vil gassprisen være med å bestemme prisnivået framover siden det er den minst forurensende teknologien som kan bygges ut i stor

⁴ I NVE (2005) vises en graf der gassprisen har vært flat gjennom året 2005. Prisen som brukes der er en spotpris på gass i det europeiske markedet.

Figur 7. Prisutviklingen på gass. Indeks. August 2005=1



Kilde: Statistisk sentralbyrå, Utenrikshandelsstatistikk og World Gas Intelligence (weekly edition).

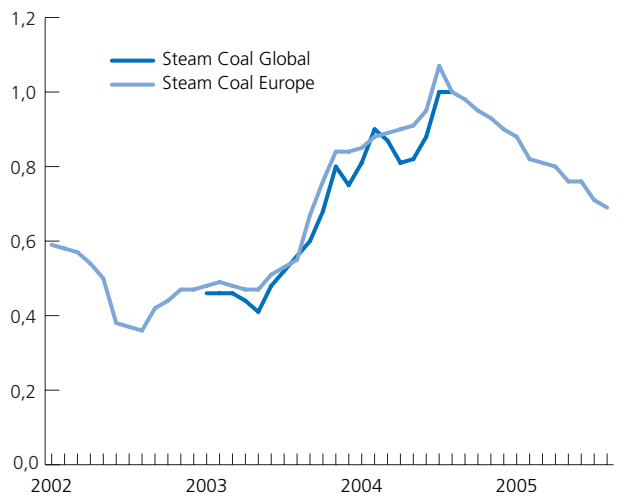
skala i europeisk kraftforsyningsammenheng. Tar en utgangspunkt i gassprisen vist i figuren og sammenholder det med utviklingen i kvoteprisen i figur 1 foran ser vi at det er en nær sammenheng - sterk økning i gasspris og sterk økning i kvotepris. Den sterke økningen i gasspris gjør at overgangen fra kull til gass går tregere - selv om også kullprisen har økt. Da blir utslippskravene strammere og kvoteprisene må øke.

Kull en fortsatt viktig innsatsfaktor

Selv om gass blir viktigere og viktigere i europeisk kraftproduksjon, er stadig kull den dominerende primære energikilden i termiske kraftverk. Overgang til gass er avhengig av den relative prisutviklingen på de to energibærerne. Figur 8 viser prisutviklingen på steam coal, som blant annet går til kraftproduksjon, på hhv. global basis og i Europa. Kurvene følger hverandre nært. Kullprisen har vært kraftig stigende de siste årene.

Igjen ser vi at den primære energikilden i termiske verk steg samtidig med vannkrisen i de nordiske reservoarene. Etter at magasinene igjen begynte å fylles utover i 2004 fortsatte kullprisene å stige. Ved siden av økningen i gassprisen som er omtalt ovenfor utgjør dette opplagt en viktig grunn til at kraftprisene i det europeiske og nordiske kraftmarkedet i dag er vesentlig høyere enn de var før kraftkrisen i 2002. En kan godt si at tilsigskrisen i 2002 i løpet av 2004 og 2005 er erstattet av en primær «energikrise» i den forstand at kostnaden ved disse energibærerne har fordoblet seg i perioden. Da primærenergien utgjør fra 60-70 prosent av de kortsiktige kostnadene i termiske kraftverk, er det rimelig at kraftprisen stiger kraftig. Samtidig er denne perioden preget av en overgang fra kull som marginalteknologi i det europeiske kraftsystemet til at gass får en stadig større plass i markedet. Fallende kullpriser blir på en måte «erstattet» av økende

Figur 8. Prisutviklingen på kull. Indeks. Oktober 2004=1



Kilde: globalcoal.com, worldcoald.org, em.gov.bc.ca

gasspriser. Denne prisutviklingen gjør samtidig overgangen til gass dyrere, noe som igjen har en innvirkning på utviklingen i kvoteprisene for klimagassutslipp.

Liten endring i kjernekraft

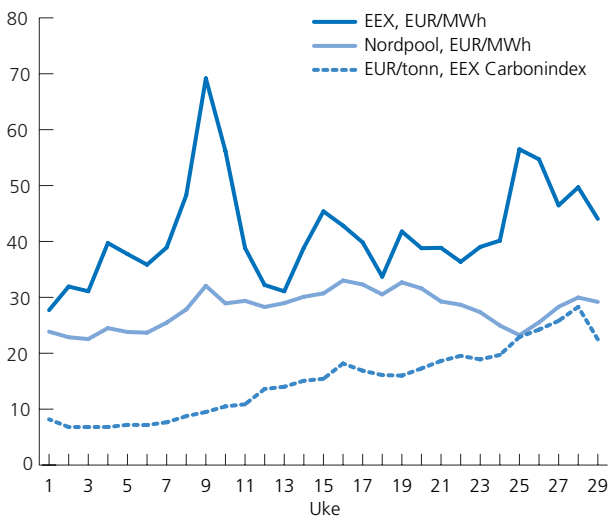
Det har vært små endringer i kapasiteten for kjernekraft det siste året. To kraftverk, ett i Sverige (Barsebäck 2) og ett i Tyskland (Obrigheim), med totalt 940 MW har blitt nedlagt, men produksjonen fra Barsebäck var lav også i 2004. Ingen nye kjernekraftverk har blitt bygd, men i Finland har man startet bygging av et nytt verk. Alt i alt er det liten grunn til å tro at endringer i kjernekraftproduksjonen har påvirket kraftprisene særlig det siste året.

Hva så med kvotemarkedet og kraftmarkedet?

Vi så av figur 1 at prisen for utslippskvoter har blitt nærmere tredoblet siden nyttår. Figur 9 viser utviklingen i kvoteprisen for CO₂-utslipp, spotprisen for kraft på EEX børsen (tysk kraftpris) og spotprisen på kraft på NordPool. Den viser at selv om kvoteprisen har steget kraftig i pris, har spotprisen på Nordpool og EEX vist en vesentlig flatere tendens. Spesielt ser det ut som Nordpool-prisens utvikling ikke har blitt preget av utviklingen i kvoteprisen da spotprisen er nærmest konstant gjennom denne perioden.

Dette antyder at gjennomslaget fra CO₂- til kraftpris i det nordiske markedet er beskjedent. Vi ser dessuten at variasjonen i prisen på kraft spesielt ved EEX er meget stor i forhold til variasjonen i kvotepris. Dette understreker at prisutviklingen i kraftmarkedet er bestemt av komplekse forhold så som primære energipriser, kapasiteter og transmisjonsforhold. Dermed er det ingen enkel sammenheng mellom kvotepriser og kraftpriser på kort sikt.

Figur 9. Prisutviklingen på utslippskvoter og kraft



Kilde: Fosse et al (2005).

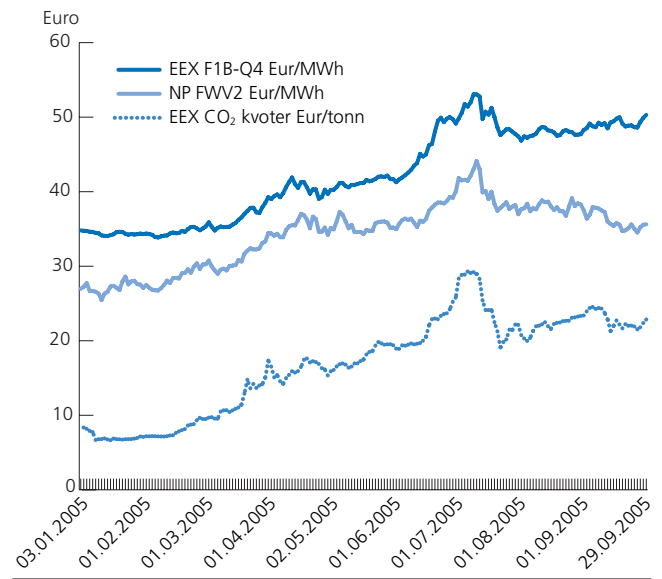
Figur 10 viser utviklingen i terminprisene på Nordpool og EEX sammenstilt med utviklingen i kvoteprisen for utslipp av CO₂. Terminprisene er prisen på prissikringstjenester for kraft ved NordPool i 4. kvartal 2005 målt på løpende tidspunkter. Det betyr at oppgjørstidspunkt kommer nærmere og nærmere. Den viser en tilsynelatende god sammenheng mellom kvoteprisen og terminprisene på EEX og Nordpool. Kvoteprisen utgjør imidlertid kun en liten andel av de totale kostnadene ved kraftproduksjon - i størrelsesorden 10-15 prosent med de kvotepriser som gjelder i dag. Dessuten er det tvilsomt om hele økningen har slått ut i kraftprisen - jfr. resonnementene ovenfor.

Hvor mye av kvoteprisen overveltes til kraftprisene?

Ved hjelp av den nordiske energimarkedsmodellen NORMOD-T har vi forsøkt å beregne i hvilken grad økte kvotepriser slår ut i prisene i kraftmarkedet. Vi har ikke tatt hensyn til effekten av gratis tildeling av kvoter i disse beregningene, noe vi diskuterer i de neste avsnittene. Siden det europeiske markedet kun er stilistisk håndtert i denne detaljerte nordiske modellen, har vi gjort beregning under ulike forutsetninger for utviklingen i det tyske markedet (basert på bl.a. ECN, 2005) for å se hvor viktig transmisjon mot dette markedet er i forholdet til det nordiske markedet. Av analysen framgår at:

- Kvotepriser i det tyske markedet slår i begrenset grad ut i kraftprisene i det nordiske markedet ved de nåværende transmisjonskapasiteter.
- Kvotepriser på det nåværende nivå i det nordiske markedet slår bare delvis ut i det nordiske kraftmarkedet, men avhenger av blant annet etterspørselseffekter. Ved noe prisfølsom etterspørsel (gjen-

Figur 10. Prisutviklingen på 4. kvartals future pris og kvotepris



Kilde: Fosse et al (2005).

nomsnittlig priselastisitet lik $-0,25$) slår om lag halvdelen av kvoteprisen igjennom i den årlige utviklingen i kraftprisen. Dersom etterspørselen er svært lite prisfølsom, blir overveltningen rundt 70 prosent.⁵

- Dette viser at de andre faktorene som er omtalt ovenfor, som priser på primære energikilder, produksjonskapasiteter, samspill mellom svært ulike teknologier og transmisjonsskranke, må ta mye av skylden for den prisutviklingen vi har sett i kraftmarkedet de siste årene, jf. figur 2. Denne konklusjonen forsterkes av at modellen ikke fanger opp effektene av gratis tildeling, som bidrar til å redusere overveltningen fra kvoteprisen til kraftprisen (se nedenfor). ECN (2005) finner også at overveltningen i Tyskland og Nederland hittil i år har vært mindre enn tradisjonelle modellsimuleringer skulle tyde på.

Investeringer i nye kraftverk, kvotepris og kraftpris på lang sikt

På lang sikt, dvs. etter 5-10 år, bestemmes nivået for kraftprisen av enhetskostnadene for nye kraftverk. Bygging av nye kraftverk skjer først når kraftprisen er tilstrekkelig høy til å gi lønnsomhet for de nye investeringene. Dersom nye kraftverk måtte kjøpe alle utslippskvotene av staten eller i markedet, ville enhetskostnadene økes fullt ut i tråd med økninger i kvoteprisen. Siden nye kraftverk får tildelt gratis kvoter, og kvotetildelingen er avhengig av investeringsbeslutningen, blir imidlertid regnestykket ikke så enkelt.

La oss starte med et nærliggende eksempel. Naturkrafts gasskraftverk på Kårstø får i 2007 tildelt kvoter som svarer til 95 prosent av de forventede utslippene.

⁵ Siden kullkraft hovedsakelig er den marginale produsenten i det nordiske kraftmarkedet på kort sikt, er overveltningen målt i forhold til CO₂-kostnadene for et gjennomsnittlig kullkraftverk.

Det er ikke offisielt bestemt hvor mange kvoter kraftverket vil få tildelt i senere perioder, men det er grunn til å tro at Naturkraft har fått noen signaler fra myndighetene. I motsatt fall har selskapet gjort sin beslutning under svært stor usikkerhet. La oss anta at Naturkraft forventer å få tildelt i gjennomsnitt ca. 90 prosent av de kvotene det trenger i løpet av levetiden for kraftverket. Merk at tildelingen ikke er i absolutte utslipp, men i prosent av de utslipp verket vil ha. Verket kan heller ikke uten videre selge kvotene ved redusert produksjon - da blir de i stedet inndratt av staten. Det innebærer at selskapet må betale en kvotepris for kun 10 prosent av utslippene. Gasskraftverket vil slippe ut ca. 0,35 kg CO₂/kWh produsert kraft. Ved en kvotepris på 200 kroner pr. tonn CO₂ må selskapet derfor kjøpe utslippskvoter verdt ca. 0,7 øre pr. kWh produsert.⁶ Det betyr at Naturkraft trenger en kraftpris som er 0,7 øre/kWh høyere enn dersom kvotesystemet ikke var innført for å oppnå lønnsomhet. Hvis selskapet hadde måttet kjøpe alle sine kvoter selv, ville det trenge 7 øre/kWh høyere kraftpris enn tidligere. Sammenhengen mellom kvoteprisen og kraftprisen er derfor svært avhengig av reglene for tildeling av kvoter.

Hvordan er tildelingsreglene i andre land? I Danmark får nye kraftverk tildelt kvoter som svarer til utslippene fra et nytt og effektivt gasskraftverk. Det gjelder uansett om det nye kraftverket er basert på kull eller gass, selv om et nytt, effektivt kullkraftverk slipper ut litt over dobbelt så mye som et nytt gasskraftverk (ca. 0,8 kg. CO₂ pr. kWh produsert kullkraft). Dette innebærer at nye gasskraftverk får tilnærmet ingen utslippkostnad, mens nye kullkraftverk får en betydelig kostnad knyttet til kjøp av kvoter. Selv et nytt kullkraftverk trenger imidlertid langt lavere kraftpris enn om det måtte kjøpe alle kvotene i markedet, slik at overveltningen av kvoteprisen i kraftprisen blir begrenset selv om danske kullkraftverk skulle være på marginen. Det danske systemet gir iallfall riktige insentiver med hensyn til overgang fra kull- til gasskraft. Insentiver til å skifte til fornybar energi er likevel noe begrenset både i Danmark og Norge, i og med at gasskraftverk knapt får noen utslippkostnad (fornybar kraftproduksjon får ingen kvoter).

I Tyskland er vilkårene for kullkraft vesentlig gunstige. Et nytt kullkraftverk får tildelt omtrent 90 prosent av de kvotene det trenger, mens et gasskraftverk får nesten 100 prosent. Det betyr at et nytt tysk kullkraftverk trenger en kraftpris som er kun 1,6 øre/kWh høyere enn prisen det trengte uten kvotesystemet (ved en kvotepris på 200 kr. pr. tonn CO₂). Hvis kraftverket hadde måttet kjøpe alle kvotene, ville det trengt 16 øre/kWh høyere kraftpris enn tidligere for å oppnå lønnsomhet. Kombinasjonen av gunstige tildelingsregler for nye tyske kullkraftverk og høye gasspriser har gjort det mer fristende å satse på kullkraft enn

gasskraft i dagens tyske marked. Kraftverk som bygges i denne treårsperioden har dessuten fått løfter om gratiskvoter i samme størrelsesorden i ca. 15 år framover.

Med stigende kvote- og kraftpris kan det kanskje være fristende å bygge et nytt kullkraftverk, få tildelt store mengder gratiskvoter, og så produsere mindre enn "planlagt" og selge en stor del av de tildelte kvotene. Dette er naturlig nok ikke tillatt. Dersom et nytt kraftverk produserer mindre enn det som er lagt til grunn for tildelingen av kvoter, blir tildelingen justert i etterkant slik at kraftverket må levere tilbake tildelte kvoter til myndighetene. Et nytt tysk kullkraftverk som reduserer produksjonen, vil derfor i praksis kun sitte igjen med 10 prosent av kvoteprisen.

De ulike reglene for tildeling av kvoter på tvers av land gir mange utslag. Et av dem er at lønnsomheten for nye tyske kullkraftverk har økt i forhold til tilsvarende danske, rett og slett fordi tyske verk får tildelt flere gratiskvoter enn danske verk. EU-kommisjonen har uttalt at den ønsker en større grad av harmonisering av tildelingsreglene på tvers av land. Dette virker fornuftig.

Har de langsiktige tildelingsreglene noen effekt på kort sikt?

På kort sikt er tildelingen av kvoter i stor grad gitt. Vi har allerede diskutert hvordan kvoteprisen kan påvirke kraftmarkedet dersom kvotene ble auksjonert, eller tildelingen var helt upåvirkelig. I dette avsnittet vil vi gå inn på hvordan tildelingsreglene på lang sikt også kan påvirke kvotemarkedet og kraftmarkedet på kort sikt.

For det første er det slik at i flere land vil en stor reduksjon av produksjonen føre til inndragelse av kvoter. Det gjelder blant annet i Norge, der tildelingen er gjort avhengig av virksomhetens omfang (gjelder bare ved "vesentlige endringer" ift. basisåret, jf. Miljøverndepartementet, 2004). I Tyskland blir kvotene inndratt av myndighetene dersom produksjonen reduseres med mer enn 40 prosent. Dette kan være en skranke for en del gamle tyske kullkraftverk, som uten denne begrensningen kunne finne det lønnsomt å legge ned produksjonen, selge store mengder gratiskvoter, og sitte igjen med et pent overskudd. I Danmark er det ingen slik regel. Det betyr at det danske systemet er mer effektivt, samtidig som det gir eksisterende kraftverk svært gunstige "fallskjermer".

Et annet element som er mer usikkert, men potensielt svært viktig, er spørsmålet om hvordan tildelingen av kvoter vil være i framtida. Tildelingen i inneværende periode er basert på utslipp rundt år 2000 (varierer mellom landene). EU-kommisjonen har uttalt at tildelingen av kvoter i 2008-12 ikke skal baseres på utslipp

⁶ 0,35 kg/kWh * 0,001 tonn/kg * 200 kr/tonn * 100 øre/kr * 10%

(eller produksjon) i inneværende periode (2005-7), men det er ikke gjort noen offisiell beslutning om dette ennå. Hva som skjer fra 2013 er iallfall svært usikkert. Dersom tildelingen fortsatt skal være basert på historiske utslipp (eller produksjon), vil det nok virke urettferdig om bare utslipp før 2005 skal ha betydning. Det er derfor langt fra usannsynlig at dagens utslipp eller produksjon vil danne grunnlag for senere tildelinger. Alternativet er trolig at reglene for nye bedrifter legges til grunn for eksisterende bedrifter også. I så fall vil sammenhengen mellom kvotepris og kraftpris bli omtrent den samme på kort som på lang sikt (se over).

Hva er effekten på kort sikt dersom dagens kraftprodusenter tar hensyn til at framtidig tildeling av kvoter kan være avhengig av deres utslipp eller produksjon i dag?⁷ La oss sette opp (forventede) marginale inntekter og kostnader for en kullkraftprodusent som vurderer å øke sin produksjon med en enhet:⁸

Marginalkostnader: K (Driftskostnader, dvs. kjøp av kull etc.) + Q_0 (Kvotekjøp i år)

Marginalinntekter: P_E (Kraftpris) + V (Forventet verdi av framtidig kvote knyttet til dagens produksjon)

En kraftprodusent vil normalt produsere så mye at kostnader og inntekter på marginen er like. Dersom tildelingen i framtida ikke tas hensyn til, ser vi at kvoteprisen overveltes 100 prosent i marginalkostnaden. Hvis alle kraftprodusenter fikk løftet sine marginalkostnader like mye, ville kraftprisen også øke tilsvarende (her ser vi bort fra etterspørselseffekter).

Forventninger omkring framtidige kvotetildelinger kan forrykke denne konklusjonen. Det skyldes at økt produksjon i dag kan gi økt tildeling av kvoter i framtida. Hvor stor er denne verdien? La oss dele den opp i sine ulike faktorer:

- V (Forventet verdi av framtidig kvote knyttet til dagens produksjon) =
- P_1 (Sannsynligheten for at dagens produksjon gir framtidig kvote) *
- P_2 (Sannsynligheten for at kraftverket vil være i drift i framtidig periode) *
- D (Diskonteringsfaktor) *
- R (Forholdet mellom historisk utslipp og tildeling av kvoter) *
- Q_1 (Forventet framtidig kvotepris)

Det er vanskelig å sette tall på alle disse faktorene, men la oss gjøre et forsøk. Anta at $P_1=0,5$, dvs. det er 50 prosent sjans for at dagens produksjon danner

grunnlag for framtidig tildeling. Anta videre at $P_2=0,9$ (en tysk bedrift som legger ned har mulighet til å overføre kvoter til nye bedrifter, noe som reduserer betydningen av P_2). Vi setter $D=0,55$ (7% rente i 8 år) og $R=0,9$ (tildelingen settes lik 90% av historisk utslipp/produksjon). Det er naturlig å anta at kvoteprisen vil stige over tid, så vi setter $Q_1=1,5*Q_0$. Da får vi at $V=0,33*Q_0$. Det vil si at forventet verdi av framtidig kvotetildeling utgjør omtrent en tredel av dagens kvotepris. Dermed vil effekten av kvoteprisen på kraftprisen reduseres med en tredel i dette tilfellet.

Muligheten for at framtidig tildeling kan bli basert på dagens aktivitet fører altså til at kraftprodusentene vil kreve en mindre kraftpris for å produsere enn dersom denne potensielle verdien ikke var tilstede. Dermed løftes ikke kraftprisen like mye som ved full overveltning. Dette er også i tråd med hva ECN (2005) finner for det tyske og nederlandske kraftmarkedet.

Konklusjon

Det nye kvotesystemet for CO₂-utslipp i Norge og EU er utformet på en lite kostnadseffektiv måte, blant annet fordi reglene for tildeling av gratiskvoter påvirker bedriftenes beslutninger på en uheldig måte. Det gir mindre stimulans til å investere i CO₂-frie teknologier og energikilder enn om kvotene ble auksjonert ut eller var totalt upåvirkelig både på kort og lang sikt.

Reglene for tildeling av kvoter gjør at koblingen mellom kvoteprisen og kraftprisen blir svakere og mer uoversiktlig enn om kvotene ble auksjonert ut. Spesielt på lang sikt blir overveltningen av kvoteprisen i kraftprisen langt mindre enn ved auksjonering av kvoter.

Det er også andre årsaker til at kvoteprisen bare delvis slår ut i kraftprisen, og vi har blant annet pekt på overføringsbegrensninger mellom land som gjør at norske kraftpriser bare delvis blir påvirket av kraftpriser på kontinentet. Hvilken kraftteknologi som bestemmer kraftprisen varierer også over døgnet og over året, og kapasiteter i kraftproduksjonen spiller en rolle på kort sikt. Årsaken til relativt høye kraftpriser i dagens marked er i stor grad forårsaket av høye priser på brenslers. Beregninger på en nordisk kraftmarkedsmodell antyder at overveltningen av kvotepriser i prisutviklingen i kraftmarkedet er kun 50-70 %, selv når tildelingsreglene ikke tas hensyn til.

Stadig flere får øynene opp for de store svakhetene ved kvotesystemet som er innført i Europa, og EU's miljøkommissær har uttalt at man må ta en grundig gjennomgang av hvordan man deler ut gratiskvoter (Dimas, 2005). Selv om mange trekk ved systemet er

⁷ Böhringer og Lange (2005) har en interessant analyse av slike tildelingsregler.

⁸ Selv om det virker mer rimelig å se på reduksjoner i kullkraftproduksjonen, er det lettere å resonnerer når det ses på økninger. For enkelhets skyld ser vi dessuten bort fra at et kraftverk har en gitt kapasitet, og typisk vil produsere for fullt i noen perioder (ved høy kraftpris), og ikke produsere i andre perioder (når kraftprisen er lav).

lagt også for neste periode (2008-2012), jobbes det blant annet mot en større grad av harmonisering på tvers av EU-landene. Det er viktig at det utføres en grundig evaluering av det norske systemet, inkludert analyser av hvordan systemet påvirker markedet, før reglene for neste periode bestemmes. Samtidig er det viktig for bedriftene som omfattes av systemet å vite hva de har å forholde seg til om få år.

Referanser

Böhringer, C. og A. Lange (2005): On the design of optimal grandfathering schemes for emission allowances, *European Economic Review* **49** (8), 2041-55.

Bye, T. (2004): A Nordic market under Stress. *Economic Survey 4/2003*, Statistics Norway

Dimas, S. (2005): The EU Emissions Trading Scheme – Looking Back and Forward, Speech/05/317, European Commission. (<http://europa.eu.int/rapid/pressReleasesAction.do?reference=SPEECH/05/317&format=HTML&aged=1&language=EN&guiLanguage=en>)

ECN (2005): *CO₂ price dynamics: The implications of EU emissions trading for the price of electricity*, ECN-05-081, September 2005, Energy Research Center of the Netherlands (ECN).

ECON (2004): *EU Emissions Trading Scheme and the Effect on the Price of Electricity*, ECON Report 2004-081, Stockholm.

EU (2003): Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council of 13 October 2003 establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community and amending Council Directive 96/61/EC, European Commission, Brussels. (<http://europa.eu.int/eur-lex/pri/en/oj/dat/2003/1275/127520031025en00320046.pdf>)

Fosse, L.O., T.A. Jensen og T. A. Johnsen (2005): Kraftmarkedet og handel med CO₂-kvoter i Europa. Tema-artikkel i Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 2. kvartal 2005, NVE.

GECR (Global Environmental Change Report) (2005):

Golombek, R., M. Hoel, S. Kverndokk og O. Wolfgang (1999): *Egenskaper ved tildelingsformer for nasjonale klimagasskvoter*, Frisch rapport 2, 1999.

Keats Martinez, K. og K. Neuhoff (2005): Allocation of carbon emission certificates in the power sector: how generators profit from grandfathered rights, *Climate Policy* **5**, 61-78.

Miljøverndepartementet (2004): *Om lov om kvoteplikt og handel med kvoter for utslipp av klimagasser (klimakvoteloven)*, Ot.prop. Nr. 13, 2004-2005.