

**NORGES HANDELSHØYSKOLE**  
**Bergen, høsten 2005**

**Utredning i fordypnings-/spesialfagsområdet: Samfunnsøkonomi**  
**Veiledere: Professor Lars Mathiesen og professor Frode Steen**

## CO<sub>2</sub>-kvotenes innvirkning på den nordiske kraftprisen

av

Gabriel Støyva

Denne utredningen er gjennomført som et ledd i masterstudiet i økonomisk-administrative fag ved Norges Handelshøyskole og godkjent som sådan. Godkjenningen innebærer ikke at høyskolen innestår for de metoder som er anvendt, de resultater som er fremkommet eller de konklusjoner som er trukket i arbeidet.

## Sammendrag

Denne oppgaven tar for seg sammenhengen mellom det europeiske markedet for utslippskvoter og det nordiske elektrisitetsmarkedet. Først blir kvotemarkedet inngående beskrevet. Jeg tar for meg bakgrunnen, regelverket, prisdrivere og koblingen til elektrisitetsmarkedet. Deretter kommer en teoretisk analyse hvor jeg tar sikte på å finne den forventede gjennomsnittlige andelen av kvoteprisen som blir lagt på den nordiske strømprisen. Denne faktoren ble vurdert til å være 0,42. Senere kommer en empirisk analyse av det faktiske prisforholdet fra februar til desember 2005. Det viste seg vanskelig å bevise noe statistisk sammenheng. To estimater blir likevel presentert mot slutten av oppgaven.

## Forord

Denne oppgaven er en avsluttende del av min mastergrad i samfunnsøkonomi ved Norges Handelshøyskole i Bergen, og ble i all hovedsak skrevet høsten 2005. Oppgaven tar for seg hvordan prisene på det europeiske utslippskvotemarkedet påvirker den nordiske strømprisen. Jeg har lenge hatt lyst til å ta for meg et marked i arbeidet med masteroppgaven. Valget falt til slutt på det nordiske elektrisitetsmarkedet, men det viste seg snart at mange aktuelle problemstillinger allerede var godt analysert. Etter hvert ble jeg tipset om koblingen mellom kvotemarkedet og elektrisitetsmarkedet, og valgte da å skrive om dette temaet.

En oppgave av denne typen har et begrenset omfang. Mange steder kunne det vært ønskelig å gå dypere ned i materien for å få resultater som trolig vil stemme bedre med virkeligheten. I stedet blir man nødt til å gjøre det beste ut av den informasjonen som er tilgjengelig. Ellers kan man selvfølgelig diskutere prioriteringer og framgangsmåter som er gjort utover i oppgaven. Disse vurderingene har jeg uansett gjort etter beste evne.

Jeg vil benytte anledningen til å takke mine veiledere; Lars Mathiesen for viktige og konstruktive innspill, Frode Steen for god og nødvendig hjelp med økonometrien. Til slutt vil jeg takke min far, Johan Støyva, for nyttige kommentarer og formateringshjelp.

Bergen 13.1.2006

Gabriel Støyva

# Innholdsfortegnelse

<b>Sammendrag</b> .....	<b>2</b>
<b>Forord</b> .....	<b>3</b>
<b>1 Innledning og bakgrunn</b> .....	<b>6</b>
1.1 Innledning.....	6
1.2 Problemstilling .....	6
1.3 Kvotesystemet.....	7
1.3.1 Bakgrunn .....	7
1.3.2 Regelverket.....	8
1.3.3 Kvotemarkedet .....	9
1.3.4 Prisdrivere .....	11
1.3.4.1 Politisk usikkerhet.....	11
1.3.4.2 Fundamentale faktorer.....	14
1.4 Prissettingen i det nordiske kraftmarkedet.....	16
1.4.1 Nord Pool .....	16
1.4.1.1 Det fysiske markedet.....	16
1.4.1.2 Det finansielle markedet.....	18
<b>2 I hvilken grad påvirkes den nordiske strømprisen av kvoteprisen på CO<sub>2</sub>?</b> .....	<b>19</b>
2.1 Teoretisk analyse.....	19
2.1.1 Hovedfaktorer for prispåslaget.....	19
2.1.1.1 Andel gjennompasserende karbonkostnader .....	20
2.1.1.2 Andel av tiden med kvotebelagt prissetting .....	26
2.1.1.3 Karbonintensitet i kraftproduksjonen.....	34
2.1.2 Konklusjon teoretisk analyse .....	36
2.2 Empirisk analyse .....	38
2.2.1 Begrunnelse for valg av tidsserier .....	38
2.2.2 Teoretisk gjennomgang av testene .....	41
2.2.2.1 Dickey-Fuller-testen.....	41
2.2.2.2 Engle-Granger-testen .....	44
2.2.2.3 Johansen-testen.....	45
2.2.3 Resultater.....	47
2.2.3.1 Dickey-Fuller-testen.....	47
2.2.3.2 Engle-Granger-testen .....	48
2.2.3.3 Johansen-testen.....	51
2.2.4 Konklusjon empirisk analyse .....	52
<b>3 Avslutning</b> .....	<b>54</b>
3.1 Sammenhengen mellom teori og empiri.....	54
3.2 Kan strømprisen påvirke kvoteprisen?.....	55
3.3 Avsluttende kommentarer.....	55
3.3.1 Den teoretiske analysen.....	55

3.3.2 Den empiriske analysen .....	56
<b>Appendiks 1 .....</b>	<b>57</b>
<b>Appendiks 2 .....</b>	<b>58</b>
<b>Litteraturliste.....</b>	<b>59</b>

# 1 Innledning og bakgrunn

## 1.1 Innledning

Sommeren 2003 ble det åpnet for handel med omsettelige utslippskvoter for CO<sub>2</sub> i Europa. Kvotehandelen kom i gang som en konsekvens av EU sin målsetting om å senke CO<sub>2</sub>-utslippene med 8 % i forhold til 1990-nivået innen 2012. Fra 1.1.2005 trådte kvotesystemet i kraft, heretter må mange industrienheter innordne seg nye utslippsbestemmelser.

Kullkraftverkene i EU er blant selskapene som nå er pliktige til å kjøpe kvoter for en viss prosentdel av sine utslipp, eventuelt redusere produksjonen for å unngå disse utslippene. Fordi kullkraftverkene marginalkostnader ofte er prissettere i elektrisitetmarkedet, også det nordiske markedet, er det sannsynlig at størrelsen på kvoteprisen vil være med å påvirke den nordiske strømprisen.

I oppgaven vil jeg først se nærmere på hvordan kvotemarkedet fungerer i dag, bakgrunnen for og regelverket knyttet til utdeling av kvoter, samt prisdriverne i markedet. Deretter vil jeg se på linken mellom kvoteprisen i Nord Pool og strømprisen på det nordiske elektrisitetmarkedet. En teoretisk undersøkelse viser hvordan dette forholdet bør være, siden kommer en empirisk analyse av hvordan forholdet har vært utover i 2005. Mer spesifikt vil det si hvordan prisen på kvoter for bruk i 2006 har påvirket prisen på Nord Pools årskontrakt for strøm levert i 2006. På slutten av oppgaven vil resultatene fra de to analysene bli sammenlignet og diskutert.

## 1.2 Problemstilling

I denne oppgaven ønsker jeg å belyse følgende problem: Hvor mye blir den nordiske strømprisen påvirket av utslippskvoteprisen i Europa? Underliggende spørsmål er hvor mye strømprisen i teorien burde bli påvirket, og hvilken sammenheng vi kan finne fra empirien.

## 1.3 Kvotesystemet

### 1.3.1 Bakgrunn

Etter mange år med diskusjoner ble det i 1997 laget en avtale i den japanske byen Kyoto med det formål å redusere de globale klimagassutslippene. Denne avtalen setter lovmessige bindinger for hvor store utslipp industrilandene kan ha. En rekke land har skrevet under, deriblant Norge og EU-landene. Men flere sentrale land med høy forurensning er enda ikke med, blant annet USA som ikke godkjente avtalen.

Gjennom Kyoto-avtalen har industrilandene forpliktet seg til å redusere sine klimagassutslipp med gjennomsnittlig 5,2 % under 1990-nivåene<sup>1</sup>. Avtalen omfatter seks klimagasser hvorav CO<sub>2</sub> er den viktigste av dem. Den avtalte reduksjonen skal skje i løpet av den første forpliktelsesperioden fra 2008 til 2012. EU skal redusere utslippene sine med 8 % under 1990-nivåene i denne perioden. For å nå disse målene har man i Kyoto-avtalen sett for seg tre markedsbaserte ”fleksible mekanismer”: Handel med utslippskvoter, Joint Implementation (JI) og the Clean Development Mechanism (CDM). JI refererer til prosjekter som reduserer utslippene i andre land som også har utslippsmål gjennom avtalen, mens CDM er prosjekter i utviklingsland uten utslippsmål. Tankegangen bak disse mekanismene er at klimagassutslipp er et globalt problem, og da vil stedene utslippsreduksjonene blir oppnådd være mindre viktig.

Implementeringen av de tre fleksible mekanismene på internasjonalt nivå vil ikke bli gjennomført før Kyoto-avtalen trer i kraft i 2008. EU på sin side har satt i gang sitt eget interne system for handel med utslippstillatelser, the Emission Trading Scheme (ETS), som er en hjørnestein i EUs kamp mot klimaforandringene. Formålet med dette handelssystemet er å hjelpe de europeiske landene å nå sine forpliktelser under Kyoto-avtalen. Dette systemet skiller mellom to handelsperioder, den første fra 2005 til 2007 og den andre fra 2008 til 2012. Den andre perioden blir dermed sammenfallende med Kyoto-avtalens første periode.

Fra starten av 2005 omfattet kvotesystemet CO<sub>2</sub>-utslipp fra el- og varmeprodusenter med produksjon på mer enn 20 MW årlig, raffinerier, sementindustri, mineralindustri, glassindustri, stålindustri og papirindustri. Dermed vil mellom 11000 og 12000 verk og

---

<sup>1</sup> European Commission (2003)

industrienheter innenfor EU, svarende til ca 45 % av de samlede CO<sub>2</sub>-utslipp hos EU-25, være berørt av direktivet. Systemet inkluderer hele EU, også de ti nye medlemslandene, i tillegg til Island, Liechtenstein, Sveits og Norge.

Selskapene i sektorer som omfattes av systemet vil få utdelt gratis kvoter etter spesielle regler, for eksempel som en viss prosentandel av historiske utslipp. Selskaper som reduserer sine utslipp mer enn den tillatte utslippsmengden, kan selge ubenyttede kvoter i markedet. Motsatt må selskaper som slipper ut mer enn tillatt, kjøpe kvoter tilsvarende sine overskytende utslipp. Nedenfor vil disse reglene og kvotemarkedet bli nærmere beskrevet.

### **1.3.2 Regelverket**

EU-direktivet for utslippshandel, direktiv 2003/87/EC, tar for seg etableringen av ETS, og gir blant annet instruksjoner til medlemskapslandene om hvordan de skal allokere kvoter til de industriene som er underlagt systemet. Sentralt innenfor tildelingen av kvoter er the National Allocation Plans (NAP). Hver medlemsstat skal dele ut kvoter til de bedriftene som trenger dem. Planene må imidlertid godkjennes av EU-kommisjonen før de settes i verk. NAP avgjør hvor stort kvantum av utslippskvoter medlemsstatene vil dele ut til selskapene sine. Hver medlemsstat har derfor i forkant av den første handelsperioden (2005-2007) bestemt totalt kvantum og hvor mange kvoter hvert selskap skal motta. Ideen er at medlemsstatene begrenser fordelingen av kvoter, slik at man oppnår knapphet og utvikler et fungerende kvotemarked - og framfor alt reduserer de totale CO<sub>2</sub>-utslippene.<sup>2</sup>

EU-kommisjonen godkjenner de nasjonale planene basert på elleve kriterier i Annex III fra direktivet for utslippshandel.<sup>3</sup> Det første og sentrale kriteriet sørger for at den totalt foreslåtte mengde kvoter ligger på linje med Kyoto-målet for medlemslandet. Videre må utdelingen være konsistent med annet EU-lovverk i tilknytning til kvotesystemet, samtidig må utdelingen også være på linje med potensialet for utslippsreduksjoner i de enkelte bransjer. De påfølgende kriteriene sikrer samsvar med annet lovverk som EUs konkurranselov, ikke-diskriminering mellom selskaper og mellom forskjellige sektorer, avsetning til nyetableringer og hensynet til de som har gjort tidlige miljøforbedringer. Det er kriterier for hvorvidt grønn teknologi er tatt i bruk, involvering av offentligheten og krav om at medlemslandene skal ha

---

<sup>2</sup> European Commission (2005a)

<sup>3</sup> European Commission (2004)



en offisiell liste over alle involverte installasjoner. Tar et medlemsland hensyn til konkurranse fra land utenfor EU i sin allokering kan også dette også tas med i NAP. Kriteriene er enten obligatoriske eller innebærer en grad av valgfrihet.

Hvis EU-kommisjonen finner ut at en allokeringsplan ikke er i samsvar med kriteriene eller EU-traktaten, kan planen helt eller delvis bli avvist. I prinsippet er det ingen grenser for hvor mange kvoter et land kan utstede, så lenge de elleve kriteriene er respektert. På den annen side er kriteriene ment å sikre at kvotesystemet fungerer som et verktøy for å nå Kyoto-målene, dermed bør det i praksis bli knapphet på kvoter.

Hvis kommisjonen ikke godkjenner en NAP vil medlemslandet ikke kunne implementere planen som den står, dvs at landet ikke vil få tildele så mange kvoter som foreslått.

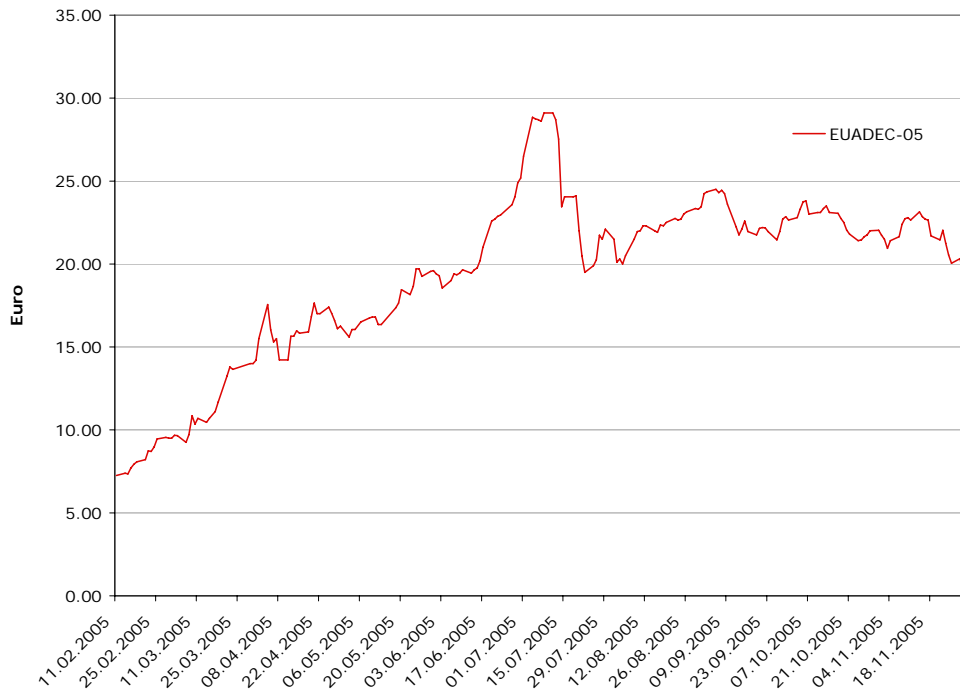
Begrunnelsen kommisjonen gir sammen med avslaget vil hjelpe landet å lage en plan som er kompatibel med kriteriene. I juni 2005 fikk Hellas endelig godkjent sin NAP, og med det var samtlige medlemsland i EU klare med sine allokeringsplaner for første handelsperiode.<sup>4</sup>

### **1.3.3 Kvotemarkedet**

Det har vært mulig å kjøpe utslippskvoter i det europeiske markedet siden midten av 2003. Handelen foregår på flere børser rundt omkring i Europa, blant annet nordiske Nord Pool. Figur 1 viser prisutviklingen for forwardkontrakten 2005 hos Nord Pool. Her ble det ikke åpnet for kvotehandel før 11. februar 2005, men i de nitten foregående månedene med kvotehandel andre steder i Europa, lå prisen relativt flatt på rundt 10 euro pr tonn CO<sub>2</sub>. De store prisbevegelsene kom først utover i 2005.

---

<sup>4</sup> Pressemelding fra European Commission (2005b)



Figur 1: Kvotepri forward 2005 fra 11. februar t.o.m. 1. desember 2005, kilde: Nord Pool.

Som vi ser nådde prisene toppen i juli 2005, sank kraftig i etterkant og stabiliserte seg utover seinsommeren og høsten på et relativt høyt nivå mellom 20 og 25 euro. Det selges forwardkontrakter gjeldende for 2005, 2006 og 2007. Prisforskjellen dem i mellom er ubetydelig grunnet mulighetene for å lagre/låne kvoter fram og tilbake disse tre årene. Samtidig har det i kvotemarkedets tidlige fase vært en stor andel bilateral og OTC-handel (over-the-counter). Børsenes andel av handelen har noen dager vært svært lav. Likevel har det vist seg å være lite forskjell i pris markedet sett under ett, noe som er naturlig med tanke på mulighetene for arbitrasje.

I mai 2005 konkluderte IETA at *”it is thus possible to speak of a unique market price of EUAs.”* Denne konklusjonen kom på bakgrunn av en total kvotehandling på 34 MtCO<sub>2</sub> i løpet av de tre første månedene av 2005, mot totalt 9 MtCO<sub>2</sub> i 2004 og 0,65 MtCO<sub>2</sub> i 2003. Markedet er blitt stadig mer velfungerende og likvid. Rapporten peker likevel på at prisene trolig ikke var representative, noe på grunn av hedging som følge av kaldt vær og høye oljepriser. Men en viktigere svakhet ved markedet var det lave antallet aktører som handlet kvoter. En analyse av OTC-handelen viste at bare et fåtall selskaper fra det vestlige Europa deltok i markedet på dette tidspunkt. Store kvotetilbydere fra Øst-Europa deltok ikke, noe som kunne tyde på at prisene var i ferd med å bli kunstig høye. Årsaken til denne

tilbakeholdenheten ble antatt å være usikkerhet og lite kunnskap om NAP og kvotemarkedet i seg selv, fravær av gode register, en generelt konservativ holdning i forhold til miljøspørsmål hos bedrifter, i tillegg til at mange bedrifter i Øst-Europa muligens mangler tilstrekkelig kreditt til å handle forward på markedet. Uansett eksploderte kvotesalget utover i 2005. Point Carbon (2006) estimerte et totalt omsatt volum på omtrent 263 MtCO<sub>2</sub> i løpet av året.<sup>5</sup> Det tilsvarer over 1 million tonn pr handelsdag.

Nord Pools EUA-DEC06, kvoteprisen for 2006, har et gjennomsnitt på 19,69 euro pr tCO<sub>2</sub> med et standardavvik på 4,82.<sup>6</sup> Dette er høyere enn hva ulike publiserte prisanalyser konkluderte med i forkant. På den annen side er tallfesting av den fremtidige kvoteprisen svært komplisert med tanke på alle faktorene som spiller inn. Det er forøvrig heller ikke fokuset i denne oppgaven.<sup>7</sup> Nedenfor kommer en nærmere beskrivelse av prisdriverne i kvotemarkedet.

### **1.3.4 Prisdrivere**

For å kunne danne seg et bilde av hvor høy kvoteprisen vil være, er det viktig å se på hvilke faktorer som driver prisen. Nedenfor vil en rad faktorer bli nevnt, grovt klassifisert i to hovedgrupper: politisk usikkerhet og fundamentale faktorer.<sup>8</sup> Andre forhold som kan virke inn, for eksempel prisbevegelser grunnet teknisk analyse, er ikke tatt med. Som vi vil se nedenfor kan den norske strømprisen nå bli påvirket av en rekke flere forhold enn tidligere.

#### **1.3.4.1 Politisk usikkerhet**

Karbonmarkedet er en konsekvens av politiske beslutninger og må dermed lovfestes. Avgjørelser i forhold til rammeverket og operasjonelle retningslinjer vil derfor kunne ha stor betydning for markedet og prisutviklingen. Reglene for NAP, utviklingen av JI/CDM, mulighetene for lagring/låning av kvoter over år og Kyoto-protokollens fremtidige status vil ha mye å si for hvordan prisene vil komme til å utvikle seg.

---

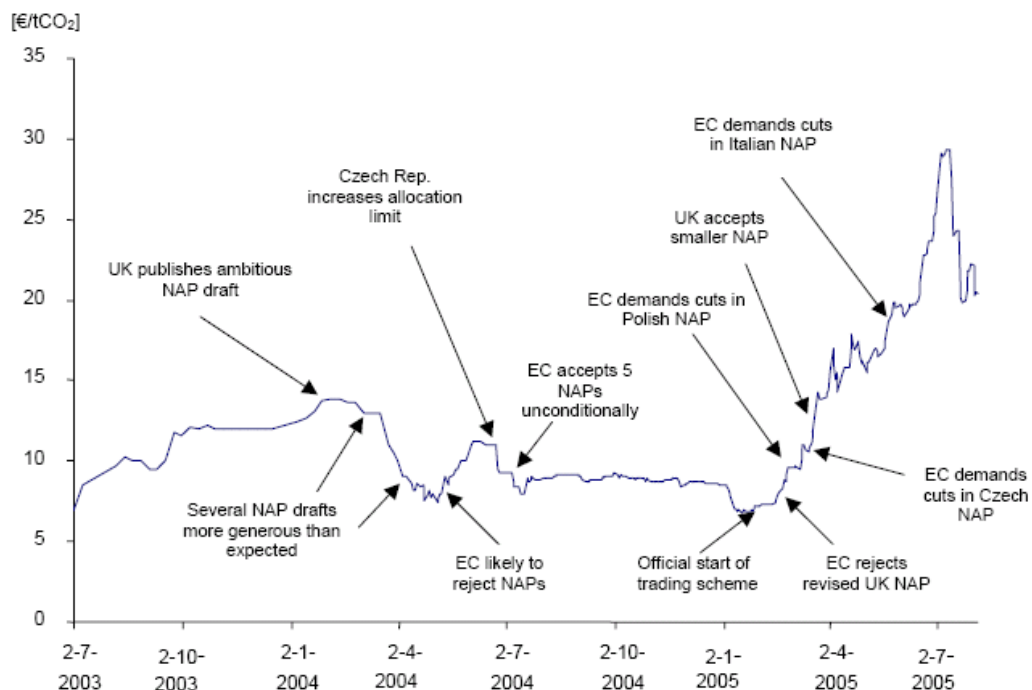
<sup>5</sup> Estimater baserer seg på børs- og OTC-handel.

<sup>6</sup> Dette er basert på data fra 11. februar til og med 28. desember 2005, som er samme periode som den empiriske analysen senere i oppgaven baserer seg på.

<sup>7</sup> Det finnes mange studier som har forsøkt å beregne nivået kvoteprisen vil ligge på, se for eksempel ECON (2004).

<sup>8</sup> Inndeling inspirert av Point Carbon (2004). Flere av momentene i dette avsnittet er også hentet derfra.

På slutten av 2004 var for eksempel kvotemarkedet operativt uten at mange av medlemslandene i EU hadde klare allokeringplaner, dette kan ha vært med på å gjøre det vanskeligere for markedsaktørene å bestemme en riktig kvotepris. I 2005 ble alle medlemslandene klare med sine planer for første handelsperiode, og man kunne se hvor mange kvoter som er utdelt og hvor stor reduksjon som må til før Kyoto-målene er nådd. Flere av landene i Sør-Europa har fått utdelt flere kvoter enn det nivået på 1990-utslippene skulle tilsi, dette er fordi økonomisk vekst har ført til økte utslipp i de senere år. Usikkerhet om utslippsplanene er realistiske og om disse medlemslandene vil være i stand til å komme innenfor sine mål, vil kunne si noe om fremtidig knapphet (og dermed pris) på kvoter.



Figur 2: Kvotepriser på EUA-markedet (forward 2005; juni 2003 – september 2005), kilde: ECN (2005), Byers (2005).

Som vi ser av figuren ovenfor kan mange av prisbevegelsene forklares fra politiske avgjørelser, spesielt i forhold til NAP. Larsen (2005) mener den bratt stigende priskurven våren og sommeren 2005 kan tilskrives reduserte allokeringstillatelser for Polen, Tsjekia og Italia i henholdsvis mars, april og mai. På toppen av dette ble det tørke og gjennom det kvoteknapphet i Spania i juni. Sammen med stigende energipriser slo dette kraftig ut i kvotemarkedet.

Når det gjelder de to øvrige fleksible mekanismene, er det spesielt knyttet usikkerhet til CDM. Denne usikkerheten finnes i forhold til godkjenning fra vertslandet for et gitt prosjekt, og hvordan operasjonelle problemer i gjennomføringen av prosjekter skal løses. Blir disse usikkerhetsfaktorene ryddet av veien, kan både JI og CDM føre til større tilbud av kvoter og dermed lavere priser. Dette har sammenheng med at Vest-Europa ligger langt framme på miljøvennlig teknologi og vil kunne eksportere denne teknologien relativt billig. Point Carbon mener disse ordningene vil tilbys i et heller begrenset omfang i inneværende handelsperiode.

I første periode er det innenfor ETS mulig å låne kvoter fra neste års utdeling. Dette kan få konsekvenser for likviditeten i markedet mot slutten av første handelsperiode. Motsatt er det også tillatt å lagre kvoter innenfor denne perioden. Det er bestemt at lagring/låning fra første periode over til perioden 2008-2012 ikke vil være tillatt. Dette kan også påvirke likviditeten og gi insentiver til strategisk posisjonering fra markedsaktører som har ressurser til det. Knapphet (evt overskudd) i markedet kan føre til økende (avtakende) priser mot slutten av handelsperiodene.

Kyoto-avtalens framtid vil også kunne bety mye for utviklingen av kvoteprisen.

Kvotesystemet har vært utsatt for mye kritikk, og hvis mange selskaper trur at systemet vil bryte sammen og avsluttes etter 2012 kan dette gi svakere insentiver for tunge investeringer i miljøvennlig teknologi. Dette kan føre til høyere etterspørsel etter kvoter fram til 2012. En sentral politisk skikkelse som Tony Blair har allerede varslet at han ikke vil anbefale fortsettelse av avtalen etter 2012.<sup>9</sup> Årsaken er EUs tapte konkurransekraft i forhold til omverdenen, spesielt Kina, India og USA. Generell satsing på miljøvennlig teknologi blir trekt fram som et bedre alternativ.

Russlands inntreden i avtalen blir også tillagt stor betydning. Landet har på grunn av redusert økonomisk aktivitet minsket sine CO<sub>2</sub>-utslipp med 30 % siden 1990. Fordi Kyoto-avtalen regner sine mål i forhold til 1990, vil Russland kunne ha et stort overskudd av kvoter, såkalt "hot air," som kan utnyttes strategisk i markedet i perioden 2008-2012. Canada og Japan vil på sin side komme til å være store nettokjøpere av kvoter. Dette vil føre til ekstra etterspørselspress i markedet. En fremtidig reevaluering og godkjenning av avtalen fra

---

<sup>9</sup> Se Dagens Næringsliv, 4/11-2005

Australia og USA kan få stor betydning. Hvorvidt et velfungerende JI- og CDM-system er mulig å få i stand, vil på samme måten ha stor innvirkning for tilbudet av kvoter.

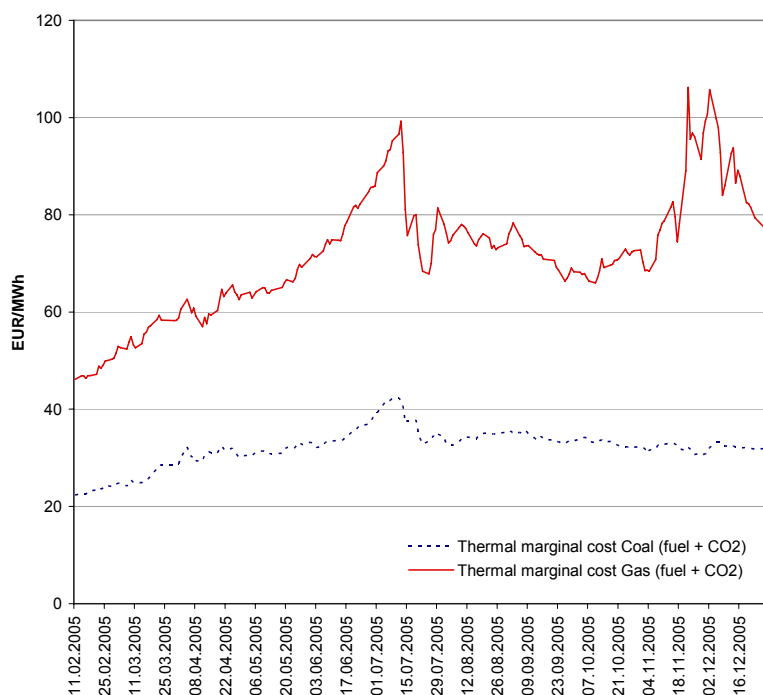
### **1.3.4.2 Fundamentale faktorer**

Utslipp av CO<sub>2</sub> avhenger av en rekke faktorer, slik som værforhold (temperatur, regn og vindstyrke), drivstoffpriser (gass, kull, olje), økonomisk vekst og nå også kvotepriser. Jo høyere CO<sub>2</sub>-utslippene ligger an til å bli, jo større etterspørsel vil det bli etter utslippskvoter.

Været vil ha en dobbel effekt. For det første vil kaldt vær øke etterspørselen etter elektrisitet og dermed øke kraftproduksjonen og CO<sub>2</sub>-utslippene. For det andre vil regn og vindstyrke påvirke mengden kraft produsert fra kraftverk uten forurensende utslipp. Point Carbon peker spesielt på det nordiske elektrisitetsmarkedet i denne sammenhengen, hvor Danmark og Finland har store CO<sub>2</sub>-utslipp i tørre år som følge av at Norge og Sverige etterspør mer importelektrisitet enn vanlig. Den offentlige kraft- og varmesektoren i Danmark vil få utdelt 21,7 MtCO<sub>2</sub> årlig i perioden 2005-2007. Dette er ca 30% mindre enn prosjekterte utslipp for den samme perioden, og skulle noen av disse årene bli like tørre som for eksempel 1996, vil danske kraftprodusenter potensielt måtte kjøpe et svært stort antall kvoter.

En nøkkelparameter i forhold til fundamentale forhold er Emissions-to-Cap (E-t-C), som kalkuleres ved å trekke utdelte kvoter fra faktiske utslipp. For markedet som helhet vil en positiv (negativ) verdi av E-t-C vise at markedet er fundamentalt short (long), noe som vil kunne gi kraftige utslag i prisutviklingen for kvotene. Værforhold vil typisk ha mye å si for E-t-C, men også politiske forhold kan spille inn. For eksempel usikkerhet rundt hva som skjer med avsatte og ubrukne kvoter til eventuelle nyetableringer.

Skifte av fossilt brensel fra kull til gass eller andre flytende brennstoffer vil ha stor betydning for størrelsen på CO<sub>2</sub>-utslippene i Europa. Dette kan forklares ved at de kvotebelagte utslippene fra elektrisitets- og varmeproduksjonssektoren er den største forurenseren i de fleste europeiske landene. I Danmark står for eksempel denne sektoren for hele 70 % av de kvotebelagte utslippene. I tillegg forurenser kull omtrent det dobbelte av gass pr konsumert enhet. Det er store muligheter for brenselskifte i mange av de europeiske landene, spesielt Tyskland og Spania.



Figur 3: Prisforholdet mellom kull og gass inkludert CO<sub>2</sub>-kostnader (11. februar – 29. desember 2005), kilde: SKM.

Som vi ser av figuren over har prisforskjellen mellom kull og gass vært så stor i 2005 at kull fremdeles blir foretrukket, til tross for det nye kvotemarkedet.<sup>10</sup> En utregning basert på SKMs tallmateriale viser at kvoteprisen i tidsintervallet gjennomsnittlig måtte ha ligget på hele 109,85 euro hvis kvoter alene skulle utlignet kostnadsforskjellen mellom de to drivstoffene. Det nødvendige prisnivået varierer fra 61,44 euro 12. februar til 190,63 euro 22. november. SKM gjør mange forutsetninger når de regner om de ulike prisene til euro pr MWh. Blant annet brukes en effektivitetsfaktor på 45% for kull og 55% for gass. Kullprisene er hentet fra API, mens gassprisene kommer fra NBP.<sup>11</sup> Selv om det er individuelle forskjeller fra kraftverk til kraftverk, gir figuren et godt innblikk av situasjonen i 2005.

<sup>10</sup> Dette har vært et viktig poeng i debatten om markedet fungerer etter hensikten. Kvoteprisen har foreløpig ikke ført til den ønskede vridningen fra kull mot gass. Se for eksempel Dagens Næringsliv fra august og september 2005.

<sup>11</sup> Forkortelsene står for henholdsvis All Publications Index og National Balancing Point.

## **1.4 Prissettingen i det nordiske kraftmarkedet**

Energiloven av 1990 regulerer kraftforsyningen i Norge.<sup>12</sup> Loven legger blant annet til grunn prinsippet om markedsbasert kraftomsetning. De andre landene i Norden og Europa har tilsvarende lovgivning. Norden utgjør et felles kraftmarked, som også er knyttet til Russland, Tyskland og Polen. Prissettingen i kraftmarkedet baseres på innmeldte tilbud fra produsentene, deriblant kvotepliktige kullkraftverk. Dette blir nærmere beskrevet nedenfor.

### **1.4.1 Nord Pool**

Nord Pool Gruppen – den nordiske elbørsen – driver handel og clearing av fysiske og finansielle kraftkontrakter i Norden. Gruppens produkter kan deles inn i tre kategorier: Fysisk marked, finansielt marked og clearing. I 2004 var det omsatte volumet på Nord Pool 167 TWh i det fysiske markedet, 590 TWh i det finansielle markedet, mens totalt clearet volum var 1797 TWh. Til sammenligning var Nordens samlede kraftproduksjon i 2004 omtrent 382 TWh. Clearingservicen innebærer at Nord Pool kommer inn som kontraktsmotpart i finansielle kraftkontrakter. Det fysiske og det finansielle markedet blir introdusert i de kommende avsnittene.

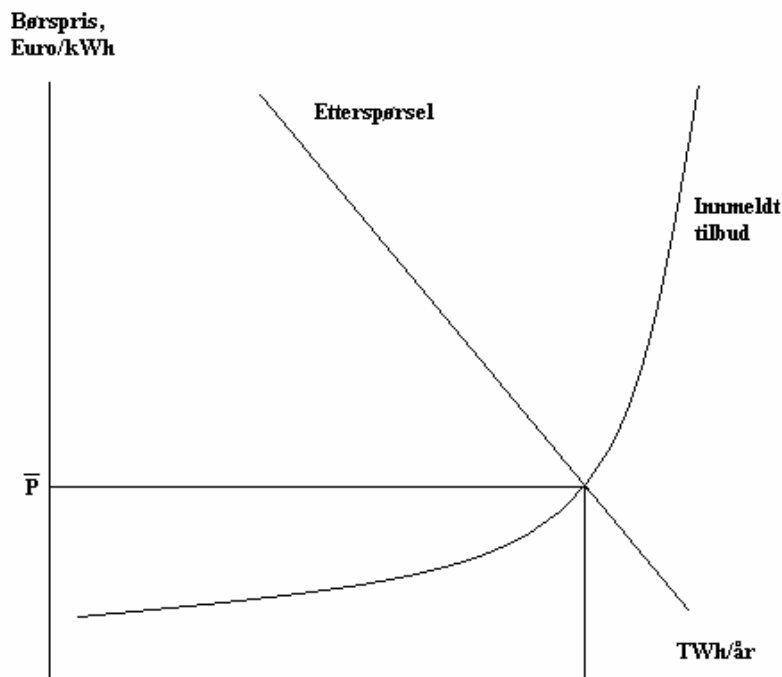
#### **1.4.1.1 Det fysiske markedet**

Elspot er et felles nordisk marked for handel med fysiske kraftkontrakter for levering time for time neste døgn. Systemprisen settes på grunnlag av aktørenes samlede kjøps- og salgsanmeldinger. Denne systemprisen vil gjenspeile produksjons- og forbruksforholdene i Norden og fungerer samtidig som referansepris for prissetting av den finansielle krafthandelen. Egne områdepriser tar i tillegg hensyn til eventuelle flaskehalser i overføringsnettet.

---

<sup>12</sup>Den innledende informasjonen om kraftmarkedets virkemåte er i stor grad hentet fra OED (2005).





Figur 4: *Prinsippskisse, variable kostnader ved kraftproduksjon i Norden*

Kraftprisen bestemmes hovedsakelig av tilbud og etterspørsel på det nordiske markedet, men også til en viss grad av kraftbalansen i landene utenfor Norden. Figur 4 viser en prinsippskisse av hvordan kostnadene ved kraftproduksjonen påvirker kraftprisen. Den stigende tilbudskurven viser innmeldte kvanta (ønsket salg) fra produsentene i Norden ordnet etter stigende pristilbud. Pristilbudet reflekterer gjerne produsentens produksjonskostnad, men innmeldingen kan også være strategisk med kvantum og priser som ikke nødvendigvis gjenspeiler marginalkostnaden.<sup>13</sup> Den synkende kurven representerer etterspørselen. Faktorer som temperatur og generelt aktivitetsnivå i økonomien vil være styrende for etterspørselen. Når det gjelder tilbudssiden har vannkraft og kjernekraft de laveste produksjonskostnadene, nedbørsmengde og tilsig til vannmagasinene setter rammer for hvor stor vannkraftproduksjonen kan bli. Varmekraftverk, som kullkraft og gasskraft har høyere produksjonskostnader, illustrert ved den bratte stigningen i tilbudskurven. Med dagens etterspørselsnivå er det ofte kullkraft som balanserer det nordiske markedet. I år med gjennomsnittlig vannkraftproduksjon vil derfor kraftprisen i stor grad bli bestemt av kostnadene ved å produsere kullkraft. I perioder med høyere forbruksbelastning vil kraftverk med høyere produksjonskostnader tas i bruk, og dermed være prissettende. Dette er for

<sup>13</sup> Undersøkelser gjort av Bergman (2002) viser at strategisk innmelding kan ha skjedd i korte tidsperioder. Men dette var sjelden et problem i Norden fra 1995 til 2001, prisene lå stort sett nær de relevante marginalkostnadene.

eksempel oljekondensverk eller rene gassturbiner. De fungerer som topplastverk, og er kjennetegnet ved at de bare er i drift i kortere perioder av gangen. Disse utgjør den aller bratteste delen av tilbudskurven.

#### **1.4.1.2 Det finansielle markedet**

I det finansielle markedet tilbyr Nord Pool handel i terminkontrakter og oppgjør til børsmedlemmer. Dette er finansielle kraftkontrakter som benyttes til prissikring og risikostyring av handel med elektrisk kraft, i tillegg til vanlig trading. For prissikringsformål har disse kontraktstypene i stor grad erstattet tradisjonell bilateral handel med fysiske kontrakter.<sup>14</sup> Kontraktene kan handles opptil fire år frem i tid, fordelt på døgn, uker, måneder, kvartaler eller år. Futurekontraktene har daglig handelsoppgjør både i handels- og leveringsperioden, mens forwardkontraktene på sin side akkumulerer resultatet av prisendringene gjennom handelsperioden og har daglig oppgjør i leveringsperioden. De finansielle kontraktene handles uten hensyn til tekniske forhold, som flaskehalser i overføringsnett, tilgang til produksjonskapasitet og andre ting.

I tillegg til future-, forward- og vanlige opsjonskontrakter er det mulig å handle prisdifferanse-kontrakter (Contracts for Difference, CfD). Referanseprisen for future- og forwardkontraktene er den nordiske systemprisen. Kjøpskostnader for faktisk fysisk levering avgjøres av de ulike områdeprisene, og en områdepris er forskjellig fra systemprisen når det er flaksehals i overføringsnett. Med CfD får handelsaktørene muligheter for perfekt prissikring selv når markedene er splittet opp i flere prisområder.

Salg av kontrakter for det svenske elsertifikat-markedet og EUA-utslippkvoter er også tilknyttet Nord Pools finansielle marked.

---

<sup>14</sup> Nord Pool (2004)

## 2 I hvilken grad påvirkes den nordiske strømprisen av kvoteprisen på CO<sub>2</sub>?

I denne delen vil jeg ta for meg hvordan strømprisen blir påvirket av kvoteprisen på kort/mellomlang sikt. Tidsperspektivet er strømprisen for året 2006. Fordelen med et helt år er at sesongvariasjoner i tilbud og etterspørsel ikke trengs å ta hensyn til. Først gjør jeg en teoretisk betraktning over hvordan prisøkningen bør være, basert på et gjennomsnittlig år. Senere kommer en empirisk analyse av hvor mye kvoteprisen 2006 har påvirket den nordiske kontraktsprisen for elektrisitet året 2006.

### 2.1 Teoretisk analyse

#### 2.1.1 Hovedfaktorer for prispåslaget

For alle kraftverkene som bruker fossile brensel vil det komme en ekstra kostnad som følge av kvotedirektivet. Dette vil påvirke strømprisen så lenge produsenter med forurensende utslipp er prissettere i markedet. Jamfør siste avsnitt i forrige del. Prispåslaget i strømprisen avhenger av flere faktorer hvor jeg vil trekke fram følgende:

- *Kvoteprisen*
- *Andel gjennompasserende karbonkostnader.* Kvote har en selvstendig markedsverdi og bør etter prinsippet om alternativkostnad legges til produsentens øvrige marginalkostnader. Likevel er det ikke sikkert markedsverdien av kvoten vil slå 100% ut i strømprisen, årsakene til dette vil bli diskutert i et eget avsnitt nedenfor.
- *Andel kvotebelagte prissettere.* Det nordiske markedet preges av en stor andel aktører som ikke har forurensende utslipp. Disse vil være prissettere deler av tiden, og derfor vil tidsandelen hvor karbonutslippende kraftverk setter prisen være lavere enn 1.
- *Karbonintensitet i kraftproduksjonen.* Denne forteller hvor karboneffektiv teknologi produsentene har, altså hvor mange tonn CO<sub>2</sub> som slippes ut pr MWh produsert strøm.

For å kunne beregne prispåslaget i strømprisen vil det være nyttig å sette opp et regnestykke med disse fire faktorene. Da vil vi kunne se hvor mye den gjennomsnittlige prisøkningen bør være.

$$\text{Prispåslag} = \text{Kvotepris} * \text{Andel gjennompasserende karbonkostnader} * \text{Andel kvotebelagte prissettere} * \text{Karbonintensitet i kraftproduksjonen}$$

Prisdrivere og prisutviklingen for kvoteprisen ble beskrevet i innledningen og vil ikke bli videre diskutert her. Mer interessant er den faktoren vi får ved å multiplisere sammen de tre faktorene og slik får en tallfesting på hvor stor andel av kvoteprisen som legges på strømprisen. Nedenfor vil jeg ta for meg de tre siste faktorene og prøve å tallfeste disse så godt det lar seg gjøre. Det er viktig å påpeke at dette er omtrentlige tall, som i stor grad er basert på gjennomsnittlige verdier som også vil være farget av året de er innsamlet.

### **2.1.1.1 Andel gjennompasserende karbonkostnader**

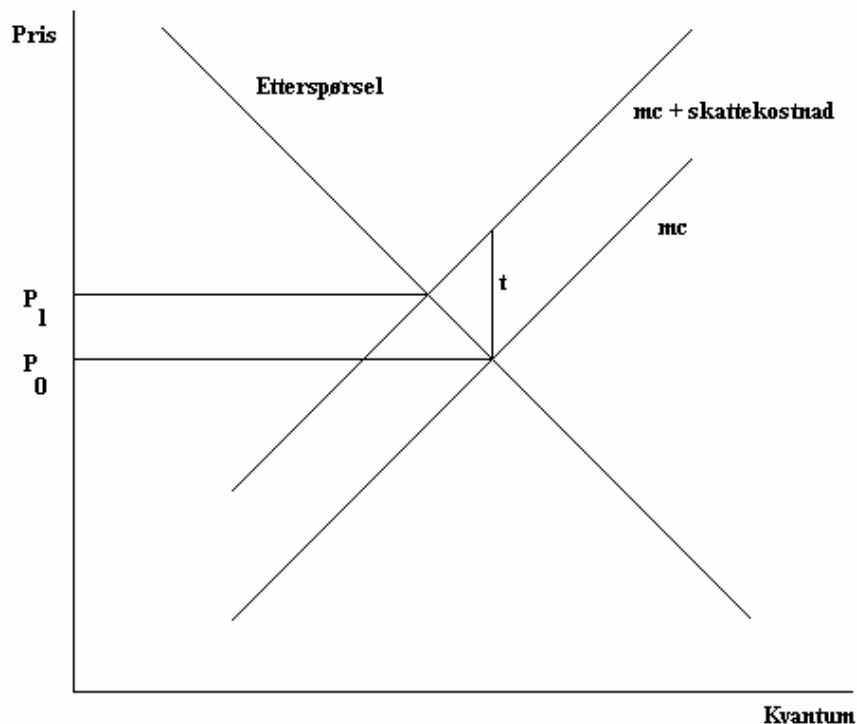
I den første handelsperioden (2005-2007) vil de kvotebelagte installasjonene i EU gjennomsnittlig få tildelt 95% av kvotene de trenger i forhold til historiske utslipp eller en annen fordelingsnøkkel. For kullkraftverkene vil denne andelen variere fra land til land, danske el- og varmeprodusenter har for eksempel fått 73,8% dekning på sine framskrevne utslipp i perioden 2005-2007.<sup>15</sup>

Selv om disse kvotene er utdelt gratis, kan de selges på markedet og representerer derfor en egen verdi. De bør derfor i tråd med økonomisk teori behandles som en alternativkostnad som legges på de øvrige kostnadene kraftverket har. En forutsetning for denne tankegangen er at kvoter ikke blir inndratt selv om aktiviteten senkes. Utover i Europa er regelverket på dette punkt ulikt fra land til land. I Danmark vil bedrifter beholde kvotene t.o.m. 2012 selv om produksjonen legges ned, mens man i Tyskland inndrar kvoter hvis produksjonen senkes med mer enn 40%.<sup>16</sup> Nye kraftverk må derimot produsere som planlagt hvis de vil beholde kvotene sine.

---

<sup>15</sup> Miljøministeriet (2004)

<sup>16</sup> Rosendahl (2005)



Figur 5: Innvirkning i prisnivået av en skattekostnad på produksjonen

I et frikonkurransemarked hvor prisen er lik marginalkostnaden, vil en skattekostnad legges til de øvrige marginale kostnadene. På grunn av elastisk etterspørsel vil ikke skattekostnaden bli fullstendig overført i prisene. Av figuren kan vi se at  $p_1 - p_0 < t$ , prisøkningen er altså mindre enn skattekostnaden. Denne situasjonen er derimot ikke overførbart til elektrisitetsmarkedet fordi etterspørselen er uelastisk på kort sikt. I figuren ville det gitt en vertikal etterspørselsfunksjon, og etter denne teorien bør således kvotekostnaden veltes 100% over i strømprisen. Det finnes likevel flere argumenter for at dette ikke vil skje, disse argumentene blir diskutert nedenfor.

Kraftmarkedene i Norden og Europa ligner mer på oligopolmarkeder enn frikonkurransemarkeder. Det er et fåtall store produsenter som dominerer. I et oligopolmarked vil det være en margin mellom marginalkostnader og utsalgspris som er profitt for produsentene. Brevik (2005a,b) har studert kraftmarkedet i Tyskland nøye, og viser at denne marginen har blitt mindre etter at kvotemarkedet kom i gang. Grunnen til dette er trolig at det i Tyskland ikke vil være politisk aksept for en prisøkning på hele kvotekostnaden, så lenge produsentene allerede opererer med gode marginer. Spesielt var dette tydelig da kvoteprisen var på sitt høyeste sommeren 2005. For Tysklands del vil det dermed ikke være riktig å anta

100% gjennompasserende karbonkostnader. Om dette er direkte overførbart til Danmark er vanskelig å si, men det kan tenkes at kraftprodusentene tar inn over seg mulige negative reaksjoner fra kundene og derfor vegrer seg mot å heve prisen for mye.

Men gitt at Norden var et frikonkurransemarked, ville det ikke nødvendigvis være rasjonelt for et kullkraftverk å stenge ned produksjonen i timer/dager hvor strømprisen ikke dekker alle marginale kostnader. Dette er på grunn av dyre start- og stoppkostnader i forbindelse med produksjonsstans, og et kraftverk vil heller ikke være på sitt mest effektive før det har vært i drift en viss tid. 100% overføring av kvoteprisen til alternativkostnaden vil i slike tilfeller ikke gi et godt bilde av den virkelige verden. I tillegg bærer heller ikke det nordiske kraftmarkedet preg av frikonkurranse, men domineres snarere av få og store aktører. En rapport fra ECN (2005) konkluderer at mindre CO<sub>2</sub>-kostnader enn forventet blir lagt til strømprisen. Dette blir avslørt fra flere intervjuer med nederlandske produsenter. Blant annet begrunner produsentene et lavere påslag med en relativt høy grad av uflexibel påkrevd produksjon ("must-runs"). Dette er nok også hverdagen for produsenter i de fleste andre land.

Bye og Rosendahl (2005) påpeker et viktig poeng som foreløpig er beheftet med stor usikkerhet; hvordan påvirkes dagens alternativkostnad hvis kvoteallokeringen etter 2012 baseres på utslipp gjort i dag? De har gjort en beregning som viser at produsentene kun bør legge 2/3 av kvoteverdien på marginalkostnaden i dag hvis en produsent ser det som 50% sannsynlig at hypotesen over vil slå til. Usikkerheten rundt dette er svært stor. Den avhenger av om kvotesystemet vil fortsette i samme form etter 2012 og om basisårene for utregningen av kvoteallokeringen vil framskyves. Gratis kvoteallokering har blitt kritisert i mange fagrapporter. Auksjonering av alle eller en stor del av kvotene blir framhevet som en langt bedre løsning.<sup>17</sup> Hvis dagens aktører tror at fremtidig allokering av kvoter vil baseres på dagens utslippsnivå, kan dette gi perverse insentiver til å slippe ut mer i dag - ikke mindre som intensjonen med kvotesystemet er. Stavros Dimas (2005), medlem av Europakommisjonen og ansvarlig for miljø, har på sin side signalisert at EU ønsker en grundig gjennomgang av hvordan gratiskvotene deles ut. Lytter EU til forskningsmiljøene kan fremtiden bli auksjonering, og problemstillingene rundt historiske utslipp forsvinne. Et annet og viktig moment er usikkerheten rundt Kyoto-avtalens fremtid, som nevnt i innledningen.

---

<sup>17</sup> Se for eksempel Keats Martinez og Neuhoff (2004).

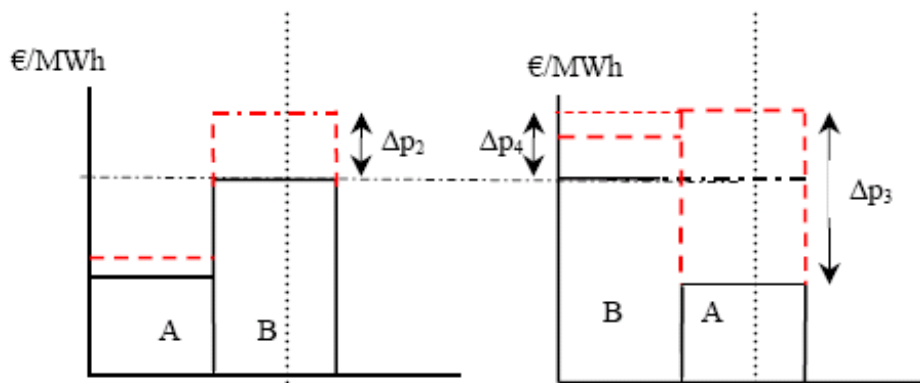
ECN peker i tillegg på andre forhold som tilsier at strømprisen ikke nødvendigvis vil øke med 100% av kvotekostnaden. Selv om de kortsiktige kostnadene muligens vil øke med kvotekostnaden, kan strukturelle endringer og andre konsekvenser som følge av kvotesystemet føre til at den reelle kostnadsøkningen blir helt eller delvis oppspist. Spesielt gjelder dette på lang sikt. Systemet med gratis overføring av kvoter kan regnes som en subsidiering av faste kostnader og en mekanisme som reduserer de opprinnelige profittmarginene. Hvis nye produsenter tilbys like sjenerøse kvotetildelinger som de etablerte, kan en slik subsidiering av faste kostnader føre til lavere inngangsbarrierer og økt konkurranse, med redusert knapphet på produksjonskapasitet og strømpris som resultat. Forhold ved markedsstrukturen, konkurranse utenfra, markedsregulering, etterspørselsrespons, ny miljøvennlig teknologi, tidsetterslep og andre hindringer vil være med på å presse strømprisen nedover.

#### ***2.1.1.1 Forandring i ”merit-order”***

Prisene på kull og gass er viktige forklaringsvariabler for utviklingen av elektrisitetsprisen. Gass er et mer miljøvennlig drivstoff enn kull og vil derfor trenge færre kvoter pr enhet produsert strøm. De to råvareprisene har vært stigende i årevis, og er sentrale årsaker til hvorfor den nordiske strømprisen har ligget på et høyere nivå i 2004 og 2005 enn i årene før vannmagasinkrisen på slutten av 2002 og i 2003.<sup>18</sup> I debatten om kvotemarkedet og hvilken kvotepris som er den riktige, har nivået for ”fuel switch” vært et sentralt begrep. Dette går på når det vil være lønnsomt å skifte fra kull til gass. I relasjon til de gjennompasserende karbonkostnadene er det viktig å vite om marginalkostnadene kan endre konkurranseforholdet mellom kull og gass, dvs at vi får en endring i ”merit-order.”

---

<sup>18</sup> Bye og Rosendahl (2005)



Figur 6: Gjennompasserende karbonkostnader ved forandring av "merit-order," kilde: ECN(2005).

Figuren viser en tilbudsfunksjon med to teknologier, A og B. De stiplete boksene er kvotekostnaden. Boksene merket A og B er drivstoffkostnadene til hver av teknologiene. Etterspørselen vises ved den vertikale stiplede linja. Når det ikke skjer noen forandring i "merit-order" vil de gjennompasserende karbonkostnadene bli ført videre 100%, representert ved  $\Delta p_2$  i figuren. Til høyre ser vi en situasjon hvor teknologi A i stedet har blitt dyrere enn teknologi B, her er  $\Delta p_3$  kvotekostnaden til A og  $\Delta p_4$  er økningen i strømprisen. Andelen gjennompasserende karbonkostnader blir nå  $\Delta p_4/\Delta p_3$ . Denne faktoren er mindre enn 1 fordi  $\Delta p_4 < \Delta p_3$ . Dette er en situasjon som kan oppstå hvis marginalkostandene til kull overstiger de til gass.

Som vi så i innledningen har kull fremdeles blitt foretrukket i 2005, selv om dette fører til større etterspørsel etter kvoter og dermed høyere priser. I Tyskland har man gode muligheter til å skifte en del produksjon fra kull til gass når markedsprisene skulle tilsi dette.<sup>19</sup> Men generelt eksisterer det i dag få kraftverk som kan bytte til mindre karbonintensivt drivstoff når markedsprisene går i den retning. Flexibiliteten hos kraftverkene er ikke noe som vil forandre seg på kort sikt.

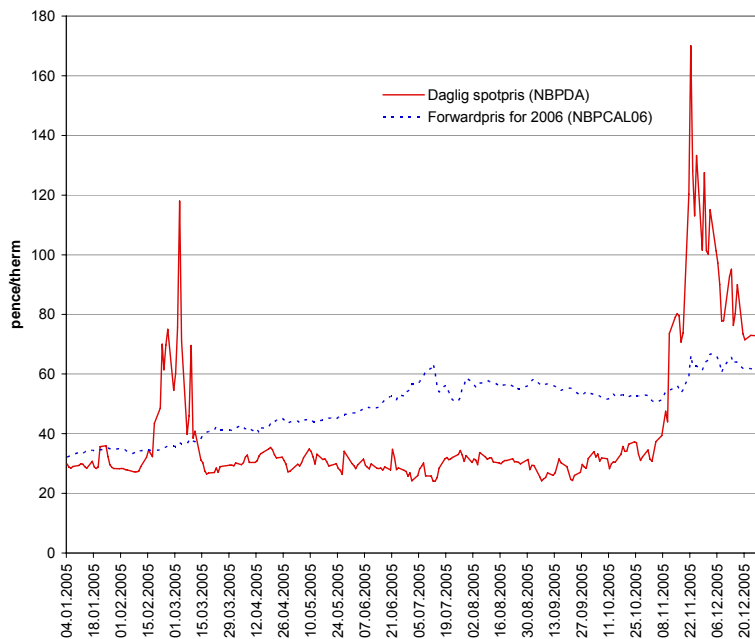
Et annet spørsmål er om markedsprisene på kort sikt vil endre seg slik at problemstillingen ovenfor blir aktuell. Figur 7 og 8 nedenfor viser daglige prisdata fra hele 2005.<sup>20</sup> Ser vi på forwardprisene for kull og gass, kan det virke som konkurranseforholdet de to imellom ikke vil forandre seg nevneverdig i 2006. Spotprisen for gass var tidvis turbulent i 2005, men ser vi

<sup>19</sup> Point Carbon (2004)

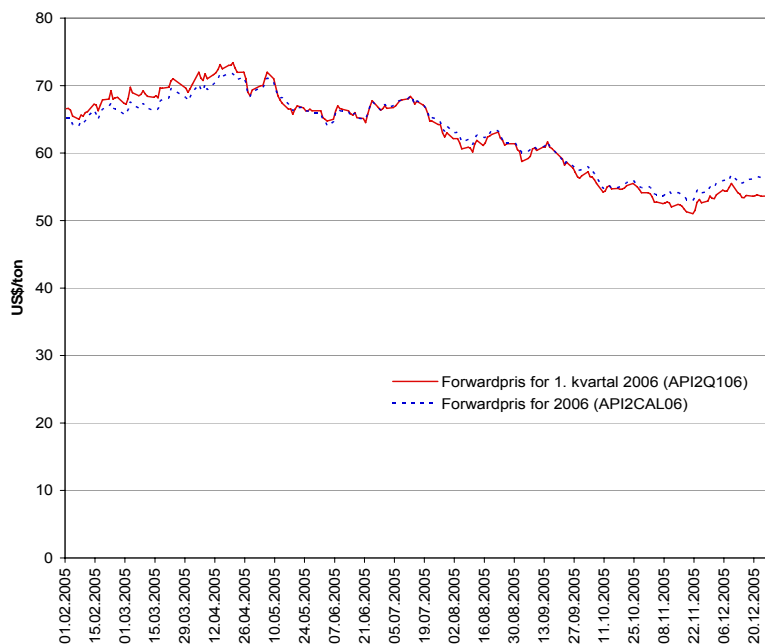
<sup>20</sup> Tallmaterialet er basert på NBP og API.



på den stabile perioden fra mars til november og husker tilbake til figur 3 i innledingen, var kull fremdeles billigere enn gass. En høyere kvotepris i denne perioden forandret ikke dette forholdet. Det ser ut som det er en forventning i markedet om litt stigende gasspriser i 2006 i forhold til denne stabile perioden, mens kullprisen blir spådd å ligge omtrent på nivået den har gjort i 2005.



Figur 7: Prisutviklingen for gass for daglig spot og forwardkontrakt 2006, kilde: SKM.



Figur 8: Prisutviklingen for kull for 1.kvartal 2006 og forwardkontrakt 2006, kilde: SKM.

### **2.1.1.1.2 Konklusjon**

Det er vanskelig å si hvor stor andelen gjennompasserende karbonkostnader faktisk er. I denne oppgaven ligger fokuset på strømprisen for 2006, altså et relativt kortsiktig perspektiv. Mange av momentene nevnt i dette avsnittet vil først gjøre seg gjeldende på lengre sikt, mens noen også er viktige på kort sikt. De politiske forholdene i Tyskland og kravet om minst 60% drift for å unngå færre allokerede kvoter, gjør at jeg mener en gjennompasserende andel på 0,7 vil være rimelig. I Danmark er allokeringreglene mye mer sjenerøse, men samtidig vil start- og stoppkostnader og mulig negativ opinion tilsi en andel lavere enn 1. Fra et produsentsynspunkt virker forholdene å være gunstigere enn i Tyskland, og en faktor på 0,9 for Danmark burde være en grei tilnærming.

### **2.1.1.2 Andel av tiden med kvotebelagt prissetting**

#### **2.1.1.2.1 Den nordiske produksjons- og overførings situasjonen**

I Norden er det spesielt Danmark og Finland som står for den forurensende kraftproduksjonen, mens Norge og Sverige hovedsakelig har produksjon som ikke gir forurensende utslipp.

Tabell 1: *Total elektrisitetsproduksjon for år 2001*

	Total produksjon (TWh)	Prosent av total produksjon			
		Kull	Olje	Gass	Ikke-fossile drivstoff
Danmark	37.7	47.3 %	11.1 %	24.6 %	17.1 %
Finland	74.5	23.5 %	0.9 %	15.5 %	60.1 %
Norge	119.2	0.2 %	0.0 %	0.2 %	99.6 %
Sverige	161.6	1.9 %	1.6 %	0.2 %	96.3 %
Tyskland	581.8	51.8 %	0.8 %	10.0 %	37.3 %

Kilde: IEA.

Tabell 1 viser fordelingen av kraftproduksjonen i Norden og Tyskland. Spesielt interessant for denne oppgaven er Finland og Danmark som i stor grad baserer sin produksjon på konvensjonell termisk kraft (40% og 83%). Finlands øvrige produksjon er i stor grad

kjernekraft, mens Sveriges produksjon ligger på 50% vannkraft og 44% kjernekraft. Norge er største vannkraftprodusent med en innenlands andel på nær 100%. Totalt for det nordiske området utgjør vannkraften 55% av all produksjon, kjernekraft 24% og konvensjonell termisk kraft 20%.<sup>21</sup> Konvensjonell termisk kraft utgjør altså en viktig del av markedet. Opp gjennom 90-tallet har Danmarks betydning blitt viktigere med tanke på en betydelig oppbygd overkapasitet, mens Sverige og Norge ikke har foretatt særlig nybygging til tross for stadig stigende etterspørsel. Miljøministeriet (2004) i Danmark forventer fortsatt stigende eksport til de øvrige nordiske landene.

Det er ikke rimelig å anta at kullkraftverk i Danmark eller Tyskland alltid er prissetter i markedet selv om kullkraftproduksjon har høyere marginalkostnad enn vannproduksjon. Vannkraftprodusentene opererer med svært lave marginale kostnader. I markedet benytter de derfor beregninger av alternativverdien for vannet når de skal innmelde produksjon til Nord Pool. Alternativverdien vil bli beregnet ut fra marginalkostnaden til den alternative produksjonsteknologien. Men på grunn av overføringsbegrensninger mellom områder, vil også fyllingsgraden i magasinene, tilsig, temperatur, etterspørselsforhold og utsiktene for disse parametrene i tiden som kommer, være med på å avgjøre alternativverdien til vannet. Av og til vil verdien være høyere enn de marginale kullkraftkostnadene, av og til vil den være lavere. Det er derfor naturlig å forvente at tidsandelen med prissetting inkludert kvotekostnader er lavere enn 1.

Når det gjelder overføringskapasiteten mellom de nordiske landene, er kapasiteten forholdsvis stor mellom Norge, Sverige og Danmark. Finland har god overføringskapasitet med Sverige, men er ellers lite integrert med resten av Norden. Av den grunn vil jeg se bort fra Finland når jeg ser på hvem som er prissetteren i Norden på ulike tidspunkter. Det er viktig å bemerke at overføringskapasiteten ikke er større enn at alle de nordiske landene må produsere størstedelen av sitt elektrisitetsbehov selv. Figur 9 viser overføringsforholdene innad i og ut fra Norden.

---

<sup>21</sup> De nordiske konkurransemyndighetene (2003)



Figur 9: Kraftforbindelser innad i og ut fra Norden, kilde: Statnett (2004).

Beregningene fra Copenhagen Economics (2002) gir en god pekepinn på hvor tett integrert det nordiske markedet faktisk har blitt. Tabell 2 nedenfor viser at Norden var ett prisområde omtrent 52% av timene i 2001. Vi ser også at det svært sjelden er mer enn tre separate prisområder. Tabell 3 viser de fire mest vanlige kombinasjonene av prisområder. I alt står disse fire kombinasjonene for mer enn 75% av alle timene i 2001.

Tabell 2: Frekvens av prisområdekombinasjoner

Antall prisområder	Timer	Prosent	Kumulert
1	4539	51.8	51.8
2	2670	30.5	82.3
3	1071	12.2	94.5
4	371	4.2	98.7
5	108	1.2	99.9

Kilde: Copenhagen Economics (2002).

Tabell 3: *De fire mest frekventerte prisområdekombinasjonene i 2001 (NOR/MWh)*

Prisområder	1	2	3	4	
Timer	4539	978	889	236	
Andel	51.8 %	11.2 %	10.1 %	2.7 %	
Finland	192.1	148.17	196.4	187.7	
Sverige					
Øst-Danmark					
Vest-Danmark			214.8	184.3	
Sør-Norge			167.4	196.4	187.7
Midt-Norge					
Nord-Norge					

Kilde: Copenhagen Economics (2002).

Et viktig spørsmål i denne analysen er Tysklands rolle som prissetter i Norden. Copenhagen Economics undersøker om Tyskland er i samme geografiske elektrisitetsmarked som det nordiske området. Dette har de analysert på bakgrunn av tallmateriale fra 2001. Hvis de ser på situasjonen når Norden er et enkelt prisområde, er svaret klart nei. Korrelasjonen mellom Norden og de tyske prisene er i dette tilfellet 0,24. Situasjonen ser litt annerledes ut når Norden er delt opp i flere prisområder, spesielt når Danmark helt eller delvis er eget prisområde. I disse timene kan prislinken mellom Danmark og Tyskland være sterkere. Likevel konkluderer rapporten med at Tyskland ikke tilhører samme geografiske marked som Danmark fordi de kommersielle linkene mellom disse regionene ikke er tilstrekkelig utviklet. Dette siste begrunner de med fortsatt svake priskorrelasjoner mellom Øst-Danmark og Tyskland og Vest-Danmark og Tyskland, selv når de danske områdene er egne prisområder.

I neste avsnitt vil jeg likevel argumentere for at Tyskland bør defineres som nordisk prissetter under visse omstendigheter.

### ***2.1.1.2 Danmark og Tyskland som prissettere i 2004 og 2005***

Spørsmålet om hvem som er marginal prissetter, har nær sammenheng med spørsmålet om hva som er prisområdet og hvordan strømflyten mellom de nordiske landene er på det aktuelle

tidspunktet. Jeg har sett på spotpris-, kapasitets- og overføringsdata fra Nord Pool<sup>22</sup> for alle timer i 2005. Som en referanse har jeg også sett på tilsvarende data for 2004.

En nærmere analyse av dataene viser at det har skjedd forandringer i det nordiske markedet i forhold til 2001. Som vi så i forrige avsnitt var Norden ett prisområde 51,8% av tida i 2001, mens de tilsvarende tallene for 2004 og 2005 er henholdsvis 25,8% og 31,8%.

Nedenfor kommer en beskrivelse av hvordan jeg har definert Danmark og Tyskland som prissetter i det nordiske markedet. SYS, DK1, DK2, NOR, SVE og TYS refererer til systemprisen i Norden, områdepris Danmark 1 (Jylland), Danmark 2 (Sjælland), Norge, Sverige og Tyskland (Phelix) henholdsvis. Elektrisitetsflyten mellom de samme landområdene er beskrevet som for eksempel NOR→DK1, som refererer til flyt fra Norge til Jylland.

Tanken bak denne definisjonen er at kraften alltid vil flyte i den retning hvor prisen er høyest. Sett at danske produsenter innmelder kvanta til en høyere pris enn norske og svenske produsenter, og at en dansk produsent blir nordisk prissetter. Da vil de øvrige skandinaviske produsentene eksportere til Danmark hvis disse har meldt inn kvanta som overstiger etterspørselen i sine egne land. Flyten kan gå fra Norge til Jylland, fra Sverige til Jylland eller fra Sverige til Sjælland. Flyten går i disse retningene samtidig, parvis eller alene. På samme måte vil flyten gå videre fra Danmark til Tyskland hvis prisen er høyere der. Flyten vil i så fall gå videre fra både Jylland og Sjælland, eller kun fra ett av disse områdene.

---

<sup>22</sup>Tallmaterialet for Norden er hentet fra "Elspot\_file," "Operating\_data" og "Elspot\_capacity" i Nord Pools database.

## Boks 1: Formell definisjon av Danmark/Tyskland som prissetter for Norden

Danmark/Tyskland er prissetter i det nordiske markedet hvis:

$DK1 \geq SYS$  og flyten  $NOR \rightarrow DK1 > 0$ , så lenge ikke både  $DK1 > SYS$  og flyten  $NOR \rightarrow DK1 > 95\%$  av total overføringskapasitet

*Dette innebærer at Jylland/Tyskland er prissetter hvis områdeprisen for Jylland er høyere enn eller lik systemprisen, og det er strømflyt fra Norge til Jylland. Men dette gjelder ikke hvis prisen på Jylland er høyere enn systemprisen, samtidig som importkapasiteten fra Norge er fullt utnyttet.*

og/eller

$DK1 \geq SYS$  og flyten  $SVE \rightarrow DK1 > 0$ , så lenge ikke både  $DK1 > SYS$  og flyten  $SVE \rightarrow DK1 > 95\%$  av total overføringskapasitet

*Dette innebærer at Jylland/Tyskland er prissetter hvis områdeprisen for Jylland er høyere enn eller lik systemprisen, og det er strømflyt fra Sverige til Jylland. Men dette gjelder ikke hvis prisen på Jylland er høyere enn systemprisen, samtidig som importkapasiteten fra Sverige er fullt utnyttet.*

og/eller

$DK2 \geq SYS$  og flyten  $SVE \rightarrow DK2 > 0$ , så lenge ikke både  $DK2 > SYS$  og flyten  $SVE \rightarrow DK2 > 95\%$  av total overføringskapasitet.

*Dette innebærer at Sjælland/Tyskland er prissetter hvis områdeprisen for Sjælland er høyere enn eller lik systemprisen, og det er strømflyt fra Sverige til Sjælland. Men dette gjelder ikke hvis prisen på Sjælland er høyere enn systemprisen, samtidig som importkapasiteten fra Sverige er fullt utnyttet.*

## Boks 2: Formell definisjon av Danmark og Tyskland som prissettere for Norden

Tyskland er prissetter for det nordiske markedet hvis:

Gitt at  $DK1/TYS$  er definert som prissetter.  $TYS \geq SYS$  og flyten  $DK1 \rightarrow TYS > 0$ , så lenge ikke både  $TYS > SYS$  og flyten  $DK1 \rightarrow TYS > 1000$  MWh/h

*Dette innebærer at Jylland/Tyskland er definert som prissetter allerede. Tyskland er prissetter hvis Phelix-prisen er høyere enn eller lik systemprisen, og det er strømflyt fra Jylland til Tyskland. Men dette gjelder ikke hvis Phelix-prisen er høyere enn systemprisen, samtidig som importkapasiteten fra Jylland er fullt utnyttet.*

og/eller

Gitt at  $DK2/TYS$  er definert som prissetter.  $TYS \geq SYS$  og flyten  $DK2 \rightarrow TYS > 0$ , så lenge ikke både  $TYS > SYS$  og flyten  $DK2 \rightarrow TYS > 450$  MWh/h.

*Dette innebærer at Sjælland/Tyskland er definert som prissetter allerede. Tyskland er prissetter hvis Phelix-prisen er høyere enn eller lik systemprisen, og det er strømflyt fra Sjælland til Tyskland. Men dette gjelder ikke hvis Phelix-prisen er høyere enn systemprisen, samtidig som importkapasiteten fra Sjælland er fullt utnyttet.*

Differansen mellom Tyskland/Danmark og Tyskland som prissetter, blir dermed antall timer Danmark er prissetter for Norden.

Tabell 4: *Danmark og Tyskland som prissettere i det nordiske kraftmarkedet, 2004 og 2005*

	2004		2005	
	Timer	Prosentandel	Timer	Prosentandel
Danmark/Tyskland prissetter	3552	40,4 %	6685	76,3 %
Tyskland prissetter	1071	12,2 %	2676	30,5 %
Danmark prissetter	2481	28,2 %	4009	45,8 %
Timer i året	8784	100,0 %	8760	100,0 %

Tabellen ovenfor viser at Danmark/Tyskland er prissetter hele 76,3% av timene i 2005. Dette er et høyt tall sammenlignet med 40,4% i 2004, et år som også var normalt med tanke på nedbør. Forskjellen mellom de to årene er hovedsakelig den nye produksjonskostnaden for kullkraftprodusentene i form av kvoter, i tillegg til rikelig med nedbør i 2005. Dette skulle føre til at kullkraft i 2005 oftere er dyrere enn vannkraft, og forklarer den økte frekvensen i prissetting sør for Skagerrak.

I de tilfellene hvor prisen i Danmark er høyere enn prisen i Norge og/eller Sverige, samtidig som at kapasiteten på linjene er fulle, vil ikke Danmark være nordisk prissetter og kvotekostnader vil ikke påvirke prisen for Norge og Sverige. Derfor er timene hvor dette er tilfelle ikke tatt med i definisjonen ovenfor. Jeg definerer en linje som full hvis mer enn 95% av kapasiteten er i bruk. Nord Pool har egne data for kapasiteten på linjene time for time, disse kan variere mye pga problemer på linjene osv. Hvis noe kapasitet ligger nede innad i et landområde, kan den reelle overføringskapasiteten til et annet landområde bli redusert. Også dette er det data som tar hensyn til, og for de tidsrommene slike filer er tilgjengelige er de brukt i beregningene.

Det er vanskeligere å få oversikt over kapasiteten mellom Danmark og Tyskland. Dette er fordi linjene er i privat eie og kapasiteten time for time ikke er offentlig kjent. Samtidig er det ingenting som tilsier at kapasiteten her skulle variere mindre enn den gjør mellom de nordiske områdene. Nord Pool har derimot datafiler med den faktiske flyten for hver time. En nærmere studie av disse filene viser at kapasiteten fra Jylland synes å ha et maksimum på rundt 1300 MWh/h, mens kapasiteten fra Sjælland virker å være omtrent 550 MWh/h. I peak-timene<sup>23</sup> ligger den tyske prisen som regel alltid høyere enn den nordiske, samtidig som eksporten sørover fra Danmark er høy. Under ellers normale omstendigheter vil det være naturlig å anta at kapasiteten i disse timene vil være fullt utnyttet. For samtidig å fange inn tidvis lavere

<sup>23</sup> I Tyskland definert som kl 8.00 til 20.00 mandag til fredag uansett om det er ferie eller ikke.



kapasitet på linjene har jeg definert linjene som fulle når flyten passerer henholdsvis 1000 MWh/h og 450 MWh/h.

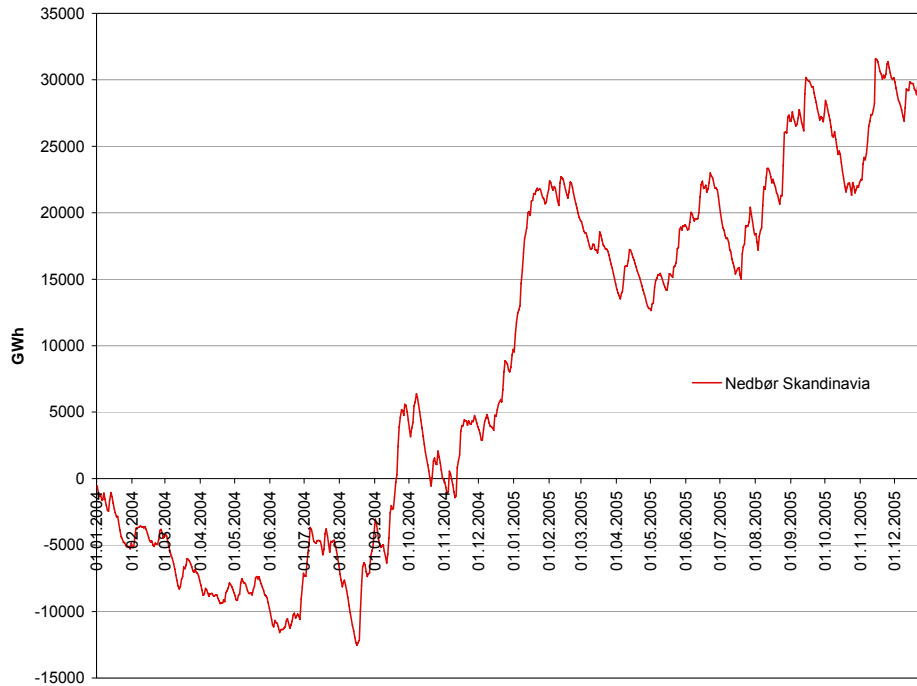
Som vi så i avsnitt 2.1.1.2.1 viste Copenhagen Economics til dårlig utviklede kommersielle linker mellom Danmark og Tyskland. Lite har skjedd for å forbedre dette før Nord Pool åpnet det nye handelsområde KONTEK 5. oktober 2005. Dette har gitt kunder hos Nord Pool Spot muligheten for spothandel innenfor Vattenfall Europe Transmission's kontrollområde i Tyskland.<sup>24</sup> Tanken bak dette er å forbedre integrasjonen mellom det nordiske og de europeiske kraftmarkedene. Man vil forbedre markedets virkemåte og sørge for at kraften går i riktig retning over grensene, dvs. fra lavprisområde til høyprisområde.

Selv om salget tidligere ikke har vært i slike oversiktlige former, er det vanskelig å tro at produsentene ikke har prøvd å oppnå høyest mulig pris for kraften de produserer. Datamaterialet viser tydelig at eksporten til Tyskland er høy i peak-timene, samtidig som Tyskland etter definisjonen ovenfor har satt prisen for Norden over 30% av timene i 2005. Dette står i kontrast til 12,2% av timene i 2004. For Danmark ser vi den samme utviklingen. Tallene tyder på høy eksportvilje fra norske og svenske produsenter som opplevde et 2005 med mye nedbør. Dette indikerer at produsentene opptrer rasjonelt og markedet fungerer effektivt. Prisnivået i Tyskland har altså betydning for produsentenes adferd og det er rimelig at dette prisnivået igjen vil påvirke prisene innad i Norden.

For aktørene i kraftmarkedet vil det være rasjonelt å forvente at 2006 blir et "normalt" år hva angår nedbør og temperatur. Av figur 10 kan vi se at nedbørsverdiene har vært langt høyere enn normalt i Skandinavia i 2005, mens verdiene for 2004 ligger mer på gjennomsnittet. Samtidig lå norske vannmagasiner langt over normalen ved utgangen av 2005, mens de svenske lå litt over det normale. Mye vann betyr at alternativverdien for vannet er lavere i 2005 enn i et normalår. Det vil derfor være naturlig å forvente at vann oftere er prissetter i det nordiske elektrisitetsmarkedet i et normalår, og spesielt i år med nedbør under det normale. Dette fordi alternativverdien i disse tilfellene oftere vil overstige marginalkostnadene til kullkraftverkene. I tillegg til dette viser tallmateriale fra Nena at temperaturene har vært høyere enn normalt i 2005, noe som tilsier lavere etterspørsel etter elektrisitet pga stor andel el-varme i Norge og Sverige.

---

<sup>24</sup> Jamfør pressemelding fra Nord Pool (2005).



Figur 10: *Nedbør i Skandinavia fra januar 2004 t.o.m. desember 2005, akkumulert avvik fra normalen i GWh, kilde: Nena.*

Om prissettingsdataene for 2005 har prediksjonsverdi for kommende år er åpent for diskusjon når man tenker på de store nedbørsmengdene, og i tillegg kvotepriser som kanskje har vært høyere i år enn de vil være når markedet har stabilisert seg. Dette er faktorer som henholdsvis gjør alternativverdien til vann spesielt lav, og marginalkostnaden til kullkraftverkene spesielt høy. Sannsynligvis vil kvoteprisene og magasinutfyllingsgradene være høye også et stykke inn i 2006, og burde dermed også ha påvirket markedsaktørenes verdsettelse av årskontrakten for strøm dette året. Generelt vil jo dagens situasjon alltid spille inn på markedsaktørenes verdsetting av forwardkontrakter, ofte mer enn det som kan begrunnes rasjonelt. Dette skulle tilsi at tallene for 2005 også har relevans for 2006.

### 2.1.1.3 Karbonintensitet i kraftproduksjonen

For å finne prispåslaget som kvotene vil gi, er det avgjørende å vite hvor store CO<sub>2</sub>-utslipp det marginale kraftverket har per MWh det produserer.

Et kullkraftverk med en teoretisk 100% termisk effektivitet vil slippe ut ca 0,341 tCO<sub>2</sub> når det produserer 1MWh elektrisitet. Gass vil slippe ut omtrent 0,202 tCO<sub>2</sub> for å produsere samme

mengde.<sup>25</sup> Kraftverk med 100% effektivitet finnes imidlertid ikke, og teknologiforskjellene mellom land kan være til dels betydelige. Utslippsverdiene ovenfor kan divideres med det enkelte kraftverks effektivitetsgrad og vi får de relevante tCO<sub>2</sub> per MWh. Ifølge Eurostat (2005) hadde Danmark i 2002 en gjennomsnittlig termisk effektivitet ved kraftverkene på 66,3%, mens Tysklands lå på 35,1%. Hos Eurostat er denne effektiviteten utregnet som raten mellom produksjon av elektrisitet og varme fra elektrisitetsverk og CHP-verk (combined heat and power) og innsatsen av drivstoff til disse kraftverkene. Problemet med disse verdiene er at man har kalkulert effektiviteten til alle typer kraftverk under ett, uten noen form for skille mellom de som bruker ulike typer kraftverk. Nedenfor følger en tabell med noe mer spesifikke data fra IEA.

Tabell 5: *Utslipp per kWh for 2002*

<b>Utslipp pr kWh i elektrisitets- og varmeproduksjonen (gCO<sub>2</sub> per kWh)</b>				
	Totalt	Kull og kullprodukter	Olje	Gass
Danmark	332.2	539.8	532.3	251.8
Finland	252.0	572.3	345.6	241.7
Norge	4.4	834.6	288.5	277.0
Sverige	42.5	579.2	329.9	220.4
Tyskland	517.9	907.5	516.8	327.4

Kilde: IEA (2004).

IEA har kalkulert disse verdiene ved å bruke CO<sub>2</sub>-utslipp fra tallmateriale for offentlig elektrisitets- og varmeproduksjon og selvforsynte fabrikker (private eller offentlige), og deretter dividert utslippene med den totale elektrisitets- og varmeproduksjonen. Disse tallene må betraktes som et gjennomsnitt for alle kraftverkene, men her får vi skilt dem ut etter drivstoff. I praksis vil det være forskjellige kraftverk som er prissetter fra gang til gang, derfor trenger ikke nødvendigvis de gjennomsnittlige verdiene utgjøre noe problem for denne oppgaven. Mer viktig er det å vite om det er kull-, olje- eller gasskraftverk som over tid er de marginale prissetterne.

<sup>25</sup> Hentet fra ECN (2005)

Av en tabell tidligere i analysen så vi at 17,5% av Danmarks kraftproduksjon i 2000 kom fra ikke-fossile drivstoff, dette er i all hovedsak vindkraft. Brevik (2005b) forteller at strømprisen i Danmark er svært høy når det ikke blåser. Når det er vindstille presses nemlig tilbudskurven innover, og kraftverk med svært høye marginale kostnader kan bli prissettere. Dette kan være oljekondensverk eller gassturbiner. I disse timene vil prisen i Danmark være svært høy, og det vil være naturlig å anta at importen er maksimal, i alle fall så lenge det ikke er tørrår i Norge og Sverige. Ved normale tilbuds- og etterspørselsforhold vil kullkraften være den relevante prissetteren innad i Danmark. Antar vi at importen er maksimal når andre og dyrere drivstoffene er prissettere, vil ikke dette ha betydning for den nordiske systemprisen. Dermed blir karbonintensiteten for de danske kullkraftverkene den relevante verdien for denne oppgaven.

For Tysklands del kan vi langt på veg følge en lignende argumentasjon. Scheepers (2003) viser at gass setter prisen under visse såkalte super-peak-perioder på vinteren, ellers er det i all hovedsak kull som er prissetter i Tyskland. Generelt er eksporten fra Norden til Tyskland stor i peak-timene, og med samme logikken som ovenfor kan vi anta at karbonintensiteten for tyske kullkraftverk er det interessante for denne analysen.

### 2.1.2 Konklusjon teoretisk analyse

Da gjenstår det å sette inn faktorene som er funnet i regnestykket som ble presentert i innledningen til analysen.

$$\text{Prispåslag} = \text{Kvotepris} * \text{Andel gjennompasserende karbonkostnader} * \text{Andel kvotebelagte prissettere} * \text{Karbonintensitet i kraftproduksjonen}$$

Andelen gjennompasserende karbonkostnader på kort sikt ble vurdert til å være 0,7 for Tyskland og 0,9 for Danmark. Tyskland og Danmarks tidsandel som prissettere var omtrent 31% og 46%. Karbonintensiteten i kullkraftproduksjon var tilsvarende 0,91 og 0,54 tCO<sub>2</sub> per produserte MWh. Tallene settes så inn i regnestykket;

$$\begin{aligned} \text{Prispåslag (€/MWh)} &= \text{Kvotepris (€/tCO}_2\text{)} * (0,7 * 0,31 * 0,91 \\ &\quad + 0,9 * 0,46 * 0,54) \text{ (tCO}_2\text{/MWh)} \\ &= \text{Kvotepris (€/tCO}_2\text{)} * 0,421 \text{ (tCO}_2\text{/MWh)} \end{aligned}$$

Fra analysen får vi altså et overslag som sier at 42% av kvoteprisen bør være med over på strømprisen i det nordiske markedet. Denne prosentverdien er som vi har sett beheftet med mange forutsetninger. Vi har et kortsiktig perspektiv, og over tid må vi anta at det er de gjennomsnittlige kullkraftverk i Danmark og Tyskland som avgjør prisen når disse landene har status som prissetter. I tillegg må vi forutsette at markedsaktørene som handlet elektrisitetskontrakten for året 2006 antok at tilbuds- og etterspørselsforholdene for Norden i 2006 omtrent ville bli som i 2005.

## **2.2 Empirisk analyse**

### **2.2.1 Begrunnelse for valg av tidsserier**

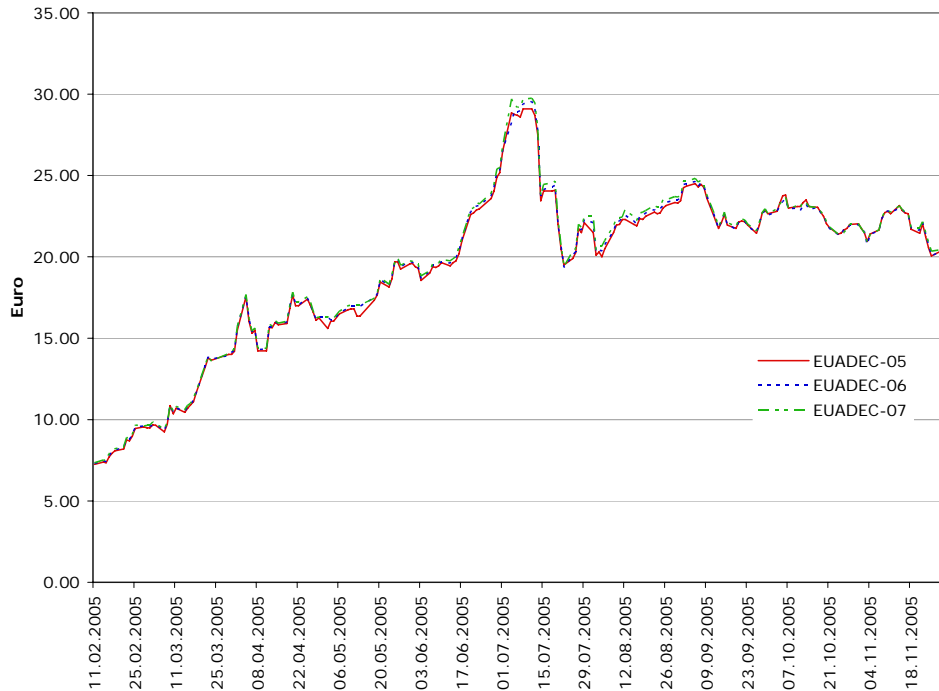
For å fange opp hvordan kvoteprisen har påvirket strømprisen, har jeg valgt ut Nord Pools kvotepris for 2006, EUADDEC-06, og Nord Pools årskontrakt for 2006, ENOYR-06. Deretter har jeg gjort økonometriske analyser på de to tidsseriene for å finne ut hvordan de to forholder seg til hverandre.

Når det gjelder strømprisen finnes det mange ulike kontraktstyper å velge mellom, blant annet tilbys ulike sesongkontrakter og årskontrakter, i tillegg til systemprisen som kan studeres ned til hver time. I denne oppgaven er det hensiktsmessig å ta for seg en prisserie som gjelder for en lengre periode slik at døgn- og sesongvariasjoner i tilbud og etterspørsel ikke trengs å ta hensyn til. En årskontrakt synes derfor å være gunstig, samtidig selges jo også utslippskvotene for ett produksjonsår av gangen. Det er nærliggende å se nærmere på årskontrakten for 2006, dette er også den årskontrakten som har blitt solgt suverent mest gjennom 2005. Pr 23/11-05 var det blitt handlet omtrent 33000 MWh. Dette var mer en det dobbelte av kontrakten for 2007 og seks ganger omsatt volum for 2008-kontrakten. Mest handlet var derimot den første kvartalskontrakten for 2006, her var det omsatt 63000 MWh på samme tidspunkt.<sup>26</sup>

Høsten 2005 har det blitt handlet tre ulike kvotekontrakter på Nord Pool og andre europeiske børser, en for 2005 og to for de påfølgende årene av første handelsperiode i ETS. Mulighetene for låning og lagring av kvoter mellom årene i første handelsperiode gjør at prisene på de tre kontraktene ligger svært tett. Dette ses tydelig på figuren nedenfor. Selv om kvotekontrakten for 2005 er mest handlet, har det liten betydning hvilken som velges i denne analysen. Siden strømkontrakten for 2006 blir brukt, velges kvoteprisen for 2006.

---

<sup>26</sup> Beregnet på grunnlag av tallmateriale fra Nord Pool.



Figur 11: *Prisutviklingen til Nord Pools kvotekontrakter (euro/tCO<sub>2</sub>), kilde: Nord Pool.*

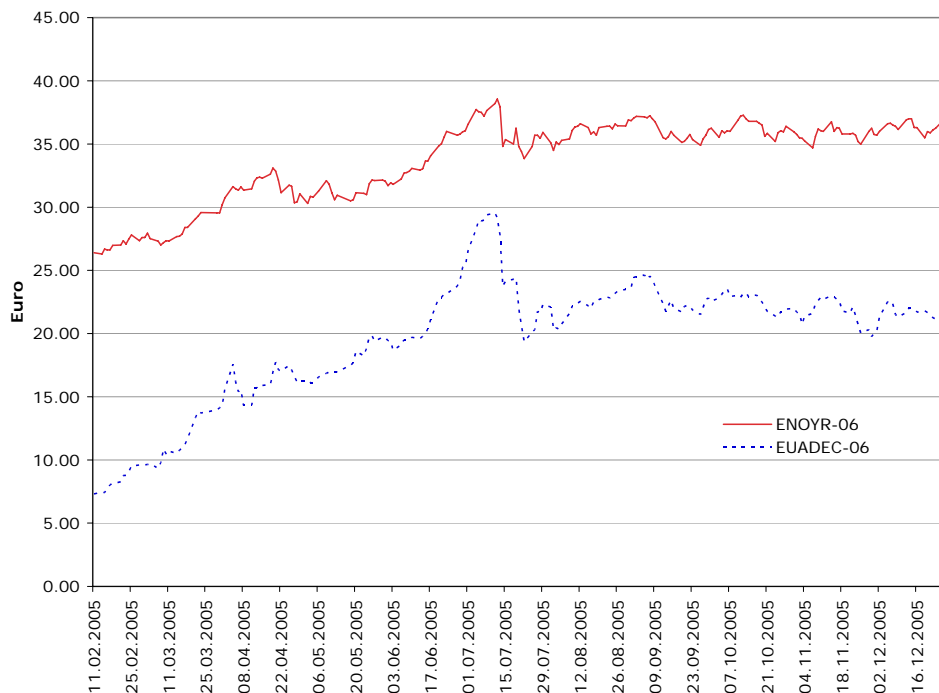
Et annet viktig forhold er lengden på tidsseriene. Både elektrisitetskontrakten og kvotene har vært i handel lenge før 11. februar 2005 som er valgt som startperiode her. Denne datoen er sammenfallende med Nord Pools åpning for kvotesalg, og er også et gunstig valg med tanke på enkel datatilgang. Som beskrevet i innledningen har det vist seg at kvoteprisene rundt omkring i Europa er tilnærmet like, både over børs og billateralt. Bruk av Nord Pool sine priser skulle derfor ha lite betydning fra eller til.

Først i 2005 begynte salget å ta av i kvotemarkedet, og dess større salg dess mer presise vil prisene være. Det lave handelsvolumet i 2003 og 2004 kan tyde på at prisenivået ikke har vært helt representativt, og derfor har hatt liten påvirkningskraft på forwardkontraktene for elektrisitet. Betydelig usikkerhet rundt NAP og andre politiske avgjørelser har nok også virket lammende på markedet disse to tidlige handelsårene. På bakgrunn av dette er ikke nødvendigvis de korte tidsseriene noen svakhet for analysen. Den korte tidsperioden kan være en fordel pga mer konsistente kvotedata, på en annen side kan potensielt viktige sesongvariasjoner gå tapt.

I analysen har jeg målt de to seriene i forhold til hverandre både på normalform og logaritmisk form. De to formatene har hver sine fortrinn som kan være nyttige i denne

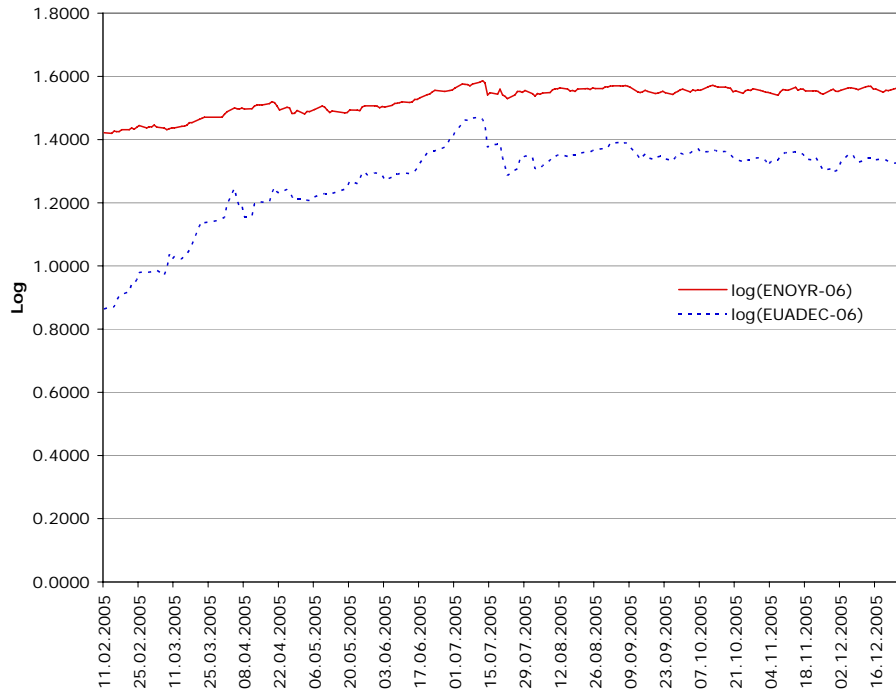
oppgaven. I en regresjonsmodell hvor man forventer en tilnærmet en-til-en-sammenheng mellom de inkluderte variablene, så er normalform greit å bruke. Dette er tilfelle i denne oppgaven, og normalformen vil gjøre sammenligningen med den teoretiske analysen enklere. På den annen side er resultater på logaritmisk form lettere å tolke, de er som regel mer stabile og variabler som ligger langt unna gjennomsnittet får mindre innvirkning på regresjonsanalysen. Man unngår dermed lettere problemer med heteroskedastisitet og får i tillegg variablene rett ut på elastisitetsform.

Dataene er hentet fra perioden 11. februar til 28. desember 2005, i alt 221 observasjoner. Av figur 12 og 13 kan vi se at seriene virker tett korrelerte, spesielt tydelig ses dette på normalform.



Figur 12: Årskontrakt og kvotepris for 2006, kilde: Nord Pool.





Figur 13: Årskontrakt og kvotepris for 2006 på logaritmisk form

## 2.2.2 Teoretisk gjennomgang av testene

Målet med den empiriske testingen har vært å finne korrelasjonen mellom kvoteprisen og elektrisitetsprisen, og om mulig finne en kausal forbindelse dem i mellom. For å undersøke dette har det vært nødvendig å se nærmere på om seriene er stasjonære, og videre teste for kointegrasjon når seriene har vist seg å være ikke-stasjonære. Med en kointegrasjonstest kan man finne eventuell korrelasjon mellom ikke-stasjonære variabler. Jeg har brukt Dickey-Fuller-testen for å studere stasjonærhetsegenskapene til seriene, deretter en Engle-Granger-test for å se etter kointegrasjon. Til slutt undersøkte jeg om det fantes kointegrasjon i datamaterialet ved bruk av Johansen-rammeverket. Dette ble gjort som et ledd i prosessen med å finne en årsakssammenheng mellom variablene, men også som en kontroll av EG-testen.<sup>27</sup>

### 2.2.2.1 Dickey-Fuller-testen

Økonomiske variable er tilfeldige i den forstand at det ikke er mulig å predikere dem helt perfekt, vi vet ikke hvilke verdier variablene får før de er realisert. En økonomisk modell som

<sup>27</sup> I denne gjennomgangen har jeg hovedsaklig brukt Hill (2003) og Stata (2005). I tillegg har Rabl (2005), Wang (2003) og Wooldridge (2003) blitt brukt til en viss grad.

genererer en tidsserie av en slik variabel kalles en stokastisk eller tilfeldig prosess. I regresjonsanalyser med minste kvadraters metode er det en forutsetning at de involverte tidsseriene er stasjonære stokastiske prosesser. En tidsserie er stasjonær hvis den oppfyller følgende tre egenskaper:

$$E(y_t) = \mu \quad (\text{konstant forventning})$$

$$\text{var}(y_t) = \sigma^2 \quad (\text{konstant varians})$$

$$\text{cov}(y_t, y_{t+s}) = \text{cov}(y_t, y_{t-s}) = \gamma_s \quad (\text{kovarians avhenger av } s, \text{ ikke } t)$$

Er ikke disse forutsetningene oppfylt er tidsserien ikke-stasjonær. Brukes en ikke-stasjonær tidsserie i en regresjonsmodell kan resultatene indikere en signifikant sammenheng selv om denne ikke finnes. Man kan med andre ord få resultater som ikke gir noen mening.

En formell måte å teste for stasjonærhet er Dickey-Fuller-testen (DF-testen). Sett at vi ønsker å sjekke tidsserievariabelen  $y_t$  i følgende modell:

$$y_t = \alpha + \rho y_{t-1} + \varepsilon_t$$

Trekker fra  $y_{t-1}$  på begge sider:

$$y_t - y_{t-1} = \alpha + (\rho - 1)y_{t-1} + \varepsilon_t$$

eller

$$\Delta y_t = \alpha + \Theta y_{t-1} + \varepsilon_t$$

Her er  $\Theta = (\rho - 1)$ . Så tester vi  $H_0 : \Theta = 0$  (dvs  $\rho = 1$ ) mot  $H_a : \Theta < 0$  (dvs  $\rho < 1$ ). Hvis  $H_0$  beholdes har vi en ikke-stasjonær prosess fordi  $\rho$  indikerer at observasjonen  $y_{t-1}$  kan ha en varig enhetlig innvirkning på tidsserien. Hvis vi kan forkaste  $H_0$  så indikerer  $\rho$  at observasjonen  $y_{t-1}$  ikke har noen varig enhetlig innvirkning på  $\Delta y$ , og serien er dermed stasjonær.

Når man skal vurdere hvorvidt  $\Theta$  ligger signifikant under null, må vi studere den tilhørende t-verdien til variabelen. T-verdien representerer koeffisienten dividert med standardavviket til den samme variabelen:

$$t_{\hat{\beta}_j} \equiv \frac{\hat{\beta}_j}{se(\hat{\beta}_j)}$$

I en t-distribusjon med et gitt signifikansnivå er kravet at  $\hat{\beta}_j$  skal være minst  $c$  standardavvik unna null. Det vil si at  $|t_{\hat{\beta}_j}| > |c|$  hvis vi skal kunne forkaste at variabelen vi undersøker er lik null. T-distribusjonen vil variere fra test til test avhengig av antall frihetsgrader i distribusjonen, som igjen avgjøres av antall parametere i regresjonen og observasjoner i tallmaterialet. Distribusjonen brukt i DF-testen avhenger i tillegg av hvilke spesifikasjoner man gjør.

I DF-testen kan man også ta med differensierte laggede  $y$ -er, da kalles testen i så fall en Augmented DF-test (ADF). Inkluderer vi i tillegg en tidstrendvariabel får vi følgende modell:

$$\Delta y_t = \alpha + \Theta y_{t-1} + \sum_{i=1}^m \beta_i \Delta y_{t-i} + \varphi TREND + \varepsilon_t$$

De laggede variablene  $\Delta y_{t-i}$  er med for å ta hånd om eventuell autokorrelasjon i feilleddene, og tas med så langt de er signifikante i modellen. Autokorrelasjon indikerer korrelasjon mellom feilleddene i ulike tidsperioder, dette er uheldig fordi vi da kan få en lite presis regresjonsmodell. Tidstrendvariabelen tar på sin side eksplisitt hensyn til en eventuell ikke-stokastisk trend i datamaterialet.

Et poeng som bør bemerkes er at en serie  $\Delta y_t = y_t - y_{t-1}$  er stasjonær hvis feilleddene er fullstendig tilfeldige. Serier som  $y_t$ , som kan gjøres stasjonære ved å differensiere dem en gang, blir sagt å være integrert av orden 1 (I(1)). Stasjonære serier blir sagt å være integrert av orden null, I(0). Generelt, hvis en serie må differensieres  $d$  ganger for å bli stasjonær, er den integrert av orden  $d$ , I( $d$ ).

### 2.2.2.2 Engle-Granger-testen

Det er en generell regel at ikke-stasjonære tidsserier ikke bør brukes i regresjonsmodeller. Likevel er det ett unntak for denne regelen, og det gjelder når tidsseriene er kointegrerte. Hvis  $y_t$  og  $x_t$  er ikke-stasjonære  $I(1)$  variabler, så kan man forvente at en lineær forbindelse mellom dem, som  $e_t = y_t - \beta_1 - \beta_2 x_t$ , også er  $I(1)$ . Skulle denne forbindelsen derimot vise seg å være  $I(0)$ , så er det en stasjonær prosess og de to variablene er kointegrerte. Kointegrasjon impliserer at  $y_t$  og  $x_t$  har like stokastiske trender, og at forskjellen dem i mellom ( $e_t$ ) er stasjonær. Dette innebærer at de to seriene aldri beveger seg veldig langt fra hverandre. De kointegrerte variablene  $y_t$  og  $x_t$  har et langsiktig likevektsforhold definert ved  $y_t = \beta_1 + \beta_2 x_t$  hvor  $e_t$  er likevektsfeilen, som representerer kortsiktige avvik fra det langsiktige forholdet.

Man kan undersøke om  $y_t$  og  $x_t$  er kointegrerte ved å teste om feilene  $e_t = y_t - \beta_1 - \beta_2 x_t$  er stasjonære. Siden vi ikke kan observere  $e_t$ , må vi i stedet teste stasjonærheten til de estimerte feilleddene  $\hat{e}_t = y_t - b_1 - b_2 x_t$ . Til dette brukes DF-testen. Vi estimerer følgende modell:

$$\Delta \hat{e}_t = \alpha + \gamma \hat{e}_{t-1} + v_t$$

hvor  $\Delta \hat{e}_t = \hat{e}_t - \hat{e}_{t-1}$ . Også her tar vi med differensierte laggede  $\hat{e}_t$ -er, hvis disse er signifikante i modellen. I denne modellen tar vi for oss de estimerte feilleddene til en regresjon gjort på økonomiske variabler, i motsetning til de økonomiske variablene selv. Det er ikke naturlig å anta at det er noe drift eller trend i en serie av feilledd, derfor kan konstantleddet kuttes og vi får en modell som denne:

$$\Delta \hat{e}_t = \gamma \hat{e}_{t-1} + v_t$$

Deretter utfører vi (A)DF-testen på modellen, med  $H_0 : \gamma = 0$  og  $H_A : \gamma < 0$  som beskrevet i avsnitt 2.2.2.1. Kan vi forkaste  $H_0$  har vi at seriene  $y_t$  og  $x_t$  er kointegrerte.

### 2.2.2.3 Johansen-testen

Med Johansen-rammeverket kan man avgjøre om det er kointegrasjon mellom to eller flere variabler. Hvis en slik sammenheng er funnet, kan man gå videre og se på parametere gitt av undersøkelsen. Av disse kan man finne årsakssammenhengene mellom variablene. Utover dette er Johansen-testen kjent som en sterkere test enn Engle-Granger-testen. I denne oppgaven fungerer dermed Johansen-testen også som en etterkontroll for EG-testen. Finner vi kointegrasjon med EG-testen, men ikke med den andre, så vet vi at eventuelle funn av kointegrasjon ikke er et robust resultat.

Johansen-testen bygger på teorien om kointegrasjon og kointegrerte vector-error-correction-models (VECM). Stata (2005) og Wang (2003) gir begge korte innledende beskrivelser av VECM mellom to eller flere variabler. Utgangspunktet er en VAR(p) (vektor autoregresjonsmodell) med p lags. For eksempel:

$$y_t = v + A_1 y_{t-1} + A_2 y_{t-2} + \dots + A_p y_{t-p} + \varepsilon_t$$

hvor  $y_t$  er en  $K \times 1$ -vektor av variabler som antas å være I(1),  $v$  er en  $K \times 1$ -vektor av parametere,  $A_1$  til  $A_p$  er  $K \times K$ -matriser av parametere og  $\varepsilon_t$  er en  $K \times 1$ -vektor av residualer som er null i gjennomsnitt over tid. Ved å trekke fra  $y_{t-1}$  på begge sider kan en VAR(p) omskrives til en VECM:

$$\Delta y_t = v + \Pi y_{t-1} + \sum_{i=1}^{p-1} \Gamma_i \Delta y_{t-i} + \varepsilon_t$$

hvor  $\Pi = -\sum_{j=1}^{j=p} A_j - I_k$  og  $\Gamma_i = -\sum_{j=i+1}^{j=p} A_j$ . Engle og Granger (1987) viser at om variablene  $y_t$  er I(1), så vil matrisen  $\Pi$  ha rank  $0 \leq r < K$ , hvor  $r$  er antallet lineære uavhengige kointegrerte vektorer. Hvis variablene kointegrerer så vil  $0 < r < K$ . Hvis variablene derimot ikke kointegrerer så vil  $\Pi$  være en null-matrise og ha rank lik 0. Skulle vi ha få en situasjon med full rank,  $r = K$ , så betyr det at alle variablene er stasjonære.

Ligningen ovenfor kan også tillegges variabler for tidstrend hvis det skulle være nødvendig. I praksis er det snakk om fem mulige modeller avhengig av om man skal ha med konstantledd

og/eller deterministisk trend. I analysen vil jeg bruke to av modellene: en med ubegrenset (unrestricted) trend og en med begrenset (restricted) trend. Ubegrenset trend betyr at det tas hensyn til trend i både langtidssammenhengen og korttidsdynamikken i modellen. Med begrenset trend tas det hensyn til trend i langtidssammenhengen, mens det antas ingen trend i korttidsdynamikken.<sup>28</sup> De øvrige testene inkluderer trend i liten eller ingen grad. Å inkludere trend i Johansen-modellene er naturlig med tanke på trenden vi ser av figurene i avsnitt 2.2.1. DF-testingen som blir presentert senere er også gjort med inkluderte trendvariabler.

For å teste om det er  $r$  kointegrerende vektorer mot alternativet  $(r + 1)$  kointegrerende vektorer, brukes en maksimum egenverdi (eigenvalue) statistikk:

$$\lambda_{\max} = -T \ln(1 - \hat{\lambda}_{r+1})$$

hvor  $\hat{\lambda}_r$  er en egenverdi som korresponderer til  $r$  kointegrerende vektorer og  $T$  er antall observasjoner. Trace-statistikken er kalkulert som:

$$\lambda_{\text{trace}} = -T \sum_{i=r+1}^k \ln(1 - \hat{\lambda}_i)$$

Trace-statistikken er for tilfellet med  $r$  kointegrerende vektorer, dvs summen av maksimum egenverdi-statistikkene fra null og opp til  $r$  kointegrerende vektorer.

Matrisen  $\Pi$  fra VECM-ligningen kan også skrives på denne måten;  $\Pi = \alpha\beta'$ . Er det funnet kointegrasjon i tallmaterialet kan man gå videre og analysere parameterne  $\alpha$  og  $\beta$ , som begge er  $k \times r$ -matriser med rank  $r$ . Da vil man kunne bestemme de kausale sammenhengene i datasettet. Jeg vil ikke gå videre inn på dette her fordi det senere vil vise seg at programvaren ikke fant konsistente tegn på kointegrasjon i datamaterialet.

---

<sup>28</sup> Langtidssammenhengen og korttidsdynamikken kan vises i en utvidet versjon av VECM-modellen. En slik lengre utledning av VECM velger jeg å se bort fra i denne oppgaven.

## 2.2.3 Resultater

I forbindelse med den empiriske analysen har jeg brukt regresjonsprogrammet Stata. Med programmet har jeg gjort testene som er beskrevet ovenfor. (A)DF-testen og noen av Johansen-funksjonene er innebygd i programvaren, samtidig blir relevante t-statistikker og kritiske verdier automatisk oppgitt. Nedenfor blir utskrifter av resultatene presentert og kommentert. ENOYR-06, EUADEC-06, log(ENOYR-06) og log(EUADEC-06) viser til prisen på årskontrakten for strøm 2006 og kvoteprisen for 2006, i henholdsvis normal og logaritmisk form.

### 2.2.3.1 Dickey-Fuller-testen

Under følger åtte (A)DF-tester gjort på de fire nevnte variablene ovenfor. Jeg har gjort to tester på hver av variablene, en med og en uten trend. Av grafene fra avsnitt 2.2.1 har vi sett at alle seriene virker å ha en klar trend. Trendvariablene kan være relevante selv om ingen av dem er signifikante under t-distribusjonene som er presentert nedenfor, dette er fordi trenden ikke har noen asymptotisk standard normaldistribusjon (med mindre  $|\rho| < 1$ ). Den korrekte distribusjonen er kjent, men sjelden brukt. I praksis er det vanlig å stole på intuisjonen når man vurderer å inkludere trend eller ikke. Når det gjelder ekstra lags, er disse tatt med der de har vist seg å være signifikante.

Tabell 6: Resultater fra (A)DF-testen

Variabel	Antall lags	Trend	t-verdier			Kritiske verdier	
			Trend	Lag	(A)DF	1 %	5 %
ENOYR-06	0	1	1.48	-	-2.38	-4.000	-3.434
ENOYR-06	0	0	-	-	-2.09	-3.470	-2.882
EUADEC-06	1	1	0.44	3.93	-2.12	-4.000	-3.434
EUADEC-06	1	0	-	3.92	-2.58	-3.470	-2.882
Log(ENOYR-06)	0	1	1.31	-	-2.34	-4.000	-3.434
Log(ENOYR-06)	0	0	-	-	-2.25	-3.470	-2.882
Log(EUADEC-06)	1	1	0.13	2.85	-2.58	-4.000	-3.434
Log(EUADEC-06)	1	0	-	2.86	-3.55	-3.470	-2.882

Av tabellen ovenfor ser vi at t-verdiene ligger langt over de kritiske verdiene for testene hvor trenden er tatt med. Med ett unntak gjelder det samme for testene hvor trenden er utelatt. Log(EUADEC-06) viser seg å bli stasjonær uten trendvariabel, vi ser også at t-verdien for trenden er veldig lav i testen hvor denne er med. Av figuren tidligere så vi derimot at denne variabelen syntes å ha en klar trend, og intuisjonen sier derfor at vi må inkludere

trendvariabelen i testen, til tross for resultatet ovenfor. Dette betyr at det ikke finnes grunnlag til å forkaste  $H_0 : \gamma = 0$  for noen av seriene. På grunnlag av disse testene kan vi altså konkludere at tidsseriene for strøm- og kvotekontraktene er ikke-stasjonære, både på normal og logaritmisk form.

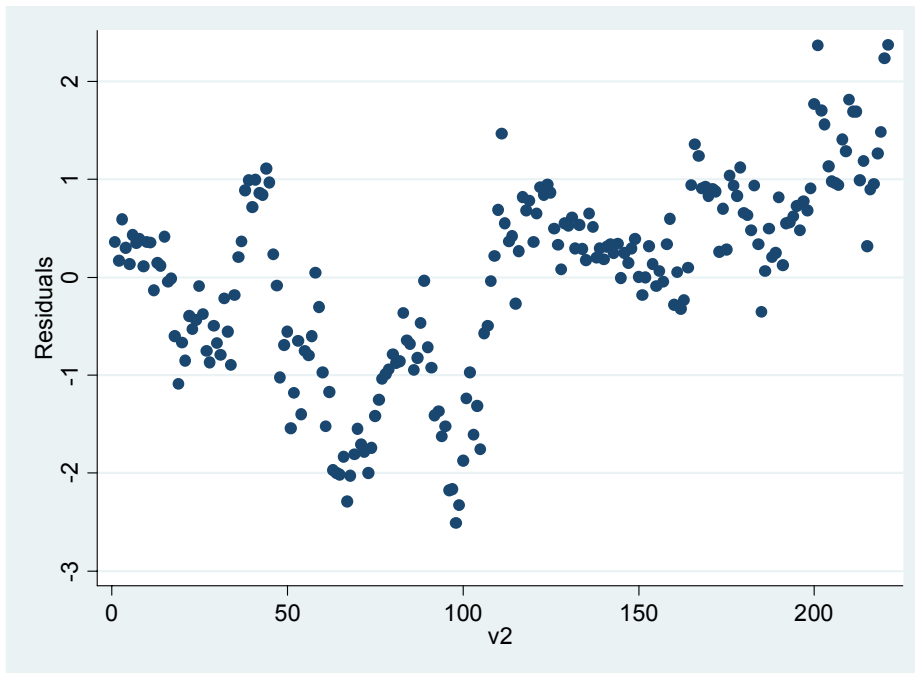
### 2.2.3.2 Engle-Granger-testen

Neste steg er da å se på om seriene er kointegrerte. Nedenfor kommer resultatet fra en regresjon av seriene i normalform: ENOYR-06 på EUADEC-06. Etterpå er det gjort en DF-test på de estimerte feilleddene fra regresjonen. Som bemerket i teoridelen er konstanten utelatt i DF-testen.

Boks 3: Resultater fra EG-testen gjort på seriene i normalform

<b>Regresjonsligning</b>			
ENOYR-06	=	21.428 (0.2791)	+ 0.631*EUADEC-06 (0.0138)
<b>DF-test</b>			
$\Delta \hat{e}_t$	=	-0.066* $\hat{e}_{t-1}$ (0.0266)	
t-verdi:		-2.493	
Kritiske verdier	1%:	-2.584	
	5%:	-1.950	





Figur 14: *Residualer fra regresjonsligningen (ENOYR-06 på EUADEC-06) for hver observasjon*

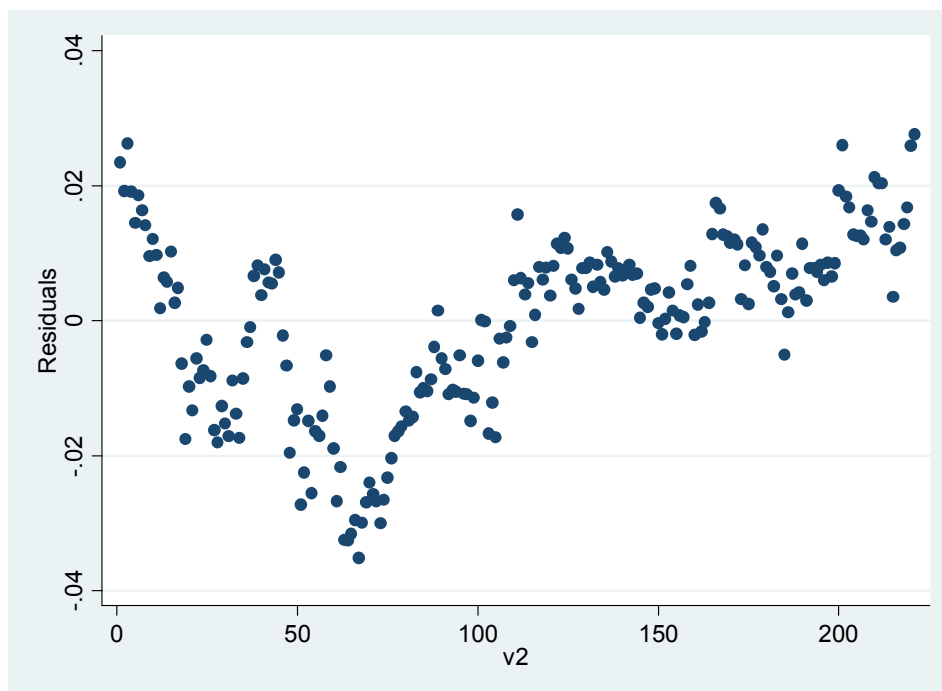
T-verdien fra DF-testen ligger under den kritiske verdien for 5% signifikansnivå, men over verdien på 1%-nivå. Vi kan også se tydelige tegn på autokorrelasjon mellom feilleddene i plotfiguren ovenfor. Årsaken kan være et sesongmønster i feilleddene. Det er vanskelig å få gjort noe med dette fordi vi bare har data fra ett år.

Basert på et 5% signifikansnivå kan vi slå fast at ENOYR-06 og EUADEC-06 er kointegrerte. Koeffisienten i regresjonen viser at den langsiktige korrelasjonen mellom seriene er 0,63. Samtidig er det tegn som indikerer at resultatet ikke er veldig robust.

Videre har jeg gjort tilsvarende prosedyre på seriene i logaritmisk form.

Boks 4: Resultater fra EG-testen gjort på seriene i logaritmisk form

Regresjonsligning			
Log(ENOYR-06)	=	1.128 (0.0088)	+ 0.313*log(EUADEC-06) (0.0069)
ADF-test			
$\Delta \hat{e}_t$	=	-0.060* $\hat{e}_{t-1}$ (0.0263)	+ -0.146* $\Delta \hat{e}_{t-1}$ (0.0673)
t-verdi:		-2.269	
Kritiske verdier 1%:		-2.584	
5%:		-1.950	



Figur 15: Residualer fra regresjonsligningen ( $\text{Log}(\text{ENOYR-06})$  på  $\text{log}(\text{EUADEC-06})$ ) for hver observasjon

Som i forrige test får vi her en t-verdi som ligger mellom de to kritiske verdiene. Plottet viser igjen autokorrelasjon i feilleddene, men ett signifikant lag i ADF-testen demper delvis dette problemet. Vi kan på bakgrunn av et 5% signifikansnivå konkludere med at de to seriene er kointegrerte. Koeffisienten i regresjonen viser en langsiktig korrelasjon mellom seriene på omtrent 0,31. Heller ikke her er resultatet veldig robust.

### 2.2.3.3 Johansen-testen

Når det gjelder Johansen-testen er det brukt to Stata-kommandoer på tallmaterialet i prosessen med å finne kointegrasjon. Metodene implementert i ”varsoc” brukes til å avgjøre antall lag i en VAR-modell med I(1)-variabler. Det blir utført ulike testmetoder på tallmaterialet, konklusjonene kan variere og det blir opp til brukeren å avgjøre hvilket resultat man vil ta med videre.

”Vecrank” blir brukt til å avgjøre om variablene kointegrerer. Mer spesifikt avgjør kommandoen hvilket antall kointegrerende ligninger  $r$  det er mellom variablene i en VECM. I denne oppgaven vil et antall på null eller en være mest aktuelt. Skulle det derimot vise seg å være to kointegrerende ligninger betyr dette at variablene i testen er stasjonære. ”Vecrank” utfører to tester for å avgjøre  $r$ : Johansens trace-statistikk og maksimum egenverdi (eigenvalue) –statistikk. Disse ble beskrevet i den teoretiske gjennomgangen av testene. Nullhypotesen er ingen kointegrasjon, skal vi finne kointegrasjon må derfor statistikkverdiene være av en slik art at vi kan forkaste  $H_0$ .

Resultatene fra ”varsoc” er ikke det mest interessante her. Derfor nøyer jeg med å nevne at de ulike testmetodene anbefalte 1,2 eller 4 lags for variablene på normalform. For de logaritmiske variablene ble det anbefalt 1 eller 2 lags. Det viser seg at konklusjonene avhenger av antall lags, derfor er resultatene fra tester med både 1, 2 og 4 lags presentert nedenfor. Alle resultater er basert på 5% signifikansnivå.

Tabell 7: Resultater fra Johansen-testen på variablene i normalform

ENOYR-06 og EUADEC-06						
Antall lags:	1		2		4	
Statistikk:	trace	maks	trace	maks	trace	maks
Trendspesifikasjon:						
Ubegrenset trend	$r = 1$	$r = 1$	$r = 2$	$r = 0$	$r = 0$	$r = 0$
Begrenset trend	$r = 1$	$r = 1$	$r = 0$	$r = 0$	$r = 0$	$r = 0$

Som vi ser av tabellen får vi tre ulike verdier for antall kointegrerende vektorer,  $r$ , alt etter hvor mange lag som tas med og hvilken trendspesifikasjon vi velger å bruke. Ved å bruke ett lag i modellen viser testene at det er kointegrasjon mellom variablene. Med to eller fire lags kommer ingen kointegrasjon til syne.

Tabell 8: Resultater fra Johansen-testen på variablene i logaritmisk form

Log(ENOYR-06) og log(EUADEC-06)				
Antall lags:	1		2	
Statistikk:	trace	maks	trace	maks
Trendspesifikasjon:				
Ubegrenset trend	r = 2	r = 2	r = 2	r = 0
Begrenset trend	r = 2	r = 2	r = 1	r = 0

Med ett lag konkluderer testene med at begge variablene er stasjonære. Fra DF-testen husker vi at log(EUADEC-06) var stasjonær når trenden ikke ble inkludert, Johansen-testen sier altså det samme selv om trenden her er tatt hensyn til. Testingen med to lags gir uklare resultater.

Sett under ett virker det som alle resultatene er mer følsomme for antall lags enn trendspesifikasjon. Uansett er resultatene lite konsistente, og det er vanskelig å gi noe konklusjon på hvilken statistisk sammenheng det virkelig er mellom kvoteprisen og strømprisen. Grunnen til dette kan være sesongvariasjoner som ikke er fanget opp i datamaterialet.

De sprikende rankverdiene fra Johansen-testen forteller at resultatene fra EG-testen og til en viss grad også DF-testen må betraktes med varsomhet. Mer utfyllende tabeller med nullhypoteser, alternativhypoteser, teststatistikker og kritiske verdier finnes i appendiks 1 og 2 bakerst i oppgaven.

#### 2.2.4 Konklusjon empirisk analyse

Fra Engle-Granger-testen står vi igjen med følgende to regresjonsligninger:

$$\text{ENOYR-06} = 21,43 + 0,63 \cdot \text{EUADEC-06}$$

$$\text{Log(ENOYR-06)} = 1,13 + 0,31 \cdot \text{Log(EUADEC-06)}.$$

Regresjonen på normalform antyder at når kvoteprisen øker med en enhet, så vil strømprisen øke med 63% av dette. Strømprisen er som kjent forwardkontrakten for året 2006. På logaritmisk form ser vi at en 1% økning i kvoteprisen vil gi omtrent 0,3% økning i strømprisen. Det er kun økonomisk intuisjon som tilsier en slik årsakssammenheng, statistisk er ingen kausal sammenheng bevist. Disse faktorene forteller om den langsiktige

korrelasjonen mellom variablene, mens feilleddene viser kortsiktige avvik fra dette langsiktige forholdet. De to regresjonsligningene er ikke fullstendig konsistente seg imellom, men dette er naturlig med tanke på de ulike egenskapene til tidsserier på normal og logaritmisk form.

Johansen-testen ga forskjellig konklusjon alt etter hvor mange lag og hvilke trendspesifikasjoner som ble gjort. Den sannsynlige årsaken til de lite konsistente resultatene er det korte datasettet som dekker knapt 11 måneders kvotehandling. Figurene med feilledd fra EG-testen antyder store sesongvariasjoner som vi ikke kan ta hensyn til med en dataserie på under ett år. Hvis et lignende sesongmønster gjentar seg over tid vil en tilsvarende analyse gi klarere resultater på et senere tidspunkt.

Seriekorrelasjonen kan også skyldes andre forhold, som er ukjente eller vanskelige å ta hensyn til i en analyse av denne typen. Larsen (2005) har påpekt at politiske avgjørelser trolig drev kvoteprisen oppover på vårparten i 2005. Slike avgjørelser kan potensielt ha stor effekt i en empirisk analyse, fordi avgjørelsene kanskje bare påvirker en av de involverte variablene. Dette vil drive konklusjonene i retning av ikke-korrelasjon. En slik effekt for vårt datamateriale er ikke helt opplagt med tanke på at en kraftprodusent etter teorien vil bruke kvotens alternativkostnad i sine produksjonskalkyler, og denne tilsvarer markedsprisen til kvoten. Uansett vil en lengre tidsserie også her være nyttig, på lang sikt vil slike politiske avgjørelser være kortvarig støy og bare ha en temporær effekt.

Forskjellen mellom resultatene fra EG-testen og Johansen-testen er viktig å påpeke. Johansen-testen er en sterkere og mer robust test enn EG-testen. At denne testen ikke gir noe entydig svar på sammenhengen mellom variablene, svekker troverdigheten til kointegrasjonen vi fant med EG-testen.

Det finnes ulike avanserte metoder for å "rense" tidsserier, og slik finne klarere sammenheng mellom tidsserievariabler. Tester av denne typen blir for omfattende for denne oppgaven.

### 3 Avslutning

#### 3.1 Sammenhengen mellom teori og empiri

Ligningen på logaritmisk form fra den empiriske analysen kan lett omskrives og gjøres mer forståelig. Vi ser dynamikken for prispåslaget i strømprisen ved å lage en tabell med ulike verdier for kvoteprisen. Jeg lar kvoteprisen EUADEC-06 bli betegnet  $K$ , og strømprisen ENOYR-06 bli betegnet  $S$ . Vi har i utgangspunktet  $\log S = 1.13 + 0.31 \log K$ . Denne ligningen kan omskrives til

$$S = 13.49K^{0.31}$$

Tabellen viser  $\Delta S = 13.49(K_1^{0.31} - K_0^{0.31})$  for ulike verdier av  $K$ :

$K_0$	$K_1$	$\Delta S$
17	18	0.58
19	20	0.54
21	22	0.50
23	24	0.47
25	26	0.45
27	28	0.42
29	30	0.40
31	32	0.39

I tabellen vises effekten på strømprisen ved en økning i kvoteprisen på 1 euro. En fordel med logaritmiske verdier er at vi får med elastisiteten i prisstigningen. Fra tabellen ser vi at påslaget i strømprisen minker jo høyere kvoteprisen er i utgangspunktet. Dette stemmer med Breviks (2005a,b) analyse av det tyske markedet hvor det kommer fram at hele kvoteprisen ikke er med over i strømprisen, noe som ble tydeligere jo høyere kvoteprisen gikk sommeren 2005. Vi ser at en stigning i kvoteprisen fra 27 til 28 euro gir en påslagsfaktor på 0,42, noe som tilsvarer faktoren fra den teoretiske analysen.

Men fra august 2005 stabiliserte kvoteprisene seg på et nivå mellom 20 og 25 euro. Det indikerer at strømprisene har tatt inn over seg en større andel av kvotekostnaden enn det vi burde forvente på bakgrunn av den teoretiske analysen. Den langsiktige korrelasjonen vi fant med variablene på normalform er lettere å sammenligne med den teoretiske analysen. En

faktor på 0,63 mot den teoretiske faktoren på 0,42 viser et enda klarere avvik mellom teori og empiri.

Igjen må det påpekes at disse årsakssammenhengene kun kan begrunnes med økonomisk intuisjon, statistisk har det ikke vært mulig å bevise en slik sammenheng. Samtidig har Johansen-testen gitt klare indikasjoner på at Engle-Granger-resultatene bør tolkes med varsomhet.

### **3.2 Kan strømprisen påvirke kvoteprisen?**

Denne problemstillingen er det ikke tatt hensyn til i den teoretiske analysen. Samtidig kan en slik situasjon ha gjort det vanskeligere å finne kausal sammenheng i dataene fra den empiriske analysen.

En slik situasjon kan være at strømprisen øker på grunn av ugunstige værforhold. For eksempel lite vind for vindkraftverkene, og tørt vær med lite tilsig til vannreservoarene. Dette vil bidra til økte strømpriser fordi kraftverk med fossile drivstoff og høyere marginalkostnader må produsere enda mer. Videre vil denne situasjonen føre til økt etterspørsel etter kvoter som igjen vil føre til høyere kvotepriser. Altså har strømprisen påvirket kvoteprisen.

Som påpekt tidligere i oppgaven mener Larsen (2005) at dette bidro til den sterke stigningen i kvoteprisen man opplevde i juni 2005. Da var det tørt vær og lite vannkraftproduksjon i Spania. Det er vanskelig å vite hvor mye tørken har påvirket dataene som er brukt i denne oppgaven. Uansett er dette en situasjon som vil oppstå med (u)jevne mellomrom i fremtiden, også i Norden.

### **3.3 Avsluttende kommentarer**

#### **3.3.1 Den teoretiske analysen**

Det er bruken av teori som er det mest interessante i denne oppgaven. De empiriske dataene som den teoretiske analysen baserer seg på kan hele tiden oppdateres. I årene som kommer

blir mer data tilgjengelig, disse vil gi en bedre indikasjon på hva som er riktige gjennomsnittlige nivåer.

Spørsmålet er om det teoretiske rammeverket dataene er satt inn i vil være holdbart over tid. Politiske avgjørelser vil ha sentral betydning for nivået på de gjennompasserende karbonkostnadene. Her kan det komme ny informasjon som lett vil kunne forandre kvotemarkedet fra det vi kjenner det i dag. Nye lover og regelverk kan føre til annerledes tilpasning hos involverte aktører i kvote- og kraftmarkedene. Tidsperspektivet er også spesielt viktig for graden av gjennompasserende karbonkostnader. Ulike forhold vil gjøre seg gjeldende på kort og lang sikt.

Forutsetningene bak prissetterdefinisjonen kan diskuteres. Kanskje er det ikke alltid sann at strømflyten går fra et lavprisområde til et høyprisområde. Innsikt i dette krever nær kjennskap til markedet. Profesjonelle analytikere i kraftbransjen bruker egne tilbudskurver med marginalkostander til spesifikke produsenter inntegnet for å finne ut hvem som setter prisen. Dette er også sentralt for å kunne finne den relevante karbonintensiteten i kraftproduksjonen. Men informasjon av denne typen er svært spesialisert. Måleproblemer er en viktig feilkilde i denne oppgaven, her har vi å gjøre med gjennomsnittlige verdier som lett kan avvike fra den faktiske situasjonen.

### **3.3.2 Den empiriske analysen**

I den økonometriske litteraturen er det en debatt om hva som er viktigst: stor  $n$  eller stor  $T$ ? Med andre ord diskuteres det hva som er viktigst av et stort antall observasjoner eller data fra en lang tidsperiode. Argumentene for en stor  $T$  har høy relevans for tidsvariabler med stor variasjon innenfor året. Potensielt viktige sesongmønstre kan da bare fanges opp når vi får data for et tidsrom på flere år. I denne oppgaven har vi et relativt stort datamateriale. Tidsperioden er derimot i korteste laget. Det vil derfor være interessant å gjøre analysen igjen senere med lengre tidsserier.

Som allerede påpekt er testkonklusjonene ikke robuste. Spesielt resultatene fra Johansen-testen gjør at vi bør se på EG-resultatene med en viss skepsis. Kanskje er det nettopp sesongvariasjonene som driver samvariasjonen. Igjen er dette en problemstilling som får sitt svar med en lengre tidsserie.



# Appendiks 1

<b>System:</b>		<b>ENOYR-06 og EUADEC-06</b>					
Spesifikasjoner:		Ett lag, ubegrenset trend					
Trace-test				Maksimum egenverdi-test			
Null	Alternativ	Statistikk	95 %	Null	Alternativ	Statistikk	95 %
$r = 0$	$r \geq 2$	22.005	18.17	$r = 0$	$r \geq 1$	18.815	16.87
$r \geq 1$	$r \geq 2$	3.191	3.74	$r \geq 1$	$r \geq 2$	3.191	3.74
Spesifikasjoner:		Ett lag, begrenset trend					
Trace-test				Maksimum egenverdi-test			
Null	Alternativ	Statistikk	95 %	Null	Alternativ	Statistikk	95 %
$r = 0$	$r \geq 2$	26.14	25.32	$r = 0$	$r \geq 1$	19.081	18.96
$r \geq 1$	$r \geq 2$	7.059	12.25	$r \geq 1$	$r \geq 2$	7.059	12.52
Spesifikasjoner:		To lags, ubegrenset trend					
Trace-test				Maksimum egenverdi-test			
Null	Alternativ	Statistikk	95 %	Null	Alternativ	Statistikk	95 %
$r = 0$	$r \geq 2$	18.447	18.17	$r = 0$	$r \geq 1$	13.991	16.87
$r \geq 1$	$r \geq 2$	4.590	3.74	$r \geq 1$	$r \geq 2$	3.938	3.74
Spesifikasjoner:		To lag, begrenset trend					
Trace-test				Maksimum egenverdi-test			
Null	Alternativ	Statistikk	95 %	Null	Alternativ	Statistikk	95 %
$r = 0$	$r \geq 2$	20.886	25.32	$r = 0$	$r \geq 1$	14.079	18.96
$r \geq 1$	$r \geq 2$	6.808	12.25	$r \geq 1$	$r \geq 2$	6.808	12.52
Spesifikasjoner:		Fire lags, ubegrenset trend					
Trace-test				Maksimum egenverdi-test			
Null	Alternativ	Statistikk	95 %	Null	Alternativ	Statistikk	95 %
$r = 0$	$r \geq 2$	17.929	18.17	$r = 0$	$r \geq 1$	13.991	16.87
$r \geq 1$	$r \geq 2$	3.938	3.74	$r \geq 1$	$r \geq 2$	3.938	3.74
Spesifikasjoner:		Fire lags, begrenset trend					
Trace-test				Maksimum egenverdi-test			
Null	Alternativ	Statistikk	95 %	Null	Alternativ	Statistikk	95 %
$r = 0$	$r \geq 2$	20.677	25.32	$r = 0$	$r \geq 1$	14.308	18.96
$r \geq 1$	$r \geq 2$	6.368	12.25	$r \geq 1$	$r \geq 2$	6.368	12.52

## Appendiks 2

<b>System:</b>		<b>Log(ENOYR-06) og log(EUADEC-06)</b>					
Spesifikasjoner:		Ett lag, ubegrenset trend					
Trace-test				Maksimum egenverdi-test			
Null	Alternativ	Statistikk	95 %	Null	Alternativ	Statistikk	95 %
$r = 0$	$r \geq 2$	24.120	18.17	$r = 0$	$r \geq 1$	17.680	16.87
$r \geq 1$	$r \geq 2$	6.440	3.74	$r \geq 1$	$r \geq 2$	6.440	3.74
Spesifikasjoner:		Ett lag, begrenset trend					
Trace-test				Maksimum egenverdi-test			
Null	Alternativ	Statistikk	95 %	Null	Alternativ	Statistikk	95 %
$r = 0$	$r \geq 2$	33.746	25.32	$r = 0$	$r \geq 1$	20.402	18.96
$r \geq 1$	$r \geq 2$	13.343	12.25	$r \geq 1$	$r \geq 2$	13.343	12.52
Spesifikasjoner:		To lags, ubegrenset trend					
Trace-test				Maksimum egenverdi-test			
Null	Alternativ	Statistikk	95 %	Null	Alternativ	Statistikk	95 %
$r = 0$	$r \geq 2$	19.809	18.17	$r = 0$	$r \geq 1$	13.066	16.87
$r \geq 1$	$r \geq 2$	6.743	3.74	$r \geq 1$	$r \geq 2$	6.743	3.74
Spesifikasjoner:		To lag, begrenset trend					
Trace-test				Maksimum egenverdi-test			
Null	Alternativ	Statistikk	95 %	Null	Alternativ	Statistikk	95 %
$r = 0$	$r \geq 2$	26.381	25.32	$r = 0$	$r \geq 1$	15.882	18.96
$r \geq 1$	$r \geq 2$	10.500	12.25	$r \geq 1$	$r \geq 2$	10.500	12.52

## Litteraturliste

Bergman, L. (2002): *The Nordic electricity market – continued success or emerging problems?*, Stockholm School of Economics.

Brevik, A.K. (2005a): *Carbon Prices & the Effects on Power Markets*, Point Carbon, Presentasjon ved Montel Conference, Oslo 12.-13. oktober.

Brevik, A.K. (2005b), telefonsamtale fra desember. Brevik er analytiker i Point Carbon.

Bye, T. og K. E. Rosendahl (2005): *Betyr egentlig kvotemarkedet noe for kraftprisene?*, Økonomiske analyser 5/2005, <http://www.ssb.no/emner/08/05/10/oa/200505/rosendahl.pdf>

Byers, C. (2005): *Prices Drivers in the EUA Market*, Fortis Carbon Banking, Presentasjon ved the Environmental Finance Conference EU Emissions Trading 2005, Brüssel 11.-12. juli 2005.

Copenhagen Economics (2002): *Relevant markets in the nordic area*, kan lastes ned fra [www.nordel.org](http://www.nordel.org) eller eventuelt <http://195.18.187.215/10/GGNKKBGPBEHGOCHGAHIMOPGDHPDBY9DBNGW9DW3571KM/docs/DLS/2002-00648-01-E.pdf>

Dimas, S. (2005): *The EU Emissions Trading Scheme – Looking Back and Forward*, Speech/05/317, European Commission Rapid Press Releases, [http://europa.eu.int/comm/commission\\_barroso/dimas/speeches/speeches\\_en.htm](http://europa.eu.int/comm/commission_barroso/dimas/speeches/speeches_en.htm)

ECN (2005): *CO<sub>2</sub> price dynamics: The implications of EU emissions trading for the price of electricity*, ECN-C-05-081, Energy Research Center of the Netherlands (ECN).

ECON (2004): *EU Emission Trading Scheme and the Effect on the Price of Electricity*, Report 2004-081, [http://www.econ.no/oslo/econ.nsf/0/A969D7F03654EFC0C1256F08003E1B66/\\$FILE/Rapport+2004-081+NDA+EU+ETS+and+the+effect+on+the+price+of+electricity.pdf](http://www.econ.no/oslo/econ.nsf/0/A969D7F03654EFC0C1256F08003E1B66/$FILE/Rapport+2004-081+NDA+EU+ETS+and+the+effect+on+the+price+of+electricity.pdf)

Engle, R.F. og C.W.J. Granger (1987): *Cointegration and Error Correction: Representation, Estimation and Testing*, *Econometrica* 55, 251-276.

European Commission (2003): *Kyoto Protocol*, Rapid Press Releases,  
<http://europa.eu.int/rapid/pressReleasesAction.do?reference=MEMO/03/154&format=HTML&aged=0&language=EN&guiLanguage=en>

European Commission (2004): *Communication from the Commission on guidance to assist Member States in the implementation of the criteria listed in Annex III to Directive 2003/87/EC...*, Commission of the European communities,  
[http://europa.eu.int/eur-lex/en/com/cnc/2003/com2003\\_0830en01.pdf](http://europa.eu.int/eur-lex/en/com/cnc/2003/com2003_0830en01.pdf)

European Commission (2005a): *Questions & Answers on Emissions Trading and National Allocation Plans*, Rapid Press Releases,  
<http://europa.eu.int/rapid/pressReleasesAction.do?reference=MEMO/05/84&format=HTML&aged=1&language=EN&guiLanguage=en>

European Commission (2005b): *Emissions trading: Commission approves last allocation plan ending NAP marathon*, Rapid Press Releases,  
<http://europa.eu.int/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/05/762&format=HTML&aged=0&language=EN&guiLanguage=en>

Eurostat (2005): *Energy, transport and environment indicators*, Pocketbook 2005 edition,  
[http://epp.eurostat.cec.eu.int/cache/ITY\\_OFFPUB/KS-DK-05-001/EN/KS-DK-05-001-EN.PDF](http://epp.eurostat.cec.eu.int/cache/ITY_OFFPUB/KS-DK-05-001/EN/KS-DK-05-001-EN.PDF)

Hill, R.C., W.E. Griffiths og G.G. Judge (2003): *Undergraduate Econometrics 2nd ed.*, Wiley.

IEA: *IEA CO<sub>2</sub> emissions from fuel combustion*, Database Edition (ISSN 1683-4291), OECD/International Energy Agency.

IEA (2004): *CO<sub>2</sub> emissions from fuel combustion 1971-2002*, OECD/International Energy Agency.

IETA (2005): *State and Trends of Carbon Market 2005*, International Emissions Trading Associations (IETA), sitat fra side 32,  
<http://www.ieta.org/ieta/www/pages/getfile.php?docID=899>

Keats Martinez, K. og K. Neuhoff (2004): *Allocation of Carbon Emission Certificates in the Power Sector: How generators profit from grandfathered rights*, Cambridge Working Papers in Economics CWPE 0444, <http://www.econ.cam.ac.uk/electricity/publications/wp/ep49.pdf>

Larsen, P. O. (2005): *Pricing of climate quotas*, Nordpool ASA, Presentasjon ved NTVA-seminar: "The Kyoto Agreement – Global warming", Bergen 19. oktober 2005.

Miljøministeriet (2004): *National allokeringsplan for Danmark*, det danske miljøverndepartementet, <http://www.mst.dk/transport/pdf/1napoffg.pdf>

Nord Pool (2004): *Trade at Nord Pool's Financial Market*, Nord Pool ASA, <http://www.nordpool.no/information/reports/Report%20Financial%20Market.pdf>

Nord Pool (2005): *Successful start of Nord Pool Spot's new bidding area – KONTEK*, Press Release no 14/2005, [http://www.nordpool.com/information/press\\_releases/14-05%20KONTEK.pdf](http://www.nordpool.com/information/press_releases/14-05%20KONTEK.pdf)

Olje- og energidepartementet (2005): *Faktaheftet 2005 om energi- og vassdragsvirksomheten*, [http://odin.dep.no/oed/norsk/dok/andre\\_dok/brosjyrer/026021-120009/dok-bn.html](http://odin.dep.no/oed/norsk/dok/andre_dok/brosjyrer/026021-120009/dok-bn.html)

Pindyck R. S. og Rubinfeld D. L. (1998): *Microeconomics*, Prentice Hall.

Point Carbon (2004): *Special Issue - What determines the price of carbon?*, Carbon Market Analyst, [http://www.pointcarbon.com/wimages/Carbon\\_Market\\_Analyst\\_special\\_Oct\\_823767.pdf](http://www.pointcarbon.com/wimages/Carbon_Market_Analyst_special_Oct_823767.pdf)

Rabl, G.F.L. (2005): *Assignment 3*, løsningsforslag til innleveringsoppgave i NHH-kurset EPM401, høsten 2005.

Rosendahl, K. E. (2005): *Kvotesystemet: Tildelingsregler, kvotepriser og kraftpriser*, Forskningsavdelingen SSB, Presentasjon for Olje- og energidepartementet, 19. september 2005.

Scheepers, M.J.J., A.F. Wals og F.A.M. Rijkers (2003): *Position of large power producers in electricity markets of North Western Europe*, ECN-C-03-003, Energy Research Center of the Netherlands (ECN), [www.ecn.nl/docs/library/report/2003/c03003.pdf](http://www.ecn.nl/docs/library/report/2003/c03003.pdf)

Stata (2005): *Stata time-series reference manual: Release 9*, Stata press.

Statnett (2004): *Kart over kraftforbindelser med utlandet*, Informasjon på nettsidene, [http://www.statnett.no/Resources/Filer/Dokumenter/Div.%202004/Kraftforbindelser%20med%20utlandet\\_010704.pdf](http://www.statnett.no/Resources/Filer/Dokumenter/Div.%202004/Kraftforbindelser%20med%20utlandet_010704.pdf)

The Nordic competition authorities (2003): *A powerful competition policy – Towards a more coherent competition policy in the Nordic market for electric power*, No. 1/2003, [http://www.konkurransetilsynet.no/archive/internett/publikasjoner/Nordisk\\_rapport/powerful\\_competition\\_policy.pdf](http://www.konkurransetilsynet.no/archive/internett/publikasjoner/Nordisk_rapport/powerful_competition_policy.pdf)

Wang, P. (2003): *Financial Econometrics: Methods and models*, Routledge Taylor & Francis Group.

Wooldridge, J.M. (2003): *Introductory econometrics: A modern approach*, Thomson South-Western.

Internettadresser:

[www.nena.no](http://www.nena.no)

[www.nordpool.no](http://www.nordpool.no)

[www.nve.no](http://www.nve.no)

[www.skm.no](http://www.skm.no)