

UNIVERSITETET FOR MILJØ- OG BIOVITENSKAP



Forord

Denne gradsoppgaven er skrevet som en avslutning på masterprogrammet ved Institutt for Økonomi og Ressursforvaltning på Handelshøgskolen ved Universitetet for miljø- og biovitenskap, våren 2012. Gradsoppgaven omhandler de vest-europeiske markedene for olje, gass og elektrisitet hvor temaet som undersøkes er markedsintegrasjon.

Bakgrunnen for valg av oppgaven har vært vår økende interesse for råvareanalyse. Energimarkeder er videre en sentral del av den europeiske økonomien, og det er således interessant å se nærmere på sammenhengene, utviklingen og implikasjonene som sådan.

Arbeidet har vært både utfordrende og tidkrevende, men samtidig spennende og lærerikt. Konklusjonene som blir presentert i oppgaven er et resultat av våre egne vurderinger og analyser.

Vi vil benytte anledningen til å takke veileder Atle G. Guttormsen for konstruktive tilbakemeldinger og gode innspill. Vi ønsker også å rette en takk til medstudenter som har fungert som gode sparringspartnere og ellers alle andre som har gitt oss støtte underveis.

Oslo, 15. mai 2012.

Christoffer S. Helgesen

Jørgen S. Holbye

Sammendrag

Formålet med denne masteroppgaven er å undersøke samspillet mellom de vest-europeiske markedene for olje, gass og elektrisitet. Det gjennomgående tema er kointegrasjon, og sees i forhold til dagens markeder. Historisk og fremtidig utvikling vektlegges også i stor grad.

Innledningsvis i oppgaven presenteres problemstillinger og historisk utvikling. Deretter blir de tre markedene gjennomgått med fokus på markedsstrukturer og prisutvikling. Så presenteres underliggende teori og relevante empiriske studier. Her fokuseres det på markedsteori som kan knyttes til integrasjon og loven om en pris. Dette danner grunnlaget for det økonometriske metodeverktøyet som deretter blir gjennomgått. Her legges det vekt på stasjonaritet og Dickey-Fuller testen og Johansen test for testing av kointegrasjon.

I den etterfølgende analysedelen benyttes de økonometriske testene på utvalgte tidsserier for de tre energimarkedene. Testene viser at de tre markedene ikke er kointegrerte, og at det således ikke eksisterer et enhetlig energimarked med én felles stokastisk trend. Testene viser dog at markedene for olje og gass er kointegrerte og at loven om en pris gjelder. Videre fungerer oljeprisen som en eksogen variabel i forhold til gassprisen.

Avslutningsvis blir de statistiske resultatene fra de økonometriske testene satt i sammenheng med markedene og relevante trender. Her legges det vekt på egenskaper og aspekter ved de tre markedene som er sentrale i forhold til det overordnede temaet. Det diskuteres om hvorvidt markedene beveger seg mot ett enkelt energimarked, eller om de tre markedene i fremtiden vil bli uavhengig av hverandre. Spesielt fokuseres det på kraftbærertematikk, indeksering ved prising av gasskontrakter, klimapolitiske forhold og substitusjon.

Abstract

The purpose of this master thesis is to investigate the interaction between the West European markets for oil, gas and electricity. The general theme is cointegration in relation to the present day markets and both historical and future development.

Initially the addressed problems and the historical progress are presented. Thereafter the three markets are examined, focusing on market structures and price developments. Then the underlying theory and relevant empirical studies are introduced, with focus on different market theories, market integration and the law of one price. This is the basis for the econometric methods, which then are reviewed. Stationarity with the Dickey-Fuller test and the Johansen test for cointegration are emphasized in this section.

In the following part the econometrical tests are applied on selected time series for the three energy markets. The tests show that the three markets are not cointegrated, and that a uniform energy market with a common stochastic trend does not exist. The tests show however, that the markets for oil and gas are cointegrated, and that the law of one price holds. Additionally the oil price seems to be an exogenous variable in relation to the gas price.

Finally the results from the econometrical tests are analyzed according to the markets and relevant trends. The characteristics of the three markets which are important to the superior theme are emphasized here. It is discussed whether or not the markets are converging into one single market, or if the future markets will be more independent of each other. Electricity carriers, price indexation of gas contracts, climate policies and substitution are key elements in this discussion.

Innhold

| | |
|--|-----|
| Forord | I |
| Sammendrag | II |
| Abstract | III |
| 1. Innledning..... | 1 |
| 2. Energipolitisk utvikling | 2 |
| 2.1. Konvergens i markedene | 4 |
| 3. Energimarkedene | 5 |
| 3.1. Det europeiske markedet for naturgass | 5 |
| 3.1.1. Gasskontrakter | 6 |
| 3.2.2. Prisdannelse | 6 |
| 3.1.3. Prisutvikling | 9 |
| 3.2.4. LNG & spotmarkeder | 10 |
| 3.2.5. Oppsummering..... | 10 |
| 3.2. Det europeiske markedet for olje | 10 |
| 3.2.1. Markedsstruktur | 11 |
| 3.2.2. Etterspørsel | 11 |
| 3.2.3. Produksjon..... | 12 |
| 3.2.4. Prisutvikling | 12 |
| 3.2.5. Oppsummering..... | 14 |
| 3.3. Det europeiske markedet for elektrisitet..... | 14 |
| 3.3.1. Markedsstruktur | 15 |
| 3.3.2. Prisutvikling | 16 |
| 3.3.3. Europeisk kraftoverføring..... | 17 |
| 3.3.4. Nord Pool Spot | 18 |
| 3.3.5. Oppsummering..... | 19 |
| 4. Teori om markedsintegrasjon | 19 |
| 4.1. Markedsdefinisjoner og loven om en pris (LOP) | 20 |
| 4.2. Markedsintegrasjon..... | 22 |
| 5. Metode – tidsserieøkonometri | 23 |
| 5.1. Tidsserieøkonometri..... | 23 |
| 5.2. Stasjonaritet | 24 |
| 5.3. Kointegrasjon..... | 26 |
| 5.3.1. Engle & Granger | 26 |

| | |
|---|----|
| 5.3.2. Johansen test..... | 27 |
| 5.4. Testing av LOP | 29 |
| 5.5. Eksogenitet | 30 |
| 6. Analyse | 30 |
| 6.1. Markedsintegrasjon og de vest-europeiske energimarkedene | 30 |
| 6.2. Datamateriale..... | 32 |
| 6.2.1. Svakheter med datautvalget | 33 |
| 6.3. Relativ prisutvikling | 34 |
| 6.5. Empiriske resultater | 36 |
| 6.5.1. Deskriptiv statistikk | 36 |
| 6.5.2. Tester for stasjonaritet..... | 36 |
| 6.5.3. Kointegrasjon..... | 37 |
| 6.5.4. Bivariat Analyse | 38 |
| 6.5.5. Multivariat analyse..... | 40 |
| 6.5.6. Eksogenitet | 40 |
| 6.6. Oppsummering av empiriske resultater..... | 41 |
| 6.7. Analyse av energimarkedene | 42 |
| 6.7.1. Kraftbærertematikken..... | 42 |
| 6.7.2. Substitusjon..... | 43 |
| 6.7.3. Imperfeksjoner & avgiftspolitik | 44 |
| 6.7.4. Peak oil teorien..... | 44 |
| 6.8. Fremtidig utvikling..... | 45 |
| 6.8.3. Fremtidig prisutvikling..... | 47 |
| 7. Konkluderende bemerkninger..... | 49 |
| Bibliografi | 51 |
| Vedlegg..... | 54 |
| Johansen test: kritiske verdier | 54 |

Figurer & tabeller

| | |
|--|----|
| Figur 2.1 – Kraftbæreroversikt..... | 4 |
| Figur 3.1 – Prisindeksering Vest-Europa..... | 7 |
| Figur 3.2 - Prisindeksering UK..... | 8 |
| Figur 3.3 - Gassprisutvikling (Zeebrugge)..... | 9 |
| Figur 3.4 - Oljeprisutvikling | 13 |
| Figur 3.5 - Global produksjon og forbruk..... | 14 |
| Figur 3.6 - Elspotutvikling.. | 16 |
| Figur 3.7 - Kraftoverføring i Europa..... | 18 |
| Figur 6.1 - Prisutvikling alle serier..... | 34 |
| Tabell 6.1 - Deskriptiv statistikk..... | 36 |
| Tabell 6.2 - ADF test..... | 37 |
| Tabell 6.3 - Bivariat analyse..... | 39 |
| Tabell 6.4 - Bivariat analyse etter 2004..... | 39 |
| Tabell 6.5 - Multivariat analyse..... | 40 |
| Tabell 6.6 - Eksogenitetstest..... | 40 |

1. Innledning

Denne gradsoppgaven omhandler energimarkedene i Vest-Europa. Med energimarkeder mener vi olje-, gass, og elektrisitetsmarkeder. Formålet med oppgaven er å få en dypere forståelse for energimarkedene og hvordan de henger sammen, samt hva fremtiden vil bringe for markedene og de impliserte. Markedsintegrasjon vil være et gjennomgående tema i forhold til de statistiske analysene. Utover dette vil analyser av de bakenforliggende økonomiske og politiske forholdene være sentralt. Med tanke på oppgavens omfang, i forhold til tilgjengelig tid og ressurser, begrenses detaljnivået. Oppgaven vil heller bære preg av å være en oversiktsanalyse hvis formål er å gi et forklarende bilde av dagens energimarkeder i Vest-Europa. Vi vil også ta forutsetninger som er nødvendig for å gjennomføre deler av analysen.

Grunnen til at vi har valgt å fordype oss i det europeiske markedet for olje, gass og elektrisitet, er på grunn av deres sentrale rolle i den europeiske økonomien. Energimarkedene er noe som berører oss alle. Bare tenk hva Norge ville vært uten oljen. Energimarkedene i Europa har de siste 10 til 20 årene gjennomgått store forandringer hvor liberalisering og integrering har vært sentralt. Det er fortsatt usikkert hva disse forandringene vil si for fremtidens energimarkeder, og det er vanskelig å si om de mange statlige tiltakene vil føre til det som i utgangspunktet var formålet med dem. Miljø er videre et essensielt tema og det er derfor interessant å se hvilken betydning dette har i forhold til utviklingen av markedene.

Et viktig spørsmål er om hvorvidt markedene beveger seg mot ett enkelt marked for energi i Vest-Europa, eller om det er motsatt. Hva betyr klimadebatten i forhold til dette? Er Vest-Europa avhengig av forurensende energityper og utbygging av atomkraftverk? Eller finnes det tilstrekkelig med alternativer, som for eksempel naturgass og skifergass, og er det mulig med substitusjon dem i mellom? Og er politiske virkemidler nok til å påvirke utviklingen?

Oppgaven vil kunne gi informasjon som er relevant i forhold til de overstående spørsmålene, samt informasjon for de forskjellige aktørene i energimarkedet og relaterte markeder. Aktører på etterspørselssiden, så vel som på tilbudssiden, er videre tjent med å ha en god oversikt over prissammenhenger, politisk utvikling, utfordringer og muligheter i de ulike markedene.

Gradsoppgaven har følgende struktur. Først vil vi gå gjennom den energipolitiske utviklingen og hva som har påvirket denne. Det dreier seg i hovedsak om EU og deres arbeid for å harmonisere de europeiske energimarkedene gjennom liberalisering. Vi tar for oss hver av de tre energimarkedene og hva som har preget utviklingen ved dem. Videre vil vi gå grundigere til verks å presentere de tre

markedene og hva som kjennetegner disse. Tilbud, etterspørsel, prisutvikling og andre viktige faktorer vil bli gjennomgått her. Deretter vil vi gå gjennom den empiriske teoridelen, hvor vi presenterer relevante definisjoner og teorier forbundet med markedsintegrasjon. Denne delen vil danne det teoretiske grunnlaget for den statistiske analysen. Etter teoridelen vil vi presentere metodeverktøyet som vil bli benyttet ved denne analysen. Deretter følger selve analysedelen der vi først legger frem de empiriske resultatene fra de statistiske testene, for så å sette dem i sammenheng med markedene og relaterte temaer som er av betydning for våre resultater, og videre den fremtidige utviklingen. Avslutningsvis vil vi komme med konkluderende bemerkninger og forslag til videre undersøkelser.

For å få en oversikt over hva som har preget utviklingen i de europeiske energimarkedene siden 90-tallet vil vi først gå gjennom den energipolitiske utviklingen. Den politiske utviklingen er essensiell, da det er denne som legger føringer for markedsstrukturene og konkurranseforholdene. Dette er igjen sentrale faktorer i forhold til markedsintegrasjon i energimarkedene, noe oppgaven vil vise gjentatte ganger.

2. Energipolitisk utvikling

EU og den europeiske kommisjonen har siden 1990-tallet¹ hatt et mål om å harmonisere de europeiske markedene for å oppnå et forent europeisk marked med hovedvekt på politikk og økonomi (Nordpool, 2012). Hva angår økonomi, anser kommisjonen at pålitelige tilbud av energi til rimelige priser for både selskaper og konsumenter med minimal miljømessig innvirkning, er av stor betydning. EU har således energi som en av sine hovedprioriteringer (European Commission, 2011).

I løpet av 90-tallet ble en rekke tiltak og direktiver iverksatt, da medlemslandene bestemte seg for at man gradvis skulle åpne opp de tidligere monopoliserte markedene for elektrisitet og gass, og introdusere mer konkurranse. I detalj ble det bestemt at man skulle ha et klarere skille mellom konkurranseutsatte deler av industrien, eksempelvis forholdet tilbyder og kunde, og de delene som ikke var det. Aktørene i de industrier som ikke var utsatt for tilstrekkelig konkurranse ble pålagt å slippe til tredjeparter. Videre ble barrierer som tidligere hadde hindret aktører i å velge alternative tilbydere, fjernet. Det ble også introdusert uavhengige regulerende enheter hvis oppgave var å overvåke sektoren. I tillegg til de overnevnte konkurransestimulerende tiltakene, ble det også opprettet spot pris markeder.

¹ Diskusjoner rundt tema ble påbegynt på 80-tallet, men uten at det ble lagt spesifikke mål eller handlingsplaner.

De første direktivene hadde som mål å liberalisere markedene for elektrisitet og gass, og ble implementert i henholdsvis 1996 og 1998. Det ble planlagt innføring av disse i medlemslandenes lover innen to år. Det samme gjaldt de neste direktivene som i hovedsak hadde som mål å samle elektrisitets- og gassmarkedene i ett enkelt marked innen 2007. Samtidig ble det også innført lignende direktiver for oljesektoren.

Selv om mye endret seg i markedene som følge av tiltakene lot konkurransen vente på seg. Flere markeder forble for det meste nasjonale med lite internasjonal handel. Prisene var fortsatt høye og konsumentene hadde fortsatt få valg. Kommisjonen iverksatte i 2007 derfor en undersøkelse for å avdekke de forholdene som forhindret mer konkurranse i markedene. I elektrisitetsmarkedet avdekket de flere avvik. Blant annet forelå det fortsatt mye vertikal integrasjon som reduserte insentivene for nyetableringer i markedet, og handel på tvers av landegrensene var fortsatt ikke på det nødvendige nivået for å tilføre press på de dominante aktørene i de nasjonale markedene. I tillegg hadde informasjonen forbundet med engrospriser manglende pålitelighet og prisdannelsen var komplisert, samtidig med at mange aktører hadde liten tiltro til de bakenforliggende prismekanismene. I gassmarkedet fant de lignende forhold. På engrosnivå var markedene generelt like konsentrerte og adskilte som i perioden før liberaliseringstiltakene. Likviditetsproblemer og begrenset tilgang til infrastrukturen hindret videre nyetableringer. I likhet med elektrisitetsmarkedet var det heller ikke tilstrekkelig med handel på tvers av landegrensene, samt mangel på pålitelig informasjon (European Commission, 2011). Utover dette var og er EU avhengig av å importere gass, spesielt fra Russland, som har brukt dette i en maktpolitisk sammenheng (Regjeringen, 2011). Dette har vært en motvirkende faktor i EU sitt liberaliseringsarbeid. Basert på resultatene av undersøkelsen fremmet kommisjonen flere lovforslag i 2007 og 2008, som skulle styrke konkurransesituasjonen.

Det europeiske oljemarkedet har gjennomgått lignende direktiver, men manglende vilje fra medlemsland til å gi fra seg beslutningsmyndighet, har vanskeliggjort liberaliseringen.

Oljeproduiserende EU-land ønsket å beholde makten over oljeforvaltningen. Økt konkurranse om oljeressursene, økt forventet etterspørsel fra Kina, samt mer fokus på global oppvarming, har de siste ti årene gitt økte oljepriser (Regjeringen, 2011). Olje er i dag fortsatt en viktig energikilde og EU har derfor ett hovedmål hva gjelder oljeanlegg; pålitelig tilgang på energi til rimelige priser for alle europeiske aktører. Dette skal i følge EU gjøres ved å sikre tilbudet av olje for medlemslandene, samt gjøre markedet mer transparent, rettferdig og konkurranseutsatt (European Commission, 2011).

Det overordnede målet med endringene EU har iverksatt er å øke konkurransen i nasjonale markeder for så å integrere dem på regionalnivå, og til slutt ende opp med ett enkelt marked for elektrisitet og gass (Statoil ASA, 2011). Dette vil få konsekvenser for prisstrukturene i markedet, men det er

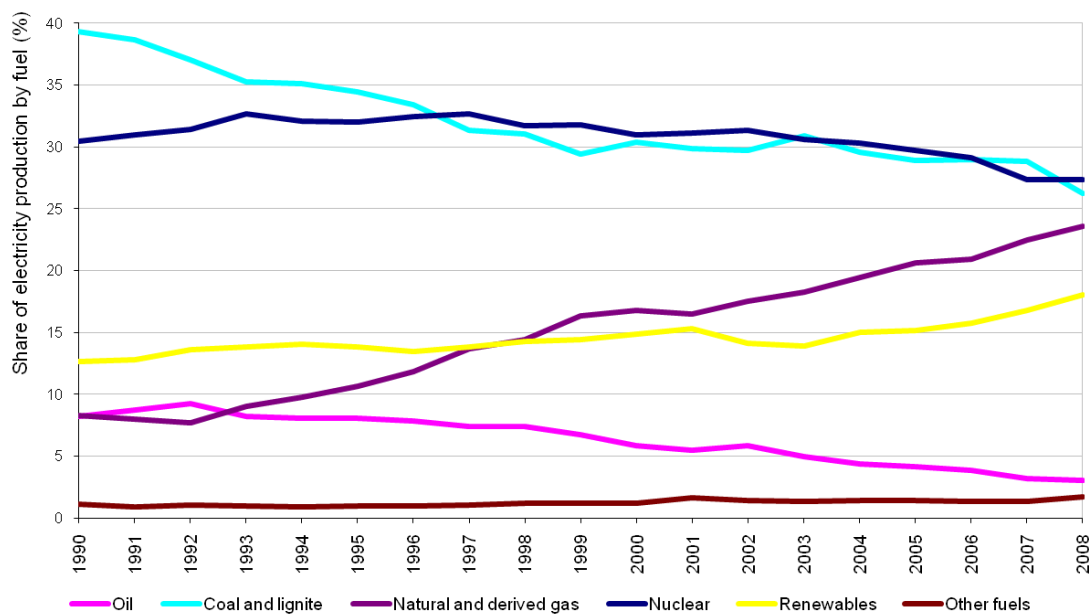
vanskelig å forutsi denne utviklingen, utover det faktum at konsumenter vil få flere valgmuligheter og således i stor grad bedre priser.

EU sin måloppnåelse er til syvende og sist avhengig av det faktiske handelsnivået landene i mellom. Denne handelen er i stor grad en funksjon av tilgjengelig kapasitet på infrastrukturen, produksjonskapasitet, kostnadsstruktur, ressursmiks, og som nevnt, reguleringer (Jamasb & Pollitt, 2005). Til tross for EU sine reguleringer og andre faktorer er handel på tvers av landegrensene innad i EU fortsatt moderat, dog med visse variasjoner. Eksempelvis har de minste landene, og spesielt Danmark, Luxemburg og Sveits et relativt høyere handelsnivå enn andre land.

2.1. Konvergens i markedene

Gass og elektrisitetsmarkedene, har hatt en sammenfallende trend. Dette vises for eksempel i forhold til flere oppkjøp og sammenslåinger på tvers av energisektorer (Osmundsen, Asche, & Sandsmark, 2005). Denne trenden har også blitt påvirket av utviklingen innenfor transport og teknologi. Teknologisk sett har gassdrevne kraftanlegg utviklet nye og mer kostnadseffektive metoder å utvinne elektrisitet på. Dette kan spesielt knyttes til utviklingen av Combine Cycle Gas Turbines (CCGT), som er meget effektive både i forhold til tid og kostnad (Jamasb & Pollitt, 2005). Konstruksjonstiden på slike anlegg er under tre år. Dette har ført til en økning i bruk av naturgass som drivstoff ved elektrisitetsgenerering (Osmundsen, Asche, & Sandsmark, 2005).

Under har vi presentert andelen drivstoff benyttet til elektrisitetsgenerering fra 1990-2008 i EU.



Figur 2.1 - Kraftbæreroversikt (European Energy Agency)

Figur 2.1 viser at bruken av naturgass har økt fra ca. 8 % i 1990 til ca. 24 % i 2008. Det er verdt å merke seg at bruken av kull og lignitt (brunkull) og olje er betraktelig redusert. Kull fra nesten 40 % til ca. 26 % og olje fra ca. 8 % til ca. 3 %. Mye av økningen i bruken av gass kan sees i sammenheng med dette. Utover de teknologiske fremskrittene nevnt over, antas det at endringene også kan sees i sammenheng med dekarboniseringen av elektrisitetsproduksjon i Europa. Det vil si et fokus på reduserte CO_2 - utslipp, som er avgiftsbelagt. Det er antatt at naturgass har rundt 40 % mindre karboninnhold (CO_2) enn kull per energienhet, og 25 % mindre enn olje, i tillegg til at det kun har marginalt innhold av sulfid (European Environment Agency, 2008). Med strengere utslippsrestriksjoner på drivhusgasser impliserer også dette en økt bruk av naturgass og gassekvivalenter.

Bruken av kjernekraft har blitt redusert i perioden. Dette kan sees i sammenheng med risikoen knyttet til atomavfall inkludert lekkasjer og andre ulykker. Det tyder på at det i Europa har det blitt økt fokus på risikoen forbundet med dette. På en annen side ville økt bruk av kjernekraft redusert CO_2 - utslipp. Det er også interessant at økningen i bruken av fornybar energi er forholdsvis lav (12 % – 17 %), til tross for de siste års fokus på dette området.

3. Energimarkedene

Etter å ha gjennomgått den historiske utviklingen vi vil i dette kapittelet gjennomgå de tre energimarkedene og hva som kjennetegner disse i Europa i dag. Ved å gi en oversikt over strukturer, prisutvikling og andre forhold i hvert enkelt av markedene, vil man lettere kunne forstå samspillet mellom dem. Samspillet mellom de tre markedene er sentralt i forhold til markedsintegrasjon.

3.1. Det europeiske markedet for naturgass

Gassforbruket har vokst kraftig de siste 10-20 årene og står i dag for ca. en fjerdedel av verdens energibruk (Melling, 2010). Gassforbruket har relativt sett også økt mer enn for eksempel olje. Hovedsakelig er dette økte forbruket drevet av industrialiseringen i Asia, Midtøsten og Latin Amerika, men gassforbruket i Europa har også økt. Gass brukes nå i store deler av Europa, og nesten overalt i det vestlige Europa. Hvordan gass konsumeres varierer imidlertid. Norske husholdninger bruker eksempelvis gass i liten grad, men i nederlandske husholdninger brukes over 90 % av gass til oppvarming (Golombek, Gjelsvik, & Rosendahl, 1994).

Naturgass er mer utslippsvennlig enn både olje og kull, og mye av økningen i bruken gass kan tilskrives dette. Dette gjelder allikevel kun til et visst punkt, for konkurransedyktige priser er utslagsgivende for om hvorvidt det er gass som skal møte fremtidens energietterspørsel.

3.1.1. Gasskontrakter

Gass handles i dag i form av såkalte langsiktige take or pay kontrakter, hvor kjøper enten mottar og betaler for den kontraktfestede mengden. Hvis kunden av en eller annen grunn ikke har behov for avtalt mengde, må de betale en avgift på den mengden de ikke tar. Kjøper og selger er ofte eierne av gassrørene og produsentene av gass. Eierne av rørene selger gassen videre til lokale distribusjonsselskaper og store sluttbrukere. Eier av gassrørene og produsenten er ofte en og samme aktør, men i et forsøk på å øke konkurransen i markedet introduserte myndighetene i de europeiske landene såkalt Third Party Access (TPA) (Golombek, Gjelsvik, & Rosendahl, 1994). Denne tredjeparten betaler for leie av rør i henhold til en gitt tariff. I forbindelse med dereguleringen av gassmarkedene i Europa, foreslo EU følgende om transporttariff:

“... reasonably related to the long term costs incurred in the provision of the relevant service, together with a reasonable rate of return on capital employed in the provision of that service” (Golombek, Gjelsvik, & Rosendahl, 1994)

EU ønsker altså at det skal være rom for forhandlinger mellom eierne av gassrørene og aktørene som kjøper bruksrett, forutsatt at tariffene ikke skal gi eierne høyere avkastning enn normalt. Slik hindrer man for stor leverandørmakt, samtidig som man stimulerer konkurranse.

3.2.2. Prisdannelse

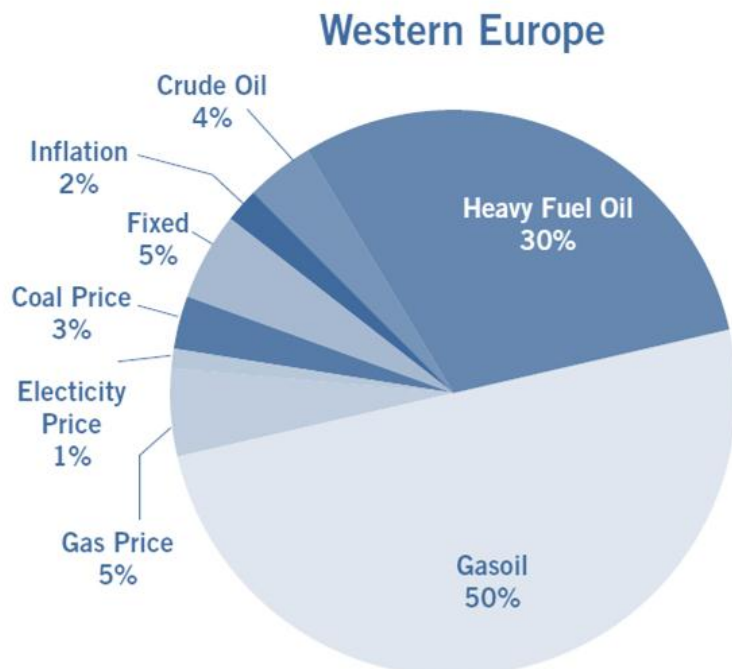
Det brukes flere metoder for prisformulering av gasskontrakter. De siste tiårene har prisene blitt fastsatt ved hjelp av en metode som linker gasspris til prisen på substitutter i energimarkedet (L'hegaret, Siliverstovs, & Hirschhausen, 2004). Dette impliserer at prisene i teorien skal holde seg på et nivå slik at forholdet mellom gassprisen og prisen på oljeprodukter og andre ekvivalenter ikke gir konsumenter incentiver til å bytte energikilde. Verdikonseptet “netback market²” tilsier videre at produsentenes gasspriser er avledet fra sluttbrukerprisene på den billigste alternative energikilden.

Oljeindeksering, med basis i drivstoffolje (gasoil), er mest brukte metoden for prisjustering av take or pay kontraktene for gass i Europa. (Melling, 2010). I markedet for LNG har man tidligere brukt

² Netback- prising har sitt opphav på 1960- tallet, og er en metode der man tar markedsverdien på en energienhet ut i fra samtlige konkurrerende markeder for energikilder i et gitt område, og deretter trekker fra transportkostnader, faste kostnader og profitt, for så å ende opp med salgpris (Melling, 2010).

lignende metode, men utviklingen av spotmarkeder har påvirket dette i en annen retning, noe vi vil komme tilbake til. Det har allikevel vært noe variasjon forbundet med oljeindeksert prisjustering. Eksempelvis er det mest vanlig og bruke light fuel oil³ i husholdninger, mens innenfor industrien og elektrisitetsgenerering er det mer vanlig med bruk av heavy fuel oil⁴. Videre forekommer det også tilfeller der kjøpere ønsker at gassen blir priset relativt i forhold til eksempelvis elektrisitet eller kull. Ofte gjelder dette kjøpere som ønsker å prisjustere i forhold til råvarer som kan relateres til deres egne forretningsområder. Produsentene på sin side ønsker vanligvis å benytte seg av olje og oljeprodukter (Melling, 2010).

Figur 3.1, viser fordelingen av denne prisindekseringen på gasspriser i Vest-Europa.

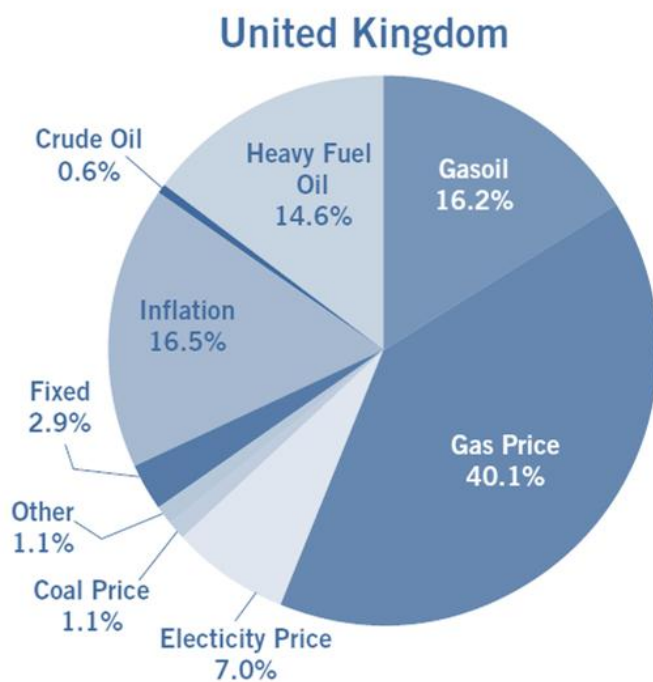


Figur 3.1 - Prisindeksering Vest-Europa (Melling, 2010)

Gasoil er mest brukt etterfulgt av heavy fuel oil. Det er verdt å legge merke til at bruken av gasspris som justeringsgrunnlag ligger på 5 %. Et sentralt spørsmål er om denne vil øke, slik den har gjort i Storbritannia. Tilsvarende figur for det britiske markedet er vist i figur 3.2.

³ Light fuel oil= lett fyringsolje til bruk i hjem og bygninger for øvrig, samt i industri, skip, og jordbruk.

⁴ Heavy fuel oil er = tung fyringsolje med høy seighet. Brukes hovedsakelig i industri og ved kraftverk.



Figur 3.2 - Prisindeksering UK (Melling, 2010)

I Storbritannia representerer gasoil 16,2 % av prisindekseringen, mens gasspris representerer hele 40,1 %. Årsaken til dette er at Storbritannia har hatt en annen utvikling en kontinental-Europa. Storbritannia var lenge et konsentrert marked uten tilkobling til kontinentet, og all produksjon av gass ble gjort offshore, noe som er mer kostbart en landbaserte løsninger. Videre var de britiske gassfeltene små. Dette resulterte i import av flytende naturgass (LNG). I 1964 ble det inngått en kontrakt med Algerie om levering av LNG tilsvarende 10 % av årlig britisk forbruk. Prisen på disse leveransene var fast, og dermed hadde de allerede en benchmark ved forhandling av andre importpriser. Britiske oljeprodusenter ønsket oljeindeksering, men British Gas som var i en monopolistisk situasjon ønsket en inflasjonsbasert løsning i henhold til overnevnte benchmark (Melling, 2010). Resultatet ble en kombinasjon.

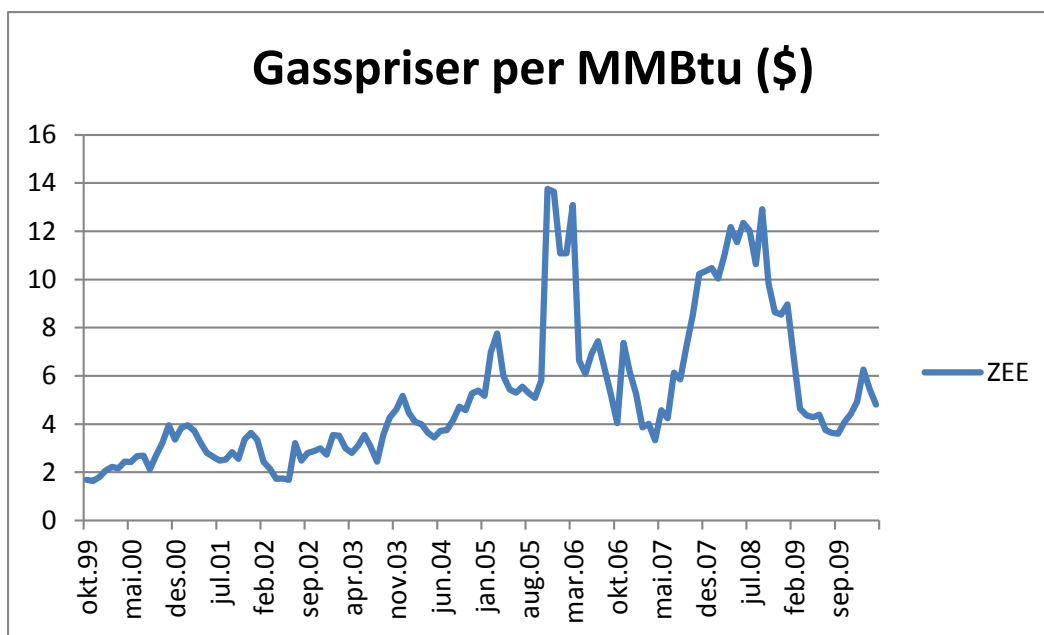
Årsaken til den utstrakte bruken av gasspriser som indekseringsgrunnlag, antas å være fordi at Storbritannia var tidlig ute med et spotmarked for gass. Allerede i 1995 ble dette utviklet, og ble en umiddelbar kilde til økt og selvgenererende konkurranse og en ny benchmark ved prising av kontrakter (Osmundsen, Asche, & Sandsmark, 2005).

Siden 2006 har andelen av gasspriser på spotmarkedet som sammenligningsgrunnlag steget til 90 % i Storbritannia (Melling, 2010). Spotmarkedet i Storbritannia er fortsatt ansett som det mest velutviklede spotmarkedet i Europa, men på kontinentet har det også blitt etablert flere spotmarkeder (Eks. Zeebrugge i Belgia og Title Transfer Facility i Nederland). Åpningen av gassrøret (the Interconnector) mellom Storbritannia og resten av Europa i 1998 har påvirket prisene i

Storbritannia. I tillegg ser vi en trend der britiske selskaper inngår kontrakter med produsenter på det europeiske kontinentet med priser som er indeksert i forhold til det britiske spotprismarkedet. Britiske Centrica har for eksempel signert flere kontrakter med norske og nederlandske produsenter (L'hegaret, Siliverstovs, & Hirschhausen, 2004). Slike kontrakter vil vi sannsynligvis se flere av og bruken av gasspris ved indeksering kan derfor antas å øke i Europa, selv om det for øyeblikket er oljeindeksering som fortsatt dominerer.

3.1.3. Prisutvikling

Figur 3.3 viser prisutviklingen på naturgass i Vest-Europa (Zeebrugge) fra oktober 1999. Prisene er oppgitt i dollar per MMBtu⁵ (Million British Thermal Unit), som er den mest brukte målenheten for gass. Prisene fra Zeebrugge antas å representere prisene i Vest-Europa på en god måte, da dette spotmarkedet er blant de mest velutviklede som sådan.



Figur 3.3 - Gassprisutvikling (Zeebrugge)

Figur 3.3 viser at prisen på naturgass totalt sett nesten har tredoblet seg (fra 1,67 til 4,8). I 2005/2006 og 2007-2009 økte prisen ekstraordinært, etterfulgt av tilsvarende reduksjoner.

⁵ MMBtu = One Million British Thermal Units. Fellesbetegnelse for energienheter. I praksis er det energimengden som behøves for å varme opp 1 pund med vann 1 Fahrenheit.

3.2.4. LNG & spotmarkeder

I det europeiske gassmarkedet og gassmarkeder for øvrig, har utviklingen av Liquid Natural Gas (LNG) gjort transport av gass enklere. LNG er naturgass som midlertidig har blitt transformert til flytende form⁶. LNG er derfor både kostnadmessig og tidsmessig bedre egnet til transport over lengre strekninger. I 2010 representerte LNG 28 % av internasjonal gasshandel i Europa, og denne andelen er stadig i økning (Melling, 2010). Blant de tre LNG- markedene (Asia, Nord Amerika og Europa) er det asiatiske markedet det desidert største.

Internasjonal handel i LNG har økt samtidig med europeiske spotmarkeder. I nyere tid har derfor store deler av handelen i LNG vært på kortsiktig basis. Dette impliserer at det blir enklere å bytte leverandør.

3.2.5. Oppsummering

Gassmarkedet opplever i dag en kollisjon mellom to ulike metoder for handel og prising av gass. Den rådende handel- og prismekanismen i markedet er i dag handel av oljeindekserte take or pay kontrakter. Denne metoden har sitt opphav i Europa på 1960-tallet, og har senere spredd seg til Asia. Den andre metoden er basert på spotprismarkeder og har sitt opphav i U.S.A. og har kommet til Europa gjennom Storbritannia. En av de viktigste problemstillingene i forhold til gasstilbudet og markedet generelt, er om hvorvidt den tradisjonelle priskoblingen mellom olje og gass vil vedvare (International Energy Agency). Vil oljeindeksering vike for den nye spotmarkedsmetoden, eller er det muligheter for sameksistens?

Oljeindekserte take or pay kontrakter er langsiktige, gjerne 10-20 år. Hvis bruken av oljeindeksering skulle frafalle, vil dette ha store implikasjoner for verdivurderingen av disse. Vi har tidligere også vist hvordan gassbruken ved elektrisitetsgenerering har økt betraktelig de siste årene. Det stilles således spørsmål rundt hvordan elektrisitetssektoren skal forholde seg til den overnevnte prisusikkerheten.

3.2. Det europeiske markedet for olje

Økt etterspørsel, usikkert tilbud, økte priser og global oppvarming har i følge EU tatt olje tilbake til sentrum i den politiske debatten. Olje har vært den ledende energikilden siden tidlig i det 20. århundre, og er det fortsatt. I forhold til andre energikilder har olje fordeler knyttet til tilgjengelighet, transport og kostnader. Videre har oljen et relativt høyt energiinnhold sammenlignet med andre type energikilder. I forhold til vekt har olje ca. 50 % mer energiinnhold enn kull og i forhold til volum 170

⁶ For å transformere vanlig naturgass til flytende gass, må den kondensere. Dette gjøres ved å kjøle ned gassen til -160 °C. Enkelte komponenter fjernes også for å gjøre kondenseringen lettere. I tillegg til at den da blir flytende, reduseres volumet med ca. 600 ganger. Dette gjør det enklere å transportere store mengder.

ganger mer enn naturgass. (Stevens, 2005). Råolje og oljeprodukter er videre den største råvaren i internasjonal handel, både i volum og verdi. Råolje er også foretrukket råvare for mange arbitrasjespekulanter og investeringsfond, da olje er den mest likvide av alle energiråvarer.

EU har som nevnt ett mål hva angår energi; pålitelig tilgang på energi til rimelige priser for alle europeere. Fokuset legges således på å sikre oljetilbudet innad i EU, samt å gjøre oljemarkedet mer transparent, rettferdig og konkurransedyktig (European Commison, 2011).

3.2.1. Markedsstruktur

Før oljeprissjokket mellom 1978-81 der prisen på et fat olje steg til nesten \$70 (realpris) (Austvik, 1999), var de store oljeprodusentene i stor grad vertikalt integrerte, både finansielt og operasjonelt (Stevens, 2005). Finansiell integrering karakteriseres av at et selskap eier flere nivåer i verdikjeden og styrer de respektive kontantstrømmene. Operasjonell vertikal integrasjon er tilfelle når råmateriale og raffinerte produkter beveger seg fritt mellom de integrerte enhetene, og finansiell integrasjon er således en forutsetning for operasjonell integrasjon. Årsaken til denne situasjonen var tidligere at transaksjons- og informasjonskostnadene gjorde vertikal integrering mer hensiktsmessig enn markedsfokusert tilnærming. Dette var på grunn av at markeds plassene var lite utviklet og høyst ineffisiente. Den vertikale integrasjonen var videre konkurransehennende på grunn av høye inngangsbarrierer. Et marked der råmaterialer kun flyttes oppover i ett selskaps verdikjede, hindrer også tredjepartstilgang.

Etter prissjokket endret imidlertid markedet seg. Det ble mindre vertikal integrasjon, samtidig som markeds plassen utviklet seg på flere måter. Reduksjonen av langtidskontrakter åpnet for kontrakter med kortere tidshorison, som gjorde det lettere å bytte leverandør og således økte transparensten i markedet. Videre ble transaksjonskostnadene redusert og førte til ytterligere bruk av markedet og gjorde det mer attraktivt for nye aktører, og dermed enda mer transparent. Med nye aktører ble de tidligere inngangsbarrierene svekket. I tillegg begynte de store og etablerte aktørene og selge produksjonsanlegg til mindre selskaper (Stevens, 2005).

3.2.2. Etterspørsel

Økningen i oljeprisen er i følge EU et resultat av et strukturelt skift i globalt tilbud og etterspørsel. Den økende globale etterspørselen stiller harde krav til oljeproduksjon. Tidligere prisøkninger har vært forbundet med tilbudsrestriksjoner pålagt av oljeproduserende land, men økningen de siste ti årene har andre årsaker.

I OECD-landene er oljeforbruket avtagende. Årsaken til dette er trolig mindre økonomisk vekst kombinert med høyere priser, politiske tiltak og restriksjoner relatert til energi og miljø (European Commission, 2008). I andre land derimot øker forbruket. Denne økningen er ledet av fremvoksende økonomier, spesielt Kina og India. Disse to landenes netto oljeimport er forventet å overstige U.S.A. og Japans samlede nettoimport i 2030 (European Commission, 2008).

Allikevel har oljeforbruket totalt sett økt med 20 % siden 1994, og EU forutsetter at den vil fortsette å øke med 1 % årlig. Videre er Europa netto importør av olje, og hvis den overnevnte utviklingen fortsetter (sett bort i fra eventuelle tiltak fra EU), prosjekterer The International Energy Agency med at Europa vil importere 95 % av all olje innen 2030 (European Commission, 2008).

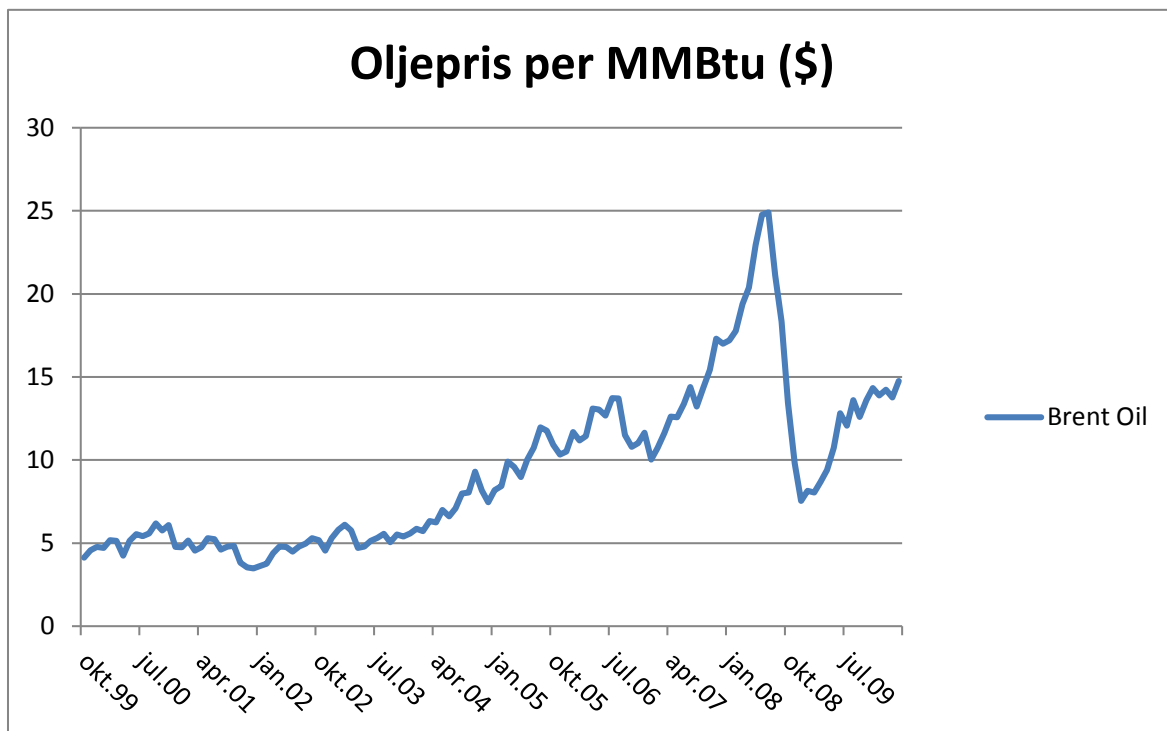
3.2.3. Produksjon

Mange mener at det er usannsynlig at oljeproduksjon klarer å holde følge med økt og vedvarende forbruk på kort sikt. Dette impliserer i så fall at prisene fortsetter å øke. For det første er det en rekke hindringer og generelt mye usikkerhet rundt hvor raskt oljereserver kan settes i omløp, samt at mange eksisterende oljefelter modnes og har synkende produksjonsmuligheter.

Antallet og størrelsen på nye oljefelt har vært synkende de siste årene. Allikevel viser nye oljefunn slik som Aldous og Avaldsnes i Nordsjøen at det fortsatt er muligheter. Estimert mengde ved disse to feltene er mellom 500 og 1200 millioner fat og rangeres dermed som en av de ti største funnene på norsk sokkel gjennom tidene (Statoil, 2011). I artikkelen "Cheer up. The world has plenty of oil", argumenterer geolog og økonom Robin Mills for at oljeproduksjonen fortsatt vil kunne overstige forbruk i mange år fremover for eksempel på grunn av en oppgang av nye oljefunn som beskrevet over, samt økt bruk av ukonvensjonelle metoder (Mills, 2012). Når dette er nevnt, så er boring av nye oljefelt fortsatt tidkrevende og svært ressurskrevende. Kostnaden i dag er dobbelt så stor som for noen få år siden, og i forhold til at det tar lang tid, knyttes det en del risiko på grunn av utviklingen av alternative energikilder. Videre er mange potensielle nye felt i ugjestmilde områder som i tjæresand og skifer. Disse er også svært miljøskadelige. Implikasjonen av dette er at høye oljepriser er en forutsetning for videre utvikling av nye produksjonsområder.

3.2.4. Prisutvikling

Internasjonale oljepriser har relativt sett økt siden 2003 (se figur 3.4). I motsetning til prissjokkene på 70- og 80 tallet kan denne økningen tilskrives høyere forbruk i forhold til produksjon. (European Commission, 2011). Det er videre sannsynlig at de høye prisene vil vedvare på mellomlang- til lang sikt. EU har forutsett at strukturskiftet mellom produksjon og forbruk vil føre til lave karbonmengder og et effisient energimarked.



Figur 3.4 – Oljeprisutvikling

Figuren viser at oljeprisen hadde en jevn stigning fra 2001 og frem til 2006. I 2007/2008 hadde oljeprisen en ekstraordinær økning med en topp på \$25 per MMBtu i juli 2008. Dette nivået var nesten dobbelt så høyt som tilsvarende periode i 2007, som på sin side var en tredobling fra prisnivået i 2002. Imidlertid hadde endringer i valutakurser, og spesielt devalueringen av dollarkursen, en dempende effekt på prisene innad i EU og Europa. Allikevel var prisene i euro mai 2008 90 % høyere enn i 2007 (European Commission, 2011). Dette kan vi se i tråd med finanskrisen, der prisen på alle tre råvarene viser en drastisk økning.

Økende makroøkonomisk optimisme har hatt betydning for økningen etter finanskrisen sammen med forventninger om større etterspørsel samt usikkerhet rundt knapphet på ressurser.

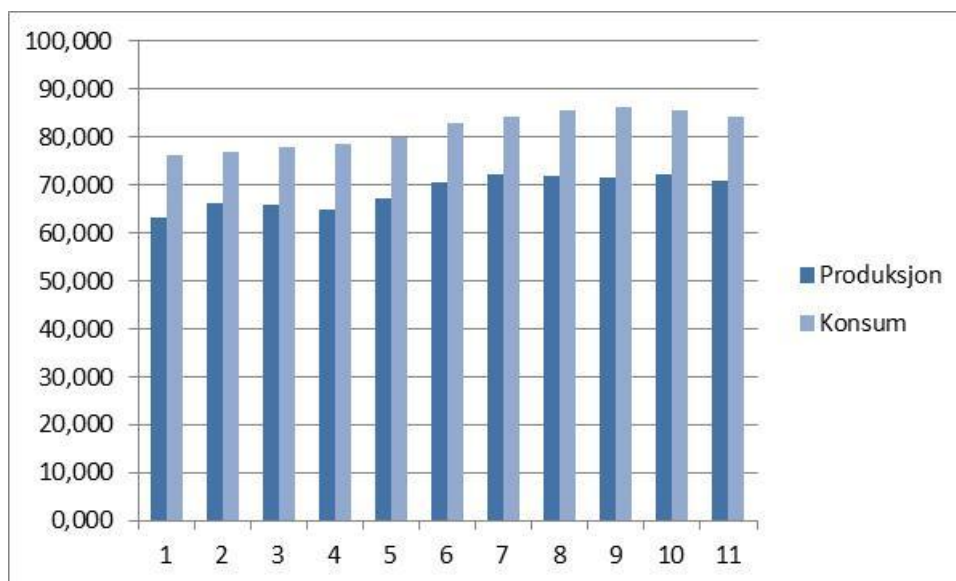
Som nevnt tidligere var det en tendens til å la markedskreftene regjere på 80-tallet. Større frihet gjennom dereguleringer og liberalisering ble anbefalt styresmakter. På grunn av den økte oljeprisen de siste årene, er markedet igjen i søkelyset, og det debatteres om hvorvidt oljemarkedet bør reguleres sterkere gjennom politisk inngripen. Sentralt i forhold til denne debatten er det todelte synet på den høye prisen. Tidligere har man ment at oljemarkedet beveger seg i sykluser. Gitt dette synspunktet vil løsningen på høye priser være å overlate markedet til seg selv. I nyere tid har man imidlertid gått litt bort fra denne oppfatningen. Som nevnt mener EU at det er strukturelle faktorer

som har forårsaket den høye oljeprisen. I så tilfelle vil det ikke hjelpe og overlate markedet til seg selv, men det er behov for politisk inngripen (Stevens, 2005).

Politisk intervensjon i oljemarkedet er dog problematisk og svært utfordrende. Olje er internasjonal av natur og dette virker således hemmende på nasjonale politiske grep. Videre er politiske reguleringer upopulært.

3.2.5. Oppsummering

Økende global etterspørsel og konsum stiller høye krav til produksjonsnivå. Kapasiteten på oljereserver reduseres (se figur 3.5). Det er imidlertid ikke-vestlige land og spesielt Kina og India som står for den økende etterspørselen. I OECD-landene er økningen i oljeforbruket avtagende på grunn av svakere økonomisk vekst, høye oljepriser og bedre tilgang på alternative energikilder. Europa har dog økning i forbruk og det prosjekteres med 1 % årlig økning. Europa er som sådan nettoimportør av olje, noe som reduserer verdensdelens påvirkning på oljeprisen.



Figur 3.5 - Global produksjon og forbruk (Index Mundi, 2012)

3.3. Det europeiske markedet for elektrisitet

Markedene for elektrisitet har historisk sett vært sterkt preget av sterk regulering. Store enkelt-selskaper har ofte hatt monopol på transport, distribusjon, og salg av elektrisitet og gass. Dette har gjort at selskaper har hatt muligheter til å ta høyere priser, uten å stå i fare for å miste kundegruppen. EU startet som sagt med gradvis liberalisering av markedene for elektrisitet på 90-tallet. De var klar over at det var en tidkrevende prosess, så det ble derfor satt et mål om at alle

medlemslandene skulle ha deregulerte markeder innen 2007. Som nevnt innledningsvis gikk ikke dette etter planen, og det ble avdekket flere avvik og påfølgende tiltak for å rette opp disse.

3.3.1. Markedsstruktur

EU sitt mål om et harmonisert Europa er fortsatt en pågående prosess. Allikevel er det store forskjeller fra markedet i 1990 og markedet i dag. I motsetning til i 1990, hvor det ikke eksisterte regionale selskaper, er det i dag flere selskaper som er aktive i flere land. I land hvor det tidligere var mange distributører, har flere fusjoner funnet sted, slik at det i dag er færre, men større distributører (World Energy Council, 2010). Fri tredjepartstilgang til strømmettet gjør at strømkunder kan velge fritt mellom kraftleverandører. Samlet etterspørsel inkluderer nettoeksport som er eksogent bestemt av utlandets etterspørsel. De overstående faktorene er med på å skape et europeisk frikonkurransemarked. Et slikt liberalisert elektrisitetsmarked impliserer at markedene og prisene som sådan blir påvirket av hverandre, på tvers av landegrensene. Dette gjelder også EU sine naboland. Norske kraftpriser er for eksempel avhengig av prisene i EU-landene, noe som (Aune, et al. 2002). Eksempelvis har åpenheten i markedet mellom de nordiske landene har gjort at i blant annet Sverige kan forbrukeren velge hvilket land han ønsker å kjøpe fra (Von der Fehr, Amundsen og Bergman 2005). En slik utvikling ser vi også i Europa. Det skal allikevel nevnes at strømmettet er et naturlig monopol, da det hadde vært unødvendig med flere like kraftnett ved siden av hverandre.

EU har som tidligere nevnt et mål om et mål om ett felles europeisk elektrisitetsmarked, og virkemidlene som brukes er blant annet fravær av påvirkning fra myndighetene. I følge The World Energy Council eksisterer det i dag tre velfungerende europeiske kraftmarkeder, som danner det totale vest-europeiske markedet for elektrisitet. Disse tre er det britiske markedet, det nordiske markedet og det sentrale vest-europeiske markedet (CWE) bestående av Frankrike, Luxembourg, Belgia, Nederland og Tyskland (World Energy Council, 2010). Vi vil fokusere på det nordiske markedet, som er det mest harmoniserte på kontinentet, og som også har forbindelser med CWE.

Elektrisitetsforvaltning (forsyning) er generelt preget av høye inngangsbarrierer som store faste kostnader, samt ved visse kraftbærere, lite lagringsmuligheter, hvilket krever øyeblikkelig balanse mellom tilbyder og konsument (Jamass og Pollitt 2005). En annen fordel som oppnås ved frikonkurransen (horisontal separasjon) er å skape konkurranse til fordel for stordriftsfordeler i produksjonsmarkedet (blant tilbydere). Tilsvarende gjelder også ved å skille produksjon og transport/distribusjonsleddet i engrosmarkedet for elektrisitet (Joskow 2003). Ett kraftmarked betyr videre at alle produsentene leverer kraft inn på et felles overføringsnett. Dette betyr at det ikke er mulig å skille de ulike leveranser fra hverandre, og forbrukeren kan ikke vite hvor kraften er

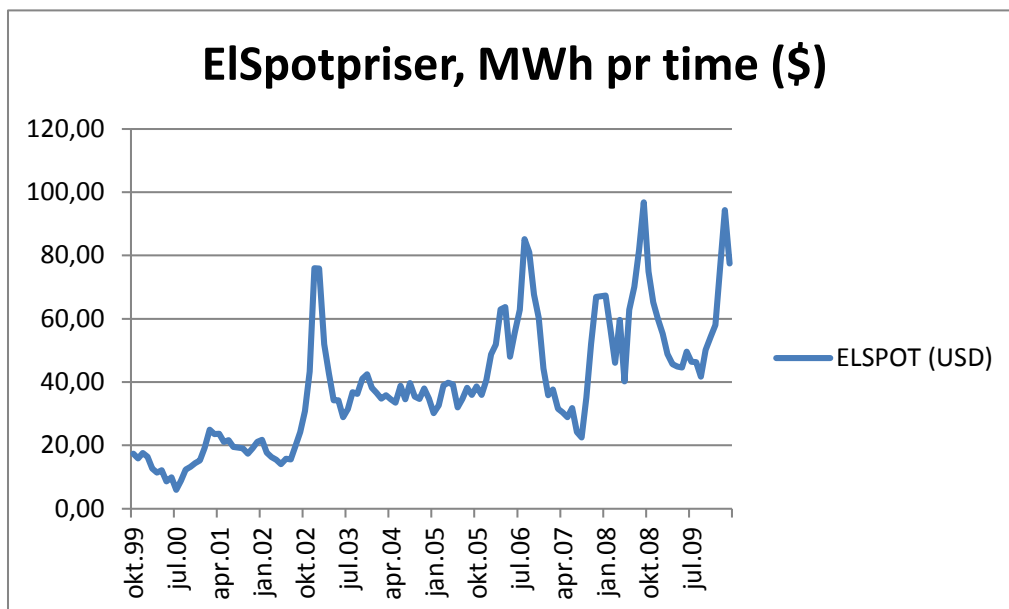
produsert. Dette er uavhengig om den er produsert av for eksempel gasskraft, olje, kjernekraft eller kullkraft.

Et liberalisert elektrisitetmarked er ment å medføre lavere priser, men det er ikke nødvendigvis slik. Liberalisering av markeder med kapasitetsoverskudd, vil redusere prisene. Hvis det imidlertid ikke er overskudd, fører dette til at markedsprisen må justeres slik at tilbud møter etterspørsel. Dersom dette ikke gjøres kan det oppstå skjevheter i tilbud og forbruk, og dette må noen betale for. I enkelte land, er det skattebetalerne som får denne byrden (World Energy Council, 2010).

3.3.2. Prisutvikling

Effektiv produksjon og distribusjon i tillegg til lave priser har lenge vært sentrale målsetninger for EU. Liberalisering av markedet med økt konkurranse som en viktig del, skal i teorien resultere i lavere priser fordi det er færre dominerende selskaper. Som nevnt i avsnittet over, er ikke dette nødvendigvis tilfelle. Videre er elektrisitet sesongbasert av natur, da den i stor grad benyttes ved oppvarming.

Kraftprisen avhenger videre av kraftbærerne og de respektive utviklinger. De viktigste er kullkraft, oljekraft, vannkraft, gasskraft og atomkraft. Grunnlaget for den forskjellige sammensetningen av kraftproduksjon i hvert enkelt land henger sammen med lønnsomhet, politiske forhold og topografi. (Aune, et al. 2002)



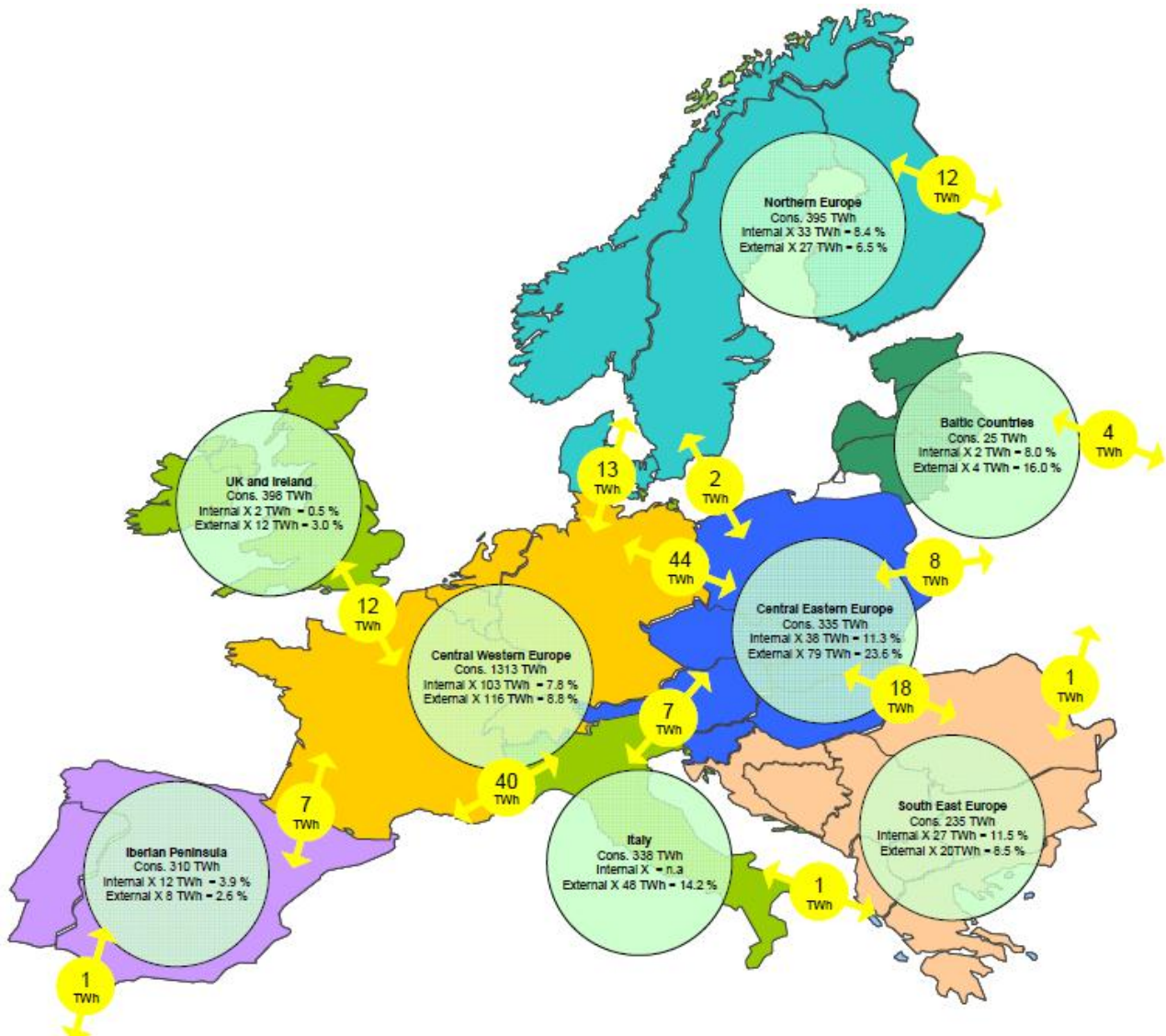
Figur 3.6 – Elspotutvikling (Nord Pool Spot, 2012)

Figur 3.6 viser månedlig Elspotpris for perioden 1999 til 2009. Prisene er oppgitt i amerikanske dollar per MWh (Megawatt-time, hvor 1 MWh tilsvarer 1 000 000 watt timer) og er måleenheten for energi som brukes i løpet av en time. Figuren viser at prisene har steget totalt sett over ti år, men at det har vært enkelte ekstraordinære pristopper, som følge av blant annet tørrår med tomme vannmagasiner. Vi legger også merke til at i likhet med olje og gass, har elektrisitetsprisen en topp i 2008, som følge av finanskrisen.

Markedene for elektrisitet og gass har noen av de samme fellestrekkene da begge råvaremarkedene har vært utsatt for deregulering de siste tiårene. En følge av dereguleringen har ført til at råvarene har blitt mer volatile. Prisene elkraft har er imidlertid mer volatile enn gassprisene. Dette skyldes delvis at det ikke er lagringsmuligheter på elektrisitet, mens det for gass finnes reservoar (Huisman og Mahieu 2001). Det faktum at strøm må genereres samtidig som den brukes gjør at kraftmarkedet har visse utfordringer som skiller det fra andre fysiske varer (Statnett, 2011). Mengden vi bruker må til en hver tid være i balanse i forhold til hvor mye vi produserer.

3.3.3. Europeisk kraftoverføring

Figur 3.7 viser samspillet mellom de vest-europeiske kraftmarkedene og overføringsnivået disse i mellom. Vi ser at det er betydelig sammenheng mellom Norden, Storbritannia og det vestlige kontinentet. Tanken er således at prisene i en region påvirker prisene i naboregionen.



Figur 3.7 - Kraftoverføring i Europa (Directorate General for Internal Policies, 2010)

3.3.4. Nord Pool Spot

Som en del av at tollbarrierene mellom de nordiske landene og det norske kraftmarkedet ble deregulert i 1991, ble Statnett Marked etablert i 1993. Navnet Nord Pool Spot kom først i 2002, og inkluderer hele Norden, med Estland som kom med i 2010 (Norge, Sverige, Finland, Danmark og Estland). Nord er Pool Spot en nordisk kraftbørs og eies av; Statnett, Svenska Kraftnät og Fingrud oyj, samt Energinett.dk. Når det gjelder kraftomsetning i Norden ansees Nord Pool Spot i praksis å ha monopol på dette.

18 land handler og rundt 400 aktører handler i markedet. Hensikten med Nord Pool Spot er å sørge for et mest mulig gjennomsiktig marked, ved å tilby lik informasjon og åpenhet til alle parter. Kundene som handler gjennom Nord Pool Spot er bedriftskunder som selger strømmen videre til forbrukeren. Grunnen til at det kun er stor aktører som handler direkte på kraftbørsen skyldes transaksjonskostnader som gjør det lite lønnsomt for mindre forbrukere. Nord Pool Spot er

markedsleder innenfor handel og drift i kraftmarkedet, og nesten 70 prosent av fysiske kraftkontrakter omsettes gjennom denne kraftbørsen (Finstad og Riisnæs 2012) og (Olje og energidepartementet, 2008).

Nord Pool Spot har konsesjon fra Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) til å drive organisert handel av kraft, samt konsesjon fra olje- og energidepartementet til å drive krafthandel med utlandet (Nord Pool Spot 2012).

Engroshandel av elektrisitet handles i hovedsak i spotmarkedet eller i futuresmarkedet.

Clearinghousene og markeds plassene under er utvalgte i det europeiske kraftmarkedet. Det nordiske markedet ansees i dag som full integrert og har i stor grad en felles markedspris landene i mellom (Amundsen, Bergman og Von der Fehr 2006). Det har videre tilknytning til EPEX, som er den største kraftbørsen på det kontinentale Vest-Europa.

3.3.5. Oppsummering

Det vest-europeiske elektrisitetsmarkedet har gjennomgått store forandringer de siste tiårene, hvor prisendringer landene imellom nå ikke bare kan isoleres ned til det enkelte lands variasjonsfaktorer. Mye av dette er takket være EU og deres mål om et frikonkurransemarked.

Med ett felles overføringsnett kan landene nå handle av hverandre, uavhengig av innsatsfaktorer som for eksempel gass- og oljekraftverk. Overføringsnettene gir også muligheten til opprettholdt produksjon i et land for videresalg til andre, dersom det er lønnsomt.

4. Teori om markedsintegrasjon

Markedsintegrasjon spiller en sentral rolle i denne gradsoppgaven, da den danner det statistiske fundamentet for analysen av energimarkedene. Den liberaliserende trenden i europeiske energimarkeder vil i følge EU resultere i integrerte markeder. Vi tester markedsintegrasjon i de valgte markedene for å avdekke om dette har vært tilfelle det siste tiåret.

Vi vil gå gjennom ulike definisjoner på et marked sett ut ifra ideen om loven om en pris (LOP), for så å sette dette i sammenheng med markedsintegrasjon. Med kunnskap om de bakenforliggende, relevante teorier vil det være lettere å forstå bakgrunnen for og resultatene av de statistiske testene, samt den øvrige analysen.

4.1. Markedsdefinisjoner og loven om en pris (LOP)

Det eksisterer utallige grunner til å definere et marked eller en markedssituasjon, og videre like mange ulike definisjoner på et marked. Formålet med å definere et marked er som regel å avgrense eller spesifisere markedet ut i fra hvilke karakteristika man skal belyse. Avgrensningene kan eksempelvis være knyttet til geografiske områder, produktegenskaper, tidsperioder eller markedsstrukturer.

Definering av markeder har tradisjonelt sett handlet om å spesifisere relevante egenskaper og forutsetninger ut i fra et mikroøkonomisk ståsted, der tilbud- og etterspørselsteori er rådende. Allikevel har det blitt mer vanlig å ta i bruk analysemetoder der en fokuserer på prisserier hentet ut i fra det aktuelle markedet. Denne metoden sees på som mer effektiv enn analyser av tilbud og etterspørsel. Analyser av mikroøkonomisk art oppfattes generelt som mer tungvint og usikkert, da det er vanskelig å skaffe matchende data, noe som gjør at det blir komplisert å estimere reelle tilbud- og etterspørselskurver. Enkle prisserier derimot, er i dag relativt enkelt å oppdrive. Aksjekurser og råvarepriser finnes som regel lett tilgjengelig på internett. Dette kan også sees i sammenheng med den økende bruken av slike data ved ulike analyser. Til tross for at det ofte er tatt forutsetninger ved utformingen av prisserier, og at det således er feil i dataene, er det ingen tvil om at prisserier gir et informativt bilde av realiteten.

Ved analyse av prisserier sammenligner man ofte flere ulike datasett med like karakteristika, ut i fra hvordan man har definert markedet. Ulike prisserier med like karakteristika følger i utgangspunktet hverandre i et langsiktig perspektiv. En generelt akseptert tolkning er videre at prisserier som følger hverandre over tid, også inneholder samme informasjon. Dette er også naturlig å tro, hvis de har samme karakteristika. Denne tankegangen refereres ofte til som the Law of One Price (LOP). Prinsippet bak LOP bygger på teorien om at i et effisient marked må alle identiske varer ha en felles pris. Eksempelvis vil samme type råvare, over tid, følge samme prismønster uavhengig av hvilket marked den handles på. Bortsett fra kortsiktige prisbevegelser, vil prisforskjeller kun være tilstede som følge av forskjeller i transportkostnader og kvaliteten på transport (Tveterås, Asche, & Osmundsen, 2000). Hvis det derimot forekommer prisforskjeller som ikke kan forklares med det overnevnte vil det finnes muligheter for å oppnå risikofri profitt, eller såkalt arbitrasjemuligheter, og LOP må i så fall forkastes. Peter Isard definerte i 1977 LOP, hvor han forutsetter at arbitrasje ikke er mulig:

"In the assumed absence of transport costs and trade restrictions, perfect commodity arbitrage insures that each good is uniformly priced (in common currency units) throughout the world" (Isard, 1977).

Denne definisjonen beskriver altså en situasjon som impliserer like priser på homogene varer på tvers av konkurrerende markeder, i et langsiktig perspektiv. Isard sin definisjon er blant de mest anerkjente definisjonene som omhandler LOP, men det finnes mange andre og generelt mye litteratur som omhandler forholdet mellom priser i markeder og loven om en pris. En kanskje enda mer anerkjent prisrelatert markedsdefinisjon ble utviklet av Stigler i 1969. Han beskrev markedet som:

"the area within which the price of a good tends to uniformity, allowances being made for transportation costs" (Stigler, 1969).

Her refereres det også til et integrert marked på lang sikt, men med kortsiktige svingninger som følge av transportkostnader. I forhold til størrelsen og tidsaspektet ved de kortsiktige svingningene, vil avstand således være sentralt. Jo større avstand mellom markedene varene handles på, desto lengre tid vil det ta før svingningene korrigeres. Avstand i denne forstand trenger allikevel ikke nødvendigvis være utelukkende geografisk. Det kan også gjelde avstand i forhold til kvalitet.

I tråd med overnevnte definisjoner antas det at prisforskjellene vil korrigeres på lang sikt. Årsaken til denne antagelsen har bakgrunn i tanken hvis homogene varer har ulik pris, vil konsumentene alltid velge det billigste alternativet. Forskjellene vil dermed korrigeres som følge av økt etterspørsel av de billigste produktene og visa versa. Disse egenskapene kjennetegner et marked med perfekt konkurranse. Cournot forklarer dette i sin definisjon fra 1971:

"It is evident that an article of transportation must flow from the market where its value is greater, until differences in value, from one market to the other, represents no more than the costs of transportation" (Cournot, 1971).

Korrigeringen av prisene vil være en gradvis prosess. I 1929 argumenterte Harold Hotelling tidligere teori var feilaktig på dette området. I følge han ville noen konsumenter kjøpe av en tilbyder, og andre konsumenter av en annen, til tross for små prisforskjeller. Hvis en av tilbyderne øker prisen gradvis samtidig som andre tilbydere holder prisen konstant, vil konsumentene over tid bytte tilbyder. Hotelling mente imidlertid at konsumentene ikke bytter tilbyder før prisen økes for mye. Øker tilbyder prisen marginalt, vil ikke tilbydere miste alle kundene momentant. Enkelte vil fortsette kundeforholdet på grunn av gunstige transportkostnader (Hotelling, 1929). Det skal legges til at økt integrasjon mellom markeder og teknologiske fremskritt impliserer at det skal mindre til for å bytte tilbyder, og at prisforskjeller i dag således er marginale. Ved analyse av prisserier i forskjellige markeder forutsettes det derfor ofte at forskjeller i transportkostnader og kvalitet er konstante. Likevel finnes det metoder for å modellere dem eksplisitt.

Ved prisserieanalyser i internasjonale markeder må prisene bli sammenlignet i samme valuta. Derfor vil også valutakurser spille en rolle ved slik analyse. Det er allikevel slik at i store og sentrale markeder er prisene oppgitt i en fast valuta, ofte USD, men kan også eksempelvis være Euro. Hvis ikke forutsetter man som regel en perfekt vekslingsrate som gir grunnlag for en felles valuta (Tveterås, Asche, & Osmundsen, 2000).

4.2. Markedsintegrasjon

Mange økonomiske analyser har innslag av integrasjon, implisitt eller eksplisitt. Nobelpris vinner John Hicks la i 1936 frem et rammeverk for når man kunne anse flere produkter som et enkelt sammensatt produkt. Hicks skrev følgende om det som kan kalles produktaggregering:

"If the prices of a group of goods change in the same proportion, that group of goods behaves just as if it were a single commodity" (Hicks, 1936).

En anerkjent teori som ble formulert blant annet på bakgrunn av det overstående er The Composite Commodity Theorem (GCCT), som ble utviklet av Hicks og Leontief samme år. Teoremet sier i likhet med nevnte sitat at hvis de individuelle prisene i en gruppe med varer beveger seg proporsjonalt over tid, og således er integrerte, kan gruppen med varer bli karakterisert ved hjelp av en sammensatt (composite) prisindeks (Leontief, 1936). Derfor vil en proporsjonalitetstest av priser over tid, som for eksempel en LOP test, avgjøre om hvorvidt varer kan aggregeres. Et problem med teoremet er at det krever fullstendig proporsjonalitet for å holde. Leontief forklarer i sin artikkel fra 1936 om problemene ved produktaggregering. Det spiller ingen rolle om det er 5000, 50 eller kun to produkter; det teoretiske problemet er i hovedsak det samme. Ufullstendig datamateriale og utilstrekkelige statistiske metoder. Leontief skriver videre om kompromissene som må foretas mellom det teoretiske og det praktiske og at aggregering av produkter må følge strenge regler i forholdt til produktenes egenskaper, noe som ofte ikke følges fullstendig. Et av de viktigste kriteriene, som ofte blir neglisjert er at vektingen av de ulike produktene må være konstant. Ved oppfyllelse av dette kriteriet gjelder LOP.

Kriteriene i the Composite Commodity Theorem er sjelden oppfylt, men i 1996 presenterte Lewbel en empirisk godkjent generalisering som åpner for visse variasjoner i proporsjonalitet.

Generaliseringen innebærer for det første at det ikke foreligger preferanserestriksjoner, og for det andre tillater den at priser er høyst, men ikke fullstendig, kollinære. For det tredje kan man teoremet testes uten å spesifisere en parametrisert modell (Davis, 2003).

Det er ulike metoder for å teste GCCT. En måte er å undersøke om hvorvidt LOP holder ved analyse av markeder med ikke-stasjonære priser (Osmundsen, Asche, & Sandsmark, 2005). Hvis LOP holder, kan produkttaggresjon dermed utføres. Implikasjonen av dette er at man har et integrert marked.

5. Metode – tidsserieøkonometri

Vi skal nå ta for oss metodeverktøyet som skal benyttes i analysen. Vi vil gå gjennom de enkelte metodene som anvendes, samt de bakenforliggende årsakene til hvorfor vi benytter dem. Metodene som brukes har basis i det som kalles tidsserieøkonometri. Stasjonaritetsbegrepet og kointegrasjonsanalyse vil stå sentralt, og vil bli sett i lys av teorien om markedsintegrasjon og LOP.

5.1. Tidsserieøkonometri

Tidsserieøkonometri er i hovedsak en metode der man benytter seg av økonometrisk analyse på tidsseriedata. Formålet er å formulere en modell ved å kombinere økonomisk teori og empirisk innhold. Med bakgrunn i historisk empiri ønsker man ved hjelp av modellen å estimere fremtidig utvikling. Modellen som formuleres består av forskjellige forklaringsvariabler, og det er da kritisk å inkludere de relevante variablene, samt å utelate de som ikke er relevante. Dette for å oppnå best mulig estimering.

Ved undersøkelse av markedsintegrasjon på tidsseriedata ligger følgende modell til grunn:

$$\ln p_{1t} = \alpha + \beta \ln p_{2t} \quad (5.1)$$

α er konstanten som representerer nivåforskjeller i prisen og β er forholdsvariabel som forklarer sammenhengen mellom prisene. Hvis beta er lik null ($\beta = 0$) eksisterer det ikke noe forhold mellom prisene i modellen, men ved beta lik en ($\beta = 1$) er derimot prisene fullstendig proporsjonale. Når prisene er proporsjonale gjelder LOP. En beta mellom null og en tilsier at det foreligger et forhold, men at det ikke er konstant. I et slikt tilfelle holder ikke LOP, fordi prisene ikke er perfekte substitutter. Det er allikevel verdt å merke seg at modell 5.1 representerer i stillestående bilde av prissammenhengene og at endringer skjer momentant. I praksis er ikke dette tilfelle, da dette er noe mer flytende. Dette problemet kan i følge Ravallion (1986) løses ved å tilføre lags (forsinkelse) i prisene (Osmundsen, Asche, & Sandsmark, 2005). Implikasjonen av dette er en mer dynamisk modell.

Markedsintegrasjon er også nært knyttet til produkttaggresjon, som nevnt i kapittel 4.2. Hvis $\beta = 1$ som vist over, holder ikke bare LOP, men også the General Composite Commodity Theorem (GCCT), som vi forklarte i teoridelen. GCCT er blant de viktigste kriteriene for at aggregering skal være mulig.

For å teste om GCCT holder i en markedsintegrasjonskontekst, holder det derfor å teste om LOP holder.

Normalt og historisk sett har modeller som 5.1 blitt estimert med minste kvadraters metode (OLS). Denne metoden brukes for å forklare forholdet mellom forklaringsvariabler og en avhengig variabel ved å estimere den summen av kvadratene av avvikene fra variabelenes betingelser, som minimerer feilledet (ε) i modellen. Formulert annerledes er tanken bak OLS å modellere estimatorene som oppfyller gitte betingelser som impliserer at feilledet blir minimert. Ved oppfyllelse av disse betingelsene kan estimatorene α og β fra modell 5.1 sies å inneha BLUE egenskaper⁷. I dette tilfelle vil feilledet mellom den estimerte modellen og den faktiske tidsserien ha en forventning lik null ($E(\varepsilon_t) = 0$) og en konstant varians lik σ^2 ($E((\varepsilon_t)^2) = \sigma^2$) (Gujarati og Porter 2010). Dette impliserer at det vil være mulig å anvende modellen ved statistisk testing.

I nyere forskning har det imidlertid blitt utviklet en forståelse for at OLS ikke er anvendbar på modeller hvis priser er ikke-stasjonære, da metoden mister troverdighet. (Osmundsen, Asche, & Sandsmark, 2005). Engle og Granger, som i 1987 argumenterte for det overstående, mente at kointegrasjonsanalyse var best egnet til å estimere ikke-stasjonære prisserier. De utviklet også en egen kointegrasjonstest, som i dag går under navnet the Engle & Granger Test (Engle & Granger, 1987). Denne testen er en av de to mest brukte når man tester for kointegrasjon. Johansen test er en annen metode. Vi vil ta for oss begge disse i kapittel 5.3.1 og 5.3.2, men først skal vi gå nærmere inn på stasjonaritetsbegrepet.

5.2. Stasjonaritet

I økonomisk teori omtales prisserier over tid som stasjonære hvis de følger en stokastisk prosess hvis sannsynlighetsfordeling er konstant. Stasjonære prisserier har følgelig konstant varians ved ethvert tidspunkt i en tidsserie og den varierer videre rundt et langsiktig konstant gjennomsnittsnivå. En ikke-stasjonær prosess er motsetningen og har således varierende varians og gjennomsnitt. Ikke-stasjonære prisserie kan sies å følge en såkalt random walk prosess, eller med andre ord en tilfeldig prosess hvor historisk prisutvikling ikke kan brukes til å forutse fremtidig utvikling.

Det finnes videre flere typer random walk. Utover ren random walk (5.2) har vi random walk med drift (5.3), som betyr at verdien av en variabel til en gitt tid vil være basert på forrige periodes verdi i tillegg til en konstant (driften) og eventuelt hvit støy. En annen form er random walk med en deterministisk tidstrend (5.4). Denne formen for random walk kjennetegnes ved en konstant og en perfekt predikerbar trend (positiv eller negativ) som er avhengig av tiden.

⁷ BLUE = Best Linear Unbiased Estimators. Utleddet fra Gauss- Markov teoremet (Gujarati og Porter 2010).

$$P_t = P_{t-1} + \varepsilon_t \quad (5.2)$$

$$P_t = a + P_{t-1} + \varepsilon_t \quad (5.3)$$

$$P_t = a + \beta t + P_{t-1} + \varepsilon_t \quad (5.4)$$

Her representerer P_{t-1} tidsforsinkelsen for perioden P . Slike modeller omtales som auto regressive modeller (AR). AR-modeller er en regresjon av en variabel på seg selv med tidsforsinkelsen (lag) som en forklaringsvariabel. Når man skal undersøke stasjonaritet i tidsserier tar man imidlertid utgangspunkt i det såkalte Markov førsteorden auto regressive systemet, enklere kalt en AR (1) prosess (Gujarati og Porter 2010):

$$P_t = \rho P_{t-1} + \varepsilon_t \quad (5.5)$$

Denne ligningen skiller seg fra de tidligere nevnte ligningene ved inkludering av ρ (rho). ρ er autokorrelasjonskoeffisienten og ligger mellom -1 og 1. Koeffisienten måler modellens avhengighetsgrad av forrige periodes verdi (t-1). Videre betyr $\rho < 1$ at tidsserien er stasjonær og $\rho \geq 1$ at den er ikke-stasjonær. Her antas det også at feilledet har de tidligere nevnte egenskapene, altså forventning lik null og konstant varians.

Stasjonaritet er et verktøy som brukes ved tidsserieanalyse. Ved stasjonære tidsserier er OLS-metoden anvendbar og den best egnede metoden for analysing. OLS-metoden er som nevnt ikke anvendbar når tidsseriene er ikke-stasjonære. Økonomisk data er ofte sesongbasert eller eksempelvis også avhengig av en eksogen variabel. Årsaken til at OLS-metoden ikke kan brukes når prisene er ikke-stasjonære er fordi man vil med stor sannsynlighet få skjeve estimater og således upålitelige resultater. Dette kommer av det som kalles spuriøse regresjoner, som i praksis betyr at man vil få høye R^2 - og t-verdier fordi modellen indikerer at det er sammenheng mellom variabler når det i realiteten ikke er det. Med andre ord får man for gode resultater. For å forsikre seg mot å godta de høye verdiene kan man benytte seg av Durbin-Watson d- statistikken (verdier representert ved: d) som er en velkjent metode for å teste autokorrelasjon. Granger og Newbold har sagt følgende om spuriøs regresjon;

"An $R^2 > d$ is a good rule of thumb to suspect that the estimated regression suffers from spurious (or nonsense) regression" (Gujarati og Porter 2010)

For å unngå spuriøse regresjoner når man analyserer ikke-stasjonære tidsserier er det vanlig å transformere dem til stasjonære serier. Ved tilfeller med drift kan man differensiere prisseriene: ($P_t - P_{t-1}$). Ved deterministiske trender har hovedregelen vært å fjerne trendene fra tidsseriene. Dette gjøres ved å trekke fra ($a + \beta t$) slik at man får følgende sammenheng: $P_t - a - \beta t = \varepsilon_t$.

Dette impliserer at feilledet har konstant varians og gjennomsnitt (BLUE), og at man således kan gjennomføre gyldige statistiske tester.

Når dette er sagt, er deterministiske trender svært sjelden, da det som nevnt behøves fullstendig predikerbarhet for at en trend skal være deterministisk. Mer vanlig er det derfor med stokastiske trender hvis gjennomsnitt og varians avhenger av tiden, men er tilfeldig. Ved slike tilfeller må man gjennomføre stasjonaritetstester.

5.3. Kointegrasjon

Kointegrasjonsmetodikk er et relativt nytt fenomen hva angår økonometriske analyser. De siste årene har økt liberalisering i verdensmarkedene åpnet landegrenser og stimulert økt konkurranse, og således gjort markeder mer integrert. Kointegrasjon er multivariat, da en enkelt tidsserie ikke kan være kointegrert, og det er ved sammenligning av ulike markeder kointegrasjonsanalyse er foretrukket metode. Kointegrasjonsanalyse av ulike markeder begrenser seg ikke til kun identiske produkter i forskjellige geografiske markeder, men er også anvendbar ved analyse av substitutter eller tilnærmet identiske produkter, samt analyser av produktegenskaper, eksempelvis kvalitet. En annen grunn til økt kointegrasjonsmetodikk er at flere nyere undersøkelser viser at tidsserier ofte er ikke-stasjonære. Eksempelvis har flere undersøkelser vist at olje- og naturgasspriser er ikke-stasjonære (Gjølberg og Johnsen 1999) (Tveterås, Asche, & Osmundsen, 2000)). Ikke-stasjonære ugyldiggjør bruken av OLS-metoden, og dermed tilsier dette at kointegrasjonsanalyse er det riktige verktøyet.

Generelt sett er to eller flere tidsserier kointegrerte hvis de har en felles stokastisk drift. Dette til tross for at de kan være ikke-stasjonære og ha individuelle trender. To tidsserier kan ha individuelle kortsiktige prismønstre, men hvis seriene har en lavere grad av felles integrasjon over tid, kan de sies å være kointegrerte. En generell definisjon på når to eller flere serier er kointegrerte, er hvis to eller flere tidsserier er $I(1)$, men når det allikevel eksisterer en lineær kombinasjon av de to som er $I(0)$.

Det finnes ulike måter å teste kointegrasjon på. De to mest brukte metodene er utviklet av Engle & Granger (1987) og Johansen (1991). Engle & Granger metoden er den enkleste metoden, men den har flere svakheter. Blant annet fungerer den kun på bivariate modeller. Johansen testen er mer avansert og er også anvendbar på multivariate modeller. Vi vil nå gå nærmere inn på de to testene.

5.3.1. Engle & Granger

Engle og Granger's metode er en relativt enkel metode for å teste kointegrasjon, men har således også flere svakheter. Den fungerer kun på bivariate modeller, hvor man kun får testet

sammenhengen mellom to prisserier om gangen. Testen her er avhengig av ikke-stasjonaritet i begge variablene, samt at begge er integrert av samme orden $I(1)$. Til sammenligning hvis en tidsserie er stasjonær av første orden betyr dette at den første differansen i ikke-stasjonær sekvens vil være stasjonær. Dette betyr at dersom de ikke er stasjonære av samme orden, lar det seg ikke mulig å teste for kointegrasjonssammenhenger. Engle og Granger tester for konstant lineære sammenhenger mellom to prisserier: P_x og P_y , hvor man tester om en tidsserie kan forutse den andre.

Metoden kan utledes ved hjelp av ligningen:

$$P_x - \beta P_y = \varepsilon_t \quad (5.6)$$

Hvor P_x og P_y er to ikke-stasjonære variabler, β er den kointegrerende vektoren og feilleddet ε_t er en stasjonær serie. Differansen mellom P_x og P_y justert for β . Dersom feilleddet er stasjonært (testes ved hjelp av ADF), regnes prisseriene som kointegrert (Engle & Granger, 1987).

5.3.2. Johansen test

Johansen test (1991) er oppkalt etter danske Søren Johansen, og tar utgangspunkt i en vektor autoregressiv (VAR) modell. Denne modellen er en form for AR (p) prosess, som er mer generell enn tidligere nevnte AR (1) prosess, da den har mulighet til å ta hensyn til flere variabler. Johansen modellen formuleres så på matriseform:

$$P_t = \Pi_1 P_{t-1} + \dots + \Pi_k P_{t-k} + \mu + \varepsilon_t \quad (5.7)$$

Det foreligger her n antall forklaringsvariabler, og P_t representerer en vektor med $n \times r$ endogene variabler som følger en auto regressiv prosess, og som kan sies å være $I(1)$. Π_i er en $n \times n$ matrise av parameterne og ε_t er feilleddet med konstant gjennomsnitt. Modellen kan videre differensieres slik at den blir gjort om til en Error Correction Model⁸ (ECM), eller nærmere bestemt en Vector Error Correction Model (VECM) (Osmundsen, Asche, & Sandsmark, 2005):

$$\Delta P_t = \Gamma_1 \Delta P_{t-1} + \dots + \Gamma_{k-1} \Delta P_{t-k+1} + \Pi P_{t-1} + \mu + \varepsilon_t \quad (5.8)$$

Her er $\Gamma_i = -I + \Pi_1 + \dots + \Pi_i$, $i = 1, k - 1$ og $\Gamma_k = -I + \Pi_1 + \dots + \Pi_k$. Rekkevidden til Π , som kalles r , bestemmer hvor mange lineære kombinasjoner av P_t som er stasjonære. Hvis $r = n$ vil variablene på nivåene være stasjonære. Hvis derimot $r = 0$ slik at $\Pi = 0$, vil ingen av de lineære kombinasjonene være stasjonære. Når $0 < r < n$, eksisterer det r kointegrerende vektorer, eller r

⁸ ECM er en feilkorrigeringsmodell som karakteriseres ved at prisbevegelsen til en variabel en gitt periode er relatert til forrige periodes avvik fra en langsiktig likevektssituasjon.

stasjonære og lineære kombinasjoner av P_t . I dette tilfelle kan man faktorisere slik at $\Pi \Rightarrow \Pi = \alpha\beta'$, hvor både α og β er $n \times r$ matriser (Osmundsen, Asche, & Sandsmark, 2005).

Fordelen med Johansen test sammenlignet med Engle and Granger er at den tillater mer enn en prissammenheng ved kointegrasjon, og den analyserer alle mulige kointegrerende sammenhenger, ved såkalt maximum likelihood estimation (MLE). Ved hjelp av maximum likelihood estimation skilles matrisene mellom kort og lang sikt forhold, hvor matrisene dekomponeres i hver sin matrise, slik at det blir $n-1$ kointegrerte vektorer, som tilsier at prosessen konvergerer mot likevekt. Dette gjøres for å se endringer i P_t på kort og lang sikt, hvor vi er spesielt interessert i matrisen for lang sikt som forteller om endringer vi ønsker å finne i jakten på kointegrasjonssammenhenger. Den dekomponerte matrisen for langsiktig forhold representeres ved $\Gamma_{k-1}\Delta P_{t-k+1}$ i modell 5.8, og er gitt ved: $P_{t-k} = \alpha\beta'$. Man antar her at P_{t-1} er en vektor med ikke-stasjonære variabler av første orden og deretter har man et mål om å identifisere hvor mange kointegrerte vektorer som eksisterer i β' .

Videre identifiserer man om koeffisient-matrisen er full, og dersom dette er tilfelle har vi gyldige langsiktige sammenhenger. Dersom det motsatte er tilfelle har vi ingen kointegrerte sammenhenger. Det må også påpekes at for å ha en gyldig sammenheng må rekkevidden være $r > 0$, men mindre enn antall variabler i P_t .

Johansen testen benytter seg av såkalte likelihood ratio tests for å avdekke de kointegrerte sammenhengene. Det er α og β som hypotesetestes. Parameterne i vektorene til β er det vi vil teste, og da i forhold til dens restriksjoner (Osmundsen, Asche, & Sandsmark, 2005). Slik kan man avdekke prisforskjeller i ulike markeder. Koeffisienten α brukes for å teste eksogenitet i systemet. Dette kommer vi nærmere tilbake til.

Ved den multivariate analysen av tidsserier som har samme stokastiske trend, må det i følge Stock & Watson (1988) være $n-1$ kointegrerende vektorer i modellen (Tveterås, Asche, & Osmundsen, 2000). I tilfeller med flere enn en stokastisk trend vil det imidlertid ikke være $n-1$ kointegrerende vektorer. Hvis det eksempelvis i en modell med 3 variabler er 2 stokastiske trender, har vi $n-2$ kointegrerende vektorer. Videre viser Stock & Watson at i en modell med n variabler og r kointegrerte vektorer, må det finnes $n-r$ stokastiske trender (Stock & Watson, 1988). Johansen viste også at i en modell med n tidsserier og r stokastiske trender, kan det være maks r eksogene variabler. I et råvaremarked hvor man ser etter langsiktige prissammenhenger forventes det videre at det foreligger $n-1$ kointegrerte vektorer og en stokastisk trend. Dette impliserer at det kun kan være et produkt som er prisleder i systemet. I modeller ved flere stokastiske trender, kan det imidlertid være flere prisledere.

Johansen testen kan operasjonaliseres ved hjelp av to forskjellige likelihood ratio tests. Trace-test (5.9) og maximum eigenvalue-test (5.10) (Hjalmarsson og Österholm 2007).

$$\lambda_{trace} = -T \sum_{i=r+1}^n \ln(1 - \lambda_i) \quad (5.9)$$

Her er λ eigenvalue, som igjen er et mål på hvor sterkt kointegrasjonsforholdet er. T er størrelsen på utvalgsstørrelsen. Nullhypotesen her er at det er r kointegrerende vektorer mot alternativ hypotesen som sier at det er n kointegrerende vektorer. Antall kointegrerende vektorer testes ved hjelp av likelihood ratio estimering.

$$\lambda_{max} = -T \ln(1 - \lambda) \quad (5.10)$$

Nullhypotesen ved eigenvalue testen er r kointegrerende vektorer mot alternativ hypotesen om $r + 1$. Likelihood ratio estimering brukes også her.

5.4. Testing av LOP

Når man benytter seg av Johansen testen i en kointegrasjonssammenheng, kan vi også teste restriksjoner på de kointegrerende parameterne. Dette er spesielt interessant i forhold til å teste loven om en pris. Dette gjør man da ved å inkludere restriksjoner i modellen ($\beta' = (1, -1)'$).

I en analyse der prisene følger den samme stokastiske trenden og det derfor er $n-1$ kointegrasjonsvektorer, må summen av hver av disse vektorene være lik null for at LOP skal holde. I følge blant annet Asche følger det videre av Johansen og Juselius (1994) at hver kointegrerende vektor kan bli representert slik at alle unntatt to elementer er null (Osmundsen, Asche, & Sandmark, 2005). Det følger videre at i et tilfelle med tre produkter, vil en matrise av de kointegrerende vektorene se slik ut:

$$\beta = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 1 \\ -\beta_1 & 0 \\ 0 & -\beta_2 \end{matrix} \end{matrix} \quad (5.11)$$

Hvis begge parameterne representert ved β er lik 1, vil prisforholdene være konstante og LOP vil således holde.

I forhold til Engle & Grangers arbeid er det videre verdt å merke seg at hvis prisene er ikke-stasjonære, men kointegrerte, må feilleddene i en statistisk regresjonsmodell være seriekorrelerte. Dette impliserer i følge Asche, Gordon & Hannesson, at for ikke-stasjonære priser må det eksistere en form for dynamisk justering for at prisene holde likevekten, som er definert av den

kointegrerende vektoren. Således vil en statistisk representasjon av LOP ikke være statistisk gyldig når prisene er ikke-stasjonære (Asche, Hannesson, & Gordon, 2003).

5.5. Eksogenitet

Eksogenitet i økonomisk teori omhandler variabler som er uavhengige og dannes utenfor modellen. Variablene som forklares i modellen kalles endogene. I en markedsintegrasjonskontekst betyr dette at prisdannelsen av disse eksogene variablene skjer uten tilknytning til variablene i systemet. Dette impliserer at den eksogene variabelen er en prisleder, som betyr at den påvirker prisingen av de endogene variablene. Dette har med andre ord også sterk tilknytning til kausalitet.

Det er den nevnte vektoren α som inneholder informasjon om svak eksogenitet. Når elementene i vektoren er ulik null, vil det i følge Asche, Osmundsen og Sandsmark være kausaliteter i begge retninger og to de prisserierene bør bli modellert som et system. Hvis det imidlertid skulle forekomme at et av elementene er lik null, vil det ikke være noen langsiktige kausaliteter til denne variabelen i systemet. Dermed kan variabelen sies å være svak eksogent.

6. Analyse

Vi har til nå gjennomgått de bakenforliggende teorier om markedsintegrasjon, og deretter metodiske temaer som stasjonaritet og kointegrasjon sett i lys av teoriene. Neste steg er å analysere resultatene fra de statistiske testene, samt sette de i sammenheng med forholdene og utviklingen i de vest-europeiske energimarkedene. Vi begynner kapittelet med å sette teorien i sammenheng med aktuelle temaer i energimarkedene, for å tydeliggjøre hva som kan påvirke resultatene på de statistiske testene.

6.1. Markedsintegrasjon og de vest-europeiske energimarkedene

Tanken og problemstillingen bak denne gradsoppgaven er hvorvidt de nord-europeiske energimarkedene i fremtiden vil bevege seg mot en situasjon der prisene, og variasjonene i dem som sådan, er integrerte. Den nevnte deregulerende trenden av gass- og elektrisitetsmarkedene, åpner for fundamentale forandringer i de tradisjonelle prisstrukturene. Etterspørselen etter naturgass er ventet å øke betydelig, da dens bruk i elektrisitetsgenerering er ventet å øke mer enn andre kraftbærere. Som sagt blir de langsiktige naturgasskontraktene i stor grad pris indeksert etter prisen på olje, og således er det et sterk sammenheng mellom olje og gass. Allikevel er det derimot usikkerhet rundt sammenhengen mellom olje og elektrisitet, til tross for at olje også er en kraftbærer. Dette vil vi derfor prøve å avdekke i den kommende statistiske analysen.

Ved full markedsintegrasjon er de individuelle produktene perfekte substitutter og kan derfor aggregeres, jamfør GCCT. I forhold til dette er blant annet kraftbærere sentralt. Det er 8 forskjellige kraftbærere. De viktigste er som sagt olje, naturgass, kull, vannkraft og atomkraft. Kraftbærere brukes ved elektrisitetsgenerering og liberalisering og forandringer i energimarkedene, impliserer antageligvis strukturelle endringer innenfor dette området. Det er imidlertid en del faktorer som er avgjørende for om hvorvidt energimarkedene kan bli perfekt integrerte.

Alle energibærere har sine fortrinn som påvirker aktørers valg av bærer. Olje har for eksempel et relativt høyt energiinnhold og er lett å transportere. Naturgass er vanskeligere å transportere, men er den reneste formen for fossilt brennstoff. Videre har kull et CO₂-utslipp som er tre ganger så høyt som naturgass, men finnes i svært store mengder. Fornybare energibærere har fordelen ved at de alltid er tilgjengelige og finnes i teorien over alt. Foreløpig har slike energibærere en stor ulempe; store investeringskostnader.

Ser vi på miljøaspektet i en kointegrasjonskontekst, er avgiftspolitikken essensiell. Miljøpolitiske virkemidler ved de forskjellige energidirektivene er viktige rammebetingelser for utviklingen i de nord-europeiske energimarkedene. Et av EU-kommisjonens mål er å harmonisere avgifter og beskatning på energi medlemslandene i mellom. Dette er en forutsetning for å oppnå fri konkurranse. Hvis avgifter og skatter på CO₂ ikke er harmonisert vil kraftprodusenter i land uten skatter eller avgifter ha mulighet til å levere elektrisitet til en lavere pris enn kraftprodusenter i land med skatter eller avgifter. I følge den norske regjering er eksempelvis kraftproduksjonen i Norden i mindre grad avgiftsbelagt i forhold til miljøkonsekvensene. Disse skjevhetene i skatter og avgifter er til fordel for kraftproduksjon med fossilt brennstoff som kraftbærer. En utvikling hvor disse skjevhetene harmoniseres kan derfor bidra til strukturelle endringer i kraftproduksjonen. Er dagens markeder imidlertid ikke harmonisert, vil dette gi utslag på de statistiske testene.

En annen viktig faktor eller flaskehals i forhold til full markedsintegrasjon, er transport. I et åpent europeisk energimarked vil transport- og distribusjonsselskaper allikevel potensielt ha betydelig markedsrett. Årsaken til dette er at det er svært kostnadskrevenende å bygge nye rør og ledninger (Aune, Golombek, Kittelsen, & Rosendahl, 2002). Vi har tidligere nevnt tariffen på transportkostnader. Tariffen er i utgangspunktet til for å svekke produsentenes og røreiers makt overfor forbruker ved at de reguleres slik at de skal reflektere kostnaden ved å transportere. EU har imidlertid også åpnet opp for forhandlinger, da produsentene også skal få en forsvarlig avkastning. Dette på sin side gir transportselskapene noe av makten tilbake, i og med at de er i en posisjon hvor de fort kan ta fordel av dette. Transport kan derfor antas å påvirke resultatene våre.

Vi har vært mye inne på naturgass, og dens bruk som kraftbærer. Den er i stadig økende bruk, spesielt da den er mer miljøvennlig enn andre fossile brennstoff, billigere enn vind- og solkraft, samt tryggere enn atomkraft. I Vest-Europa er det derfor relativt lite gassressurser i forhold til konsum. Import fra Russland og til dels Nord-Afrika er derfor en viktig del av Europas gasskonsum. I fremtiden vil også gassimport fra Midtøsten og Sentral-Asia bli viktige (Aune, Golombek, Kittelsen, & Rosendahl, 2002). For at dette skal skje må imidlertid gassprisene øke til et nivå hvor det er økonomisk bærekraftig å importere fra disse landsdelene. Vi vil derfor påpeke at tilbudet av gass de nærmeste årene ikke er så fleksibelt som man kunne ønske.

Utover bruk av gasskraft kommer dagens kraftproduksjon i Vest-Europa i stor grad fra kullkraft, atomkraft og vannkraft. I fremtiden er det imidlertid ikke ventet at atomkraft vil fortsette å være en viktig kraftbærer. Myndigheter er generelt sett lite villige til å gi nye konsesjoner. Dette spesielt etter atomkraftulykken i Japan i 2011. Tyskland planlegger eksempelvis å fase ut bruken av atomkraft innen 2022. Hva angår vannkraft, så er mye av utvinningspotensiale brukt opp. De gjenværende mulighetene for å bygge nye vannkraftverk er enten vernet eller så er det for kostbart. Da gjenstår kun gass og kull, og som nevnt er gasskraft adskillig mer miljøvennlig.

Avgifter, skatter og transportkostnader som flaskehals i forhold til et perfekt konkurrerende marked har nå blitt gjennomgått. I praksis er dette reelt, men det er spesielt i forhold til transportkostnader verdt å merke seg at et fullt integrert marked i teorien (Kapittel 5) inkluderer en del forutsetninger. I forhold til LOP og the Composite Commodity Theorem som omhandler proporsjonalitet, er tidsaspektet sentralt. Teoriene tillater nemlig kortsiktige svingninger som følge av transportkostnader. Det er proporsjonalitet på lang sikt som således er relevant. Det er følgelig med basis i teoriene vi vil foreta analysene for så å trekke konklusjoner om hvorvidt energimarkedene er integrerte. Forståelsen av markedsutviklingen i forhold til for eksempel kraftbærerpolitikk og fremtiden som sådan vil i etterkant av de statistiske testene benyttes til å forklare resultatene og forutse den videre utviklingen.

6.2. Datamateriale

I forhold til datamaterialets opprinnelse har vi valgt ut i fra forhåndsbestemte kriterier. For det første var det viktig for oss at datautvalget gjenspeilet populasjonen (Vest-Europa) på en god måte. Med andre ord var vi opptatt av at prisseriene ble hentet fra børser/indeks som var hyppig brukt som benchmark av flest mulige aktører i populasjonen. For det andre var det viktig at de ulike typer råvarer hadde samme prisegenskaper. For det tredje ønsket vi tidsserier som var fullstendige. Altså ingen bortfallende observasjoner, som fører til at man må korrigere med kunstige, formulerte

observasjoner. Når dette er sagt, så har vi forsøkt å møte disse kriteriene så godt vi kunne basert på den datatilgangen vi hadde. Mer grundige analyser vil antageligvis kunne foretas, men da av noen med bedre datatilgang.

Datamateriale som brukes i denne gradsoppgaven er månedlige prisserier for olje, gass og elektrisitet. Olje- og gassprisene har vi fått gjennom Atle Guttormsen fra Statoil ASA.

Elektrisitetsprisene har vi fått gjennom databasen til Nord Pool Spot. Videre benytter vi oss av Brent Oil, gasspriser fra Zeebrugge i Belgia (ZEE), og EISpot-priser fra Norden. Ved hjelp av Norges Bank historiske valutakurser, oppgis alle priser i amerikanske dollar (USD). Brent Oil og ZEE gassprisene oppgis videre i USD/MMBtu, mens EISpot oppgis i USD/TWh⁹.

Vi benytter oss av Brent Oil for å representere olje i oppgaven, på grunn av at den er en av verdens mest brukte olje-benchmarks. Brent Oil har sin opprinnelse i olje som kommer fra Nordsjøen.

Nordsjøen er videre det havområdet som grenser til flest Europeiske land, og olje herifra sendes generelt til oljeraffinerier i Nord Europa. Videre er Nord Pool en nordisk kraftbørs, mens ansees for å være et ledende kraftmarked i Europa. Blant annet er Storbritannia og Tyskland sterkt knyttet til denne handelsplassen (Nord Pool Spot 2012). Gassprisen vi benytter oss av er hentet fra Zeebrugge (ZEE) i Belgia. Zeebrugge ansees for å være det kanskje viktigste handelsstedet for naturgass i EU. Foruten om å være koblet til det Britiske gassmarkedet via the Interconnector, gassmarkedet i Norge, Tyskland og Russland (de største gassprodusentene i Europa i tillegg til Nederland), har Zeebrugge også havner som muliggjør handel av LNG på verdensbasis. Da vi hadde tilgang til prisseriene både fra the National Balancing Point (NBP) i Storbritannia og Contract Gas fra Tyskland, vurderte vi å inkludere disse i analysen. Vi konkluderte allikevel med, etter en kort deskriptiv analyse, at det ikke var hensiktsmessig å inkludere dem, da de hadde svært like egenskaper som ZEE og således kan sies å være nokså enhetlige. Det er integrasjon på tvers av produkttyper vi er interessert i.

Prisseriene som analyseres er fra perioden 1999- 2010 og gir totalt 126 observasjoner for hver råvare. Ideelt sett kunne man kanskje sett for seg å ha et større datautvalg for lettere kunne se de store sammenhengene og utviklingen som sådan. For små datasett kan sette spørsmålsteget ved robustheten til resultatene. Vi føler allikevel at datamateriale er tilstrekkelig med tanke på at vi ønsker å se på utviklingen og sammenhengene i nyere tid.

6.2.1. Svakheter med datautvalget

En mulig svakhet i forhold til datamaterialet, kan som sagt være den relativt korte lengden. Det er mulig at 126 observasjoner ikke er nok til at resultatene fra de statistiske testene er troverdige. På en

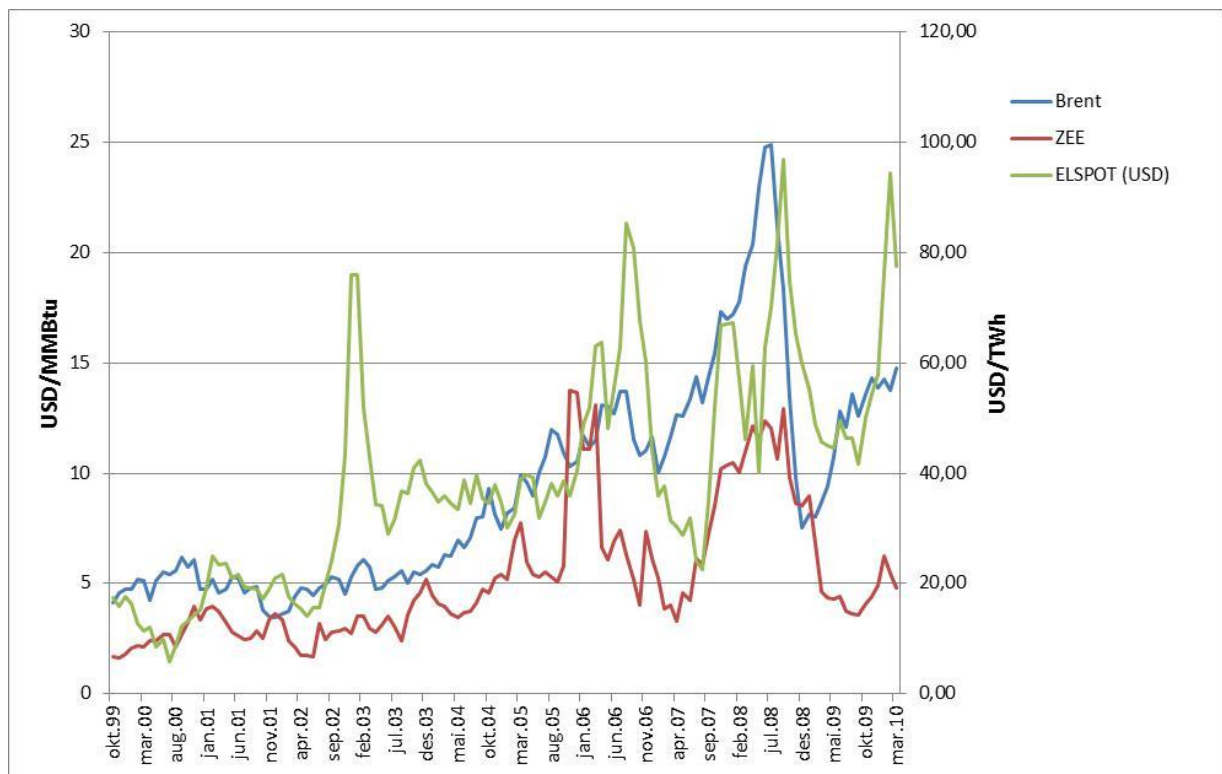
⁹ TWh = Terrawatttime eller en milliard Kilowattimer.

annen side, er det de ti siste årene vi er interessert i. Den liberaliserende trenden startet på 1990-tallet, og det med stor sannsynlighet tar noen år før en slik omfattende prosess gir merkbare forandringer i markedsstrukturene, og deretter prisene.

En annen mulig svakhet er prisene fra Nord Pool. Tidsserien på gass er hentet fra Nederland, som er sentral i det europeiske gassmarkedet, og oljeprisen er global av natur, samt at Brent Oil som nevnt har sterk tilknytning til Europa. Tidsserien fra Nord Pool derimot er systemprisene fra hovedsakelig Norden. Da vi undersøker integrasjon i Vest-Europa, kan det tenkes at Nord Pool prisenes lokalitet, medfører skjevheter i resultatene. Vi forsøkte å få tak i andre strømpriser, men det var enten ikke tilgjengelig eller så var det for kostbart. Det skal legges til at til tross for at Nord Pool hovedsakelig er Nordens elektrisitetsmarked, er det allikevel det ledende markedet i Norden, og samtidig den ledende markedsplassen til Estland, Tyskland og Storbritannia. Dette tatt i betraktning, antok vi at dette ville være tilstrekkelige for våre analyser.

6.3. Relativ prisutvikling

For å få en oversikt over de ulike råvarenes forholdsmessige utvikling gjennom perioden som analyseres, har vi satt dem sammen i en og samme figur.



Figur 6.1 - Prisutvikling alle serier

Generelt sett ser vi at det er til dels store forskjeller på kort sikt, men det er interessant å se tidsseriene tilsynelatende følger en noenlunde lik trend på lang sikt. Det er allikevel verdt å merke seg at korrelasjon og kointegrasjon ikke er det samme, og at det ene ikke nødvendigvis medfører det andre¹⁰.

Olje- og gassprisen ser ut til å følge en tilnærmet lik stokastisk trend med ulike kortsiktige avvik fra denne trenden. Oljeprisen har en bratt økning helt frem til toppnoteringen på \$133,9 per fat i juli 2008, på samme tid som finanskrisen rammet verdensøkonomien. Den stabile veksten i oljeprisen kan i stor grad tilknyttes etterspørsel etter råolje i fremvoksende økonomier med Kina og India i spissen. Videre ser vi at gassprisen i hele perioden ligger stabilt under oljeprisen, og øker i omtrentlig samme takt, men med et tidsetterslep. Dette kan vi i første omgang sette i sammenheng med at gasskontrakter i stor grad er oljeindekserte. Likevel gjorde gassprisen et prishopp høsten 2005, som gjorde at den kom på nivå med oljeprisen og ble handlet for rundt \$13 per MMBtu. Dette antas å ha sammenheng med orkanene Rita og Katrina i USA, som førte til at amerikanske gassproduserende selskaper var tvunget til å stoppe produksjonen, samt at flere anlegg ble ødelagt. Den høye prisen kom således på grunn av et redusert tilbud. Finanskrisen 2008 førte også til en pristopp for gassprisen. Dog ikke i like stor grad som for olje og elektrisitet.

Elspot er noe mer volatil som følge av at elektrisitet er mer prissensitivt overfor klima. Spesielt legger vi merke til vinteren 2002/2003 der elspot-prisen noterte 76 USD/TWh. Høyere strømpriser om vinteren er normalt, men en firedobling i forhold til samme periode året før er derimot ikke det. Vi antar at dette skyldes rekordlave nedbørsmengder høsten 2002. Topppnoteringen i september 2008 på nesten 100 USD/TWh antas og skyldes økt bruk av kraft og redusert produsert mengde av kjerne- og vindkraft. En annen teori er dessuten at eurokursen styrket seg dramatisk i forhold til kronen i samme periode (topppnotering på 9,42 i desember), og dermed kan strømprisene ved Nord Pool ha blitt påvirket av dette på grunn av eksponering mot Euro. Det skal også legges til grunn at høyere olje- og gasspriser generelt ofte blir etterfulgt av høyere elektrisitetspriser, da disse er viktige innsatsfaktorer ved elektrisitetsgenerering.

¹⁰ Korrelasjon betyr praksis at hvis A går opp en måned, gjør B sannsynligvis det samme. Prisene er med andre ord synkroniserte i en viss grad. Kointegrasjon derimot betyr at A og B kan på daglig, ukentlig eller månedlig basis bevege seg i ulike retninger. De kan imidlertid ikke bevege seg i ulike retninger på langsiktig basis uten å returnere til et gjennomsnittlig avstandsnivå.

6.5. Empiriske resultater

6.5.1. Deskriptiv statistikk

Avslutningsvis vil vi nevne at reduserte investeringer i produksjonssammenheng som følge av uroen i finansmarkedene og usikkerhet rundt fremtidig etterspørselsvekst antas å være grunnen til at prisen på samtlige av de analyserte råvarene steg såpass mye frem mot 2009.

Før den økonometriske analysen vil vi nå gå igjennom råvarenes statistiske egenskaper. Deskriptiv statistikk gir en god oversikt som sådan. Under har vi presentert tabellen for deskriptiv statistikk på vanlig- og log nivå.

Tabell 6.1 - Deskriptiv statistikk

| Produkt | Gjennomsnitt | Standardavvik | Maks | Min | Variasjonskoeffisient |
|-----------|--------------|---------------|-------|------|-----------------------|
| Brent Oil | 9,26 | 4,83 | 24,90 | 3,49 | 0,52 |
| <i>Ln</i> | 2,10 | 0,50 | 3,21 | 1,25 | 0,24 |
| ZEE | 5,19 | 3,01 | 13,76 | 1,64 | 0,58 |
| <i>Ln</i> | 1,50 | 0,53 | 2,62 | 0,50 | 0,35 |
| Elspot | 39,09 | 20,08 | 96,78 | 5,97 | 0,51 |
| <i>Ln</i> | 3,52 | 0,57 | 4,57 | 1,79 | 0,16 |

Ser vi på tidsseriene til olje og gass har å olje en gjennomsnittlig høyere pris enn gass.

Standardavvikene og variasjonskoeffisientene viser videre at olje- og gassprisen har variert i mer eller mindre like stor grad. Variasjonskoeffisienten er det forholdet mellom standardavviket og gjennomsnittet, og sier således noe om variasjonsgraden til variablene.

Elspot ser også her ut til å være mer volatil enn olje og gass, da Elspot har standardavvik på 20,08 mot henholdsvis 4,83 og 3,01. Variasjonskoeffisienten for råvarene er imidlertid nokså like. Det er altså stor likhetsgrad mellom råvarene, gitt at volatiliteten er satt i forhold til det gjennomsnittlige prisnivået.

6.5.2. Tester for stasjonaritet

Før vi kan gjennomføre den økonometriske analysen, må egenskapene til prisseriene undersøkes. Vi tester derfor stasjonaritetsegenskapene til seriene ved hjelp av en unit root test. Det finnes mange forskjellige slike tester, men Dickey-Fuller testen er den vanligste. Vi benytter oss av en såkalt Augmented Dickey-Fuller test, som er mer stabil enn den førstnevnte formen av testen, fordi den eliminerer autokorrelasjon.

Vi tester de logaritmisk transformerte prisene på energitypene. Videre har vi en nullhypotese om ikke-stasjonaritet ($H=1$) og en alternativ hypotese om stasjonaritet ($H=0$). Deretter tester vi om seriene har høyeste integrasjonsorden ($H=0$) eller kun er integrert av første orden ($H=1$). Hvis seriene er ikke-stasjonære, men stasjonære av førsteorden er kointegrasjonstester best egnet metode for å analysere prisseriene. Et slikt tilfelle er robust ved de fleste lag-lengder med unntak av få lags hvor det imidlertid er betydelige bevis mot en nullhypotese om ingen autokorrelasjon. I våre tester har vi benyttet oss av Schwert-kriteriet for beregning av antall lags $12 \left(\frac{T}{100} \right)^{0,25}$

og således kommet frem til at 12 lags er passende i vårt tilfelle med 125 observasjoner per energitype.

Tabell 6.2 med resultatene fra ADF-testen for de ulike energitypene.

Tabell 6.2 - ADF test

| Energitype | ADF (nivå med trender) | ADF (differensiert uten trender) | Lags |
|------------|------------------------|----------------------------------|------|
| Elspot | -3.070 | -4.754** | 12 |
| Brent oil | -2.788 | -4.176** | 12 |
| ZEE | -3.431 | -3.319* | 12 |

** betyr at H_0 kan forkastes på 1 % nivå.

Testen ble først foretatt på logaritmisk transformerte priser for elektrisitet, olje og gass hvor vi også inkluderte trender. Her kan vi ikke forkaste hypotesen om ikke-stasjonaritet. I neste kolonne har vi testet integrasjonsnivået på de logaritmiske avkastningene til prisseriene (differensierte).

Nullhypotesen var her som nevnt over, at dataene har høyeste integrasjonsorden og den alternative hypotesen at de er integrerte a første orden. Verdiene her tilsier at vi kan forkaste nullhypotesen, og at prisene således synes å være integrerte av første orden.

Da de tre prisseriene synes å være ikke-stasjonære, men integrert av første orden $I(1)$, er kointegrasjonsanalyse best egnet metode for å undersøke prissammenhengene.

6.5.3. Kointegrasjon

Når vi skal teste markedsintegrasjon begynner vi med å analysere de bivariate sammenhengene, det vil si alle mulige parvise sammenhenger. Deretter tester vi de multivariate sammenhengene i hele systemet. For at alle markedene skal være integrert, må både systemet og de parvise forholdene være integrerte. Vi benytter oss av Johansen testen, da den tillater hypotesetesting på de

kointegrerte vektorene. Videre vil vi teste om LOP holder på de kointegrerte vektorer. Hvis prisene i den multivariate analysen følger samme stokastiske trend, må det være $n-1$ kointegrerende vektorer i systemet og hver av dem må til sammen være lik null for at LOP skal holde (Tveterås, Asche, & Osmundsen, 2000). Hvis LOP holder i tilfelle med ikke-stasjonære priser impliserer dette at produktene kan aggregeres i henhold til the General Composite Commodity Theorem. Dette betyr videre at de tilsynelatende ulike råvarene kan karakteriseres som substitutter.

Det er verdt å nevne at dersom X og Y er kointegrert og dermed at x_t og y_t har like stokastiske trender og feilledet ε_t er stasjonært, avviker variablene aldri langt fra hverandre. På kort sikt kan derfor verdiene til X og Y være vanskelig å prognostisere, mens de er stasjonære og stabile ved langsiktig forhold (Wooldridge 2009).

Avslutningsvis vil vi teste eksogenitet mellom de kointegrerte variablene. Dette gjør vi for å finne en eventuell prisleder. Slik informasjon er verdifull fordi prislederens utvikling er en indikasjon på hvordan de andre variablene vil reagere på utviklingen. Nullhypotesen er at eksogenitet eksisterer. Gjør det ikke det betyr dette at prisutvikling i en råvare er uavhengig av den andre. I et system med $n-1$ kointegrerende vektorer kan det maksimalt være én prisleder, og dette begrenser således denne testens empiriske troverdighet. Vi mener allikevel at det er hensiktsmessig å teste for eksogenitet.

I kointegrasjonsanalysene har vi valgt å benytte oss av 3 lags. Tanken bak dette er tidsseriens begrensede lengde, og vi følte derfor at 3 var den øvre grensen for antall lags. 3 lags er allikevel høyt nok til at vi ikke får store problemer med autokorrelasjon.

6.5.4. Bivariat Analyse

Den bivariate analysen er viktig fordi den hjelper oss med å få oversikt over de stokastiske trendene i de forskjellige parvise forholdene. Dimensjonsproblemer som følge av mange variabler, kan for eksempel gjøre det mulig med mindre enn $n-1$ kointegrerende vektorer selv om det kun eksisterer en stokastisk trend. Dette kan imidlertid unngås ved hjelp av den bivariate analysen (Guttormsen, Gjørberg og Asche 2011).

Resultatene av den bivariate analysen presenteres under.

Tabell 6.3 - Bivariat analyse

| Variabel | H0: rang = p | Trace Test ^a | LOP ^b |
|---------------------|----------------|-------------------------|------------------|
| Brent Oil og ZEE | P = 0 P ≤ 1 | 27,477 ** 2,5097 | 0,69041 (0.4060) |
| Brent Oil ElSPot | P = 0 P ≤ 1 | 18,349 2,2175 | |
| ZEE og Elspot | P = 0 P ≤ 1 | 16,528 5,474 | |

a: H_0 er r kointegrerende vektorer mot H_1 som er n kointegrerende vektorer.

b: Testen er distribuert som $\chi^2(1)$. P-verdi i parentes.

** betyr at H_0 kan forkastes på 1 % nivå.

Kritiske Johansen verdier kan finnes i vedlegget (The University of Warwick u.d.)

Resultatene indikerer at det er fler enn en stokastisk trend. Det er et signifikant kointegrerende forhold mellom olje og gass på 1 % signifikansnivå, men analysene avdekker ikke signifikante sammenhenger med elektrisitet. Vi har altså en kointegrerende vektor ($r=1$), som indikerer to stokastiske trender ($n-r$). Videre viser LOP analysen at vi ikke kan forkaste nullhypotesen om at loven om en pris holder for olje og gass. Med andre ord indikerer testen at det er et stabilt relativt forhold. Beta-verdiene for olje og gass er videre på henholdsvis -1,0761 og 1,0761. Som tidligere nevnt må begge parameterne representert ved β være lik 1. Det er med andre et tilnærmet konstant forhold. Vi finner det ikke hensiktsmessig å teste LOP på de to siste parrene, da disse ikke viser signifikante kointegrerende forhold.

Som vi har vist tidligere er Elspot-prisen mer volatil enn de to andre variablene, spesielt er det et stort avvik i 2003 der prisen gjør et stort hopp. For å avdekke om dette kunne være årsaken til at det ikke er kointegrerende sammenhenger med elektrisitet, gjennomførte vi analysene på nytt, men utelot de fire første årene i datasettet.

Tabell 6.4 - Bivariat analyse etter 2004

| Variabel | H0: rang = p | Trace Test ^a etter 2004 |
|---------------------------------|----------------|------------------------------------|
| Brent Oil og Elspot (2004->) | P = 0 P ≤ 1 | 19,261 6,9941 |
| Zee og Elspot (2004->) | P = 0 P ≤ 1 | 15,242 4,7023 |

a: H_0 er r kointegrerende vektorer mot H_1 som er n kointegrerende vektorer.

Kritiske Johansen verdier kan finnes i vedlegget (The University of Warwick u.d.)

Som vi ser av de nye resultatene, indikerer analysen heller ikke her noen signifikante sammenhenger. Dette betyr at prishoppet i 2003 ikke synes å være årsaken til at elektrisitetsprisen ikke har samme stokastiske trend som olje og gass.

6.5.5. Multivariat analyse

I den multivariate analysen tester vi alle tre prisseriene for kointegrasjon i et og samme system. Her tas alle variablene og deres effekt på hverandre med i betraktning. I en slik analyse kan det være maks $n-1$ kointegrerende vektorer. Johansen trace test gir oss følgende resultater.

Tabell 6.5 - Multivariat analyse

| Variabel | H0: rang = p | Trace Test ^a |
|-----------|--------------|-------------------------|
| Brent Oil | P = 0 | 41,107 ** |
| ZEE | P ≤ 1 | 13,899 |
| Elspot | P ≤ 2 | 2,5160 |

a: H_0 er r kointegrerende vektorer mot H_1 som er n kointegrerende vektorer.

Kritiske Johansen verdier kan finnes i vedlegget (The University of Warwick u.d.)

I likhet med den bivariate analysen finner vi her en kointegrerende vektor i datasettet med tre variabler. Vi kan ikke forkaste nullhypotesen om r kointegrerende vektorer på 1 % signifikansnivå. For at et marked skal være kointegrert, må det imidlertid være $n-r$ stokastiske trender. I dette tilfelle med en kointegrerende vektor, impliserer dette at det eksisterer to stokastiske trender. Dette taler således i mot et integrert marked for olje, gass og elektrisitet. GCCT kan derfor heller ikke sies å holde for de tre markedene, slik at de ikke kan aggregeres inn i en enkelt prisindeks for energi.

6.5.6. Eksogenitet

Avslutningsvis tester vi de kointegrerte variablene for prislederskap i form av en eksogenitetstest.

Tabell 6.6 - Eksogenitetstest

| Variabel | Test- statistikk | P- verdi |
|-----------|------------------|----------|
| Brent Oil | 0,40293 | 0,5256 |
| og Zee | 21,452 | 0,0000** |

**/* betyr at H_0 kan forkastes på henholdsvis 1 og 5 % nivå.

I forhold til Brent Oil, kan vi forkaste nullhypotesen om eksogenitet på 1 % signifikansnivå for ZEE. Olje er altså en eksogen variabel som leder prisen på gass. På bakgrunn av den utstrakte bruken av oljeindeksering ved gassprising, er dette i tråd med våre antagelser.

6.6. Oppsummering av empiriske resultater

Ved testing av de tre tidsseriene for olje, gass og elektrisitet i Vest-Europa har vi kommet frem til følgende. En Augmented Dickey-Fuller test viser at samtlige tidsserier er ikke-stasjonære, men integrert av første orden $I(1)$. Dette betyr at tidsseriene hver for seg har varierende gjennomsnitt og varians, og således følger en random-walk, noe som er vanlig ved økonomiske variabler. Når tidsserier har disse egenskapene, kan vi som tidligere sagt ikke benytte OLS-metoden, da denne bryter ned inferens. Kointegrasjonsmetodikk er best egnet når tidsseriene er ikke-stasjonære, og det er denne metoden vi har benyttet oss av.

Analyse av kointegrasjon på de parvise sammenhengene viser at det er et kointegrerende sammenheng mellom olje og gass på 1 % nivå. I forhold til elektrisitet kunne vi ikke finne noen signifikante sammenhenger. Da prisutviklingen vist i figur 6.1 tilsynelatende ga inntrykk av at samtlige priser relativt sett fulgte en tilnærmet lik utvikling, forsøkte vi å teste kointegrasjon med elektrisitet en gang til, men denne gangen utelot vi det avvikende prishoppet i 2003. Resultatene fra denne testen indikerer heller ingen signifikante sammenhenger. Den multivariate analysen der vi testet alle prisseriene på en og samme gang underbygger det overstående. Vi kan ikke forkaste nullhypotesen om r kointegrerende vektorer, da testene indikerer at vi har én kointegrerende vektor, i olje. Som vi har argumentert for tidligere betyr dette at vi har mer enn en stokastisk trend, så tidsseriene kan således ikke aggregeres inn i en felles prisindeks og the General Composite Commodity Theorem holder ikke. Det var altså ikke et enhetlig energimarked i Vest-Europa i den analyserte perioden.

Vi testet også for LOP der vi fant en kointegrerende sammenheng, altså mellom olje og gass. Vi kan ikke forkaste at loven om en pris gjelder for forholdet mellom olje og gass, og dette underbygger således kointegrasjonsresultatene. Dette betyr at de relative prisene mellom olje og gass er konstante.

Til slutt testet vi markedene for eksogenitet, for å avdekke om hvorvidt det var en prisleder i markedet for olje og gass. Testene viser at vi ikke kan forkaste olje som en prisleder i markedet for gass, og dette på 1 % nivå.

6.7. Analyse av energimarkedene

Vi har nå presentert resultatene, og vil fortsette med å analysere dem. Vi vil i dette avsnittet prøve å sette resultatene i sammenheng med dagens markeder for olje, gass og elektrisitet i Vest-Europa, og fremtidig utvikling. Det vil bli rettet fokus mot årsakssammenhenger og utfordringer i forhold til dette.

EU har som nevnt innledningsvis et mål om å integrere energimarkedene i medlemslandene. De har en målsetning om økt konkurranse, da dette vil føre til mer effektiv produksjon og distribusjon av energi, samt lavere priser. Det er også et ønske om å redusere importbehovet og å redusere miljøbelastningen ved produksjon. Som et ledd i å nå disse målene har EU de siste ti årene innført en rekke reguleringer i knyttet til deregulering av markeder.

6.7.1. Kraftbærertematikken

Sentralt i denne gradsoppgaven er kraftbærertematikken. Gass er sterkt forbundet med elkraft i og med at den er en betydningsfull innsatsfaktor ved elkraftproduksjon. Som vist i kapittel 2 har gass en andel på nesten 30 % som kraftbærer i Europa, og den er forventet å øke. Gassandelen er synkende og ligger nå på under 5 %. Olje har derimot en betydelig, men indirekte sammenheng med elektrisitet gjennom gass. I Vest-Europa brukes hovedsakelig prisindeksering av gasskontrakter, og som beskrevet i kapittel 3, er olje mest brukt som indeks. Samlet sett står diverse oljetyper for 80 % av denne indekseringen. Olje er derfor i stor grad en påvirkningsfaktor i forhold til gassprisen, og gassprisen påvirker igjen elektrisitetsprisen som beskrevet over. Unntaket er Storbritannia, hvor olje kun har en andel på rundt 30 % ved indeksering, mens gassprisen i seg selv har en andel på over 40 %. Dette kan hovedsakelig forklares med at Storbritannia var tidlig ute med å etablere et fungerende spotprismarked for gass. Man kan derfor stille seg spørsmålet om dette også vil bli tilfelle i Vest-Europa i fremtiden. I så fall vil oljeprisens påvirkning på elektrisitetsprisen synke, og situasjonen vil bli annerledes. I artikkelen "Gas not so Naturally" intervjuer Jean-François Cirelli, direktør i the Natural Gas Trade Association Eurogas og visedirektør i det franske energiselskapet GDF Suez, om denne problemstillingen. Statoil har signert den første langtidskontrakten på naturgass, som ikke er indeksert mot oljeprisen, og spørsmålet er om dette bare er begynnelsen. Cirelli argumenterer for at tilbydere i dag fortsatt foretrekker oljeindekserte kontrakter, da disse egner seg godt i forhold til å sikre tilbudet. Gazprom i Russland derimot, er ikke interessert i å kvitte seg med oljeindeksering. Allikevel mener Cirelli at markedet bør forandres og er i forandring, men utfordringen er adaptasjonen mellom langtidskontrakter og markedspris, da det for tiden er et sprik på \$10 mellom disse (Renssen, 2012).

Ser vi dette i forhold til resultatene tidligere i kapittelet, er det forståelig hvorfor olje er sterkere integrert med gass enn elektrisitet. Sett bort i fra en minimal kraftbærerandel, har olje kun et indirekte forhold til elektrisitet i Vest-Europa, gjennom indeksering av gasskontrakter, som igjen har en kraftbærerandel på 30 %. Markedene for gass og elektrisitet viste seg heller ikke å være kointegrerte. 30 % andel som kraftbærer er antageligvis ikke tilstrekkelig. Kull og kjernekraft er fortsatt betydelige kraftbærere, og dette spiller sannsynligvis inn.

6.7.2. Substitusjon

Substitusjon av kraftbærere i de vest-europeiske energimarkedene spiller en sentral rolle i forhold til markedsintegrasjonstematikken. Energivarer er ofte substitutter til en viss grad, og dette burde teoretisk sett implisere integrerte markeder. Når det gjelder geografisk markedsintegrasjon har flere undersøkelser vist klare kointegrerte sammenhenger (blant annet (Tveterås, Asche, & Osmundsen, 2000) (Gjølberg & Johnsen, 1999)). Dette gjelder imidlertid lik eller tilnærmet lik energitype. Vi ønsket å teste hypotesen på tvers av de forskjellige energiproduktene olje, gass og elektrisitet, og forventet således ikke like entydige resultater. I markeder som består av nære substitutter vil prisutviklingen på den ene råvaren ha stor påvirkning på de andre og omvendt. Aktører i markedet må derfor ta hensyn til substitusjonsmulighetene ved prissetting. Oljeprisen som er global av natur har ved flere studier blitt vist å være en prisleder (Osmundsen, Asche, & Sandsmark, 2005), og man skulle da kunne anta at den hadde stor påvirkning på de øvrige energimarkedsprisene. Videre antas det at reguleringer i ett marked, vil ha betydning for andre substituttmarkeder. Våre resultater viser at oljeprisen påvirker gassprisen. Det er imidlertid flere faktorer som spiller inn, og som hindrer et fullstendig integrert marked på tvers av de tre råvarene. Til tross for at energiproduktene er substitutter, betyr imidlertid ikke dette at aktører i elektrisitetsproduksjon fritt kan bytte innsatsfaktor når det passer dem. Selv om produkter er substitutter, foreligger det ofte problemer med substitusjon. Disse problemene er i hovedsak kostnader forbundet med å bytte energitype. Et gasskraftverk kan ikke uten videre begynne å produsere elektrisitet ved bruk av kull. Substitusjon er på kort sikt mer relevant i forhold til grossister som handler elkraft, som lettere kan bytte energityper uten store investeringskostnader. Substitusjon på produksjonsnivå er en langsiktig prosess, som avhenger mer av miljøhensyn og tilbudsreserver, enn dagens spotpris. I kapittel 2.1 nevnte vi at nye metoder har nå ført til at et gasskraftverk kan reises på tre år. En prosess fra eksempelvis olje til gass er dermed ikke like tidskrevende som tidligere. På lang sikt vil antageligvis kraftbærerandelene fortsette å endre seg. Vi har tidligere nevnt at fokuset på risikoen forbundet med kjernekraft, og på grunn av dette faser Tyskland ut bruken av kjernekraft innen 2020. Hvis dette er en påbegynt trend, står dagens kraftbæremiks foran store forandringer, da kjernekraft har en andel på over 25 % i Vest-

Europa. Hvis naturgass tar store deler av disse 25 %, er kointegrasjon mellom gass og elektrisitet mer sannsynlig.

6.7.3. Imperfeksjoner & avgiftspolitik

Ved et integrert marked er det naturligvis sterke prissammenhenger. EU ønsker og jobber stadig for perfekt konkurranse i energimarkedene. Dette er viktig for å unngå negative virkninger. Dessverre tyder ikke ting på at vi har en perfekt konkurransesituasjon i dagens markeder. I markeder som er integrerte vil negative forhold i et marked, spre seg til de øvrige markedene. Hvis eksempelvis oljemarkedet var mangelfullt som følge av utnytting av markedsrett som ga utslag i kunstig høye priser, ville dette påvirke prisene på de øvrige markedene også gjennom økte produksjonskostnader. Et tilsynelatende velfungerende elmarked vil således bli rammet av imperfeksjoner i oljemarkedet, og dette vil påvirke elmarkedet negativt i form av høye produksjonskostnader og svekket konkurranseevne. Testene viste at energimarkedene ikke er fullt integrerte, og således vil de overstående problemene berøre de analyserte markedene i mindre grad. Ved fremtidig økt integrasjon, vil imidlertid dette være et potensielt problem.

Innledningsvis i kapittel seks, ble avgiftspolitikken drøftet og det at harmonisering av avgifter på tvers av landegrensene i Europa er en forutsetning for fri konkurranse og i neste omgang fullt integrerte markeder. Bruken av såkalte minimumsavgifter skaper skjevheter i og med at landene står fritt til å ha høyere avgifter enn minimumsnivået. Videre har forskjeller i økningen avgiftsbelastningen ført til at noen kraftbærere blir hardere rammet av avgifter enn andre, slik at konkurransesituasjonen endrer seg. Naturgass har eksempelvis hatt en høyere økning i avgiftsbelastning enn olje, noe som svekker naturgassens konkurranseevne. Kraftprodusenter vil i liberaliserte markeder handle innsatsfaktorer der det er billigst, og med skjevheter i avgifter vil dette implisere at produsentene handler fra land der det er minst avgifter. I en markedsintegrasjonskontekst er ikke dette gunstig, fordi det da ikke er fri konkurranse.

Da våre analyser indikerer at de tre markedene ikke er fullstendig kointegrerte, kan vi anta at skjevheter i avgiftsbelastning er en påvirkende faktor som underbygger dette resultatet.

6.7.4. Peak oil teorien

Det er uenighet rundt oljereserver og hvor lenge oljeproduksjonen kan fortsette å overstige etterspørselen, og om man kan opprettholde utvinningstakten. Geologen M. King Hubbert har utviklet det som omtales som peak oil teorien. Peak oil er en betegnelse på et oljefelts utvinningstopp, altså det punktet før utvinningen går inn i en nedadgående trend. Denne

utvinningstoppen henger imidlertid ikke sammen med oljereserver. Det kan foreligge store oljereserver uten at dette påvirker utvinningstakten.

I følge the International Energy Agency (IEA) ble utvinningstoppen på konvensjonell råolje passert i 2006 (International Energy Agency, 2010). Ukonvensjonell olje derimot, er ventet å fortsatt øke. Implikasjonen av dette er imidlertid at oljeprisene vil øke (noe som relativt sett er tilfelle siden 2006 (figur 6.1)), på grunn av at ukonvensjonell olje er mer kostnadskrevene å utvinne. Noé van Hulst, sjef for the Energy Academy Europe, er enig i dette, men påpeker i en artikkel i the European Energy Review blant annet at utenforstående undervurderer de teknologiske fremskrittene. Den globale gjenvinningsgraden¹¹ er i dag på 35 %, og i følge van Hulst vil kun en 1 % økning medføre to år ekstra med globalt oljeforbruk, gitt dagens forbruksnivå. I enkelte oljefelt eid av for eksempel Statoil og Saudi Aramco er gjenvinningsgraden 50 % på grunn av nye teknologier¹² (Hulst, 2012).

De største utfordringene i oljemarkedet er i følge van Hulst investeringer og bærekraftig utvikling, og ikke tilgjengelighet. For det første estimerer IEA at de globale oljeinvesteringene frem til 2035 ligger rundt 10 trillioner dollar. 75 % av disse investeringene er kun for å kompensere for reduseringen i oljeproduksjon ved eksisterende oljefelt. Hvis prisene skulle fortsette å være høye, noe denne utviklingen tilsier, er det derfor sterke insentiver for å bli energieffektiv og å substituere olje med andre energityper (Hulst, 2012). Disse utfordringene er altså mindre relatert til tilgjengeligheten av olje, men er hvordan man skal skape et miljø der olje leveres til markedet på en økonomisk bærekraftig måte. Utover dette er den andre store utfordringen å redusere miljøbelastningen.

Betydningen av utfordringene på oljemarkedet for de øvrige energimarkedene er at disse vil virke mer attraktive som energikilder. Vi har tidligere nevnt at olje sin kraftbærerandel har hatt en stadig reduksjon de siste 20 årene, noe som kanskje kan sees i tråd med det overstående. I en markedsintegrasjonskontekst betyr dette at olje heller mer mot frikobling av kraftmarkedene enn integrering. Valg av alternative kilder til olje, er allikevel avhengig av at styresmakter som EU oppfordrer aktivt til utvikling av miljø- og kostnadsmessig gode alternativer.

6.8. Fremtidig utvikling

Sett i lys av det overstående delkapittelet er det noen sentrale spørsmål vi stiller i forhold til fremtidig utvikling av de analyserte markedene. Vil det europeiske markedet for gass bli integrert med det europeiske markedet for elektrisitet? Vil markedet for gass fortsette å være integrert med

¹¹ Graden av utvinning av tidligere utligjengelig olje ved eksisterende oljefelt, som nå kan utvinnes som følge av teknologiske fremskritt.

¹² Enhanced Oil Recovery (EOR) og 3D seismikk (Hulst, 2012).

markedet for olje, slik det har vært de siste ti årene? Og hva vil dette bety for kointegrasjon mellom de tre markedene?

Det antas at en eventuell fremtidig integrasjon mellom gass- og elektrisitetsmarkedet avhenger i stor grad av at bruken av naturgass som kraftbærer fortsetter å øke. I Storbritannia for eksempel, er denne andelen nærmest dobbelt så stor, som i Europa for øvrig (Jamasb & Pollitt, 2005). Studier av markedsintegrasjon i Storbritannia viser videre at det foreligger et kointegrerende forhold mellom de regionale markedene for gass og elektrisitet (Osmundsen, Asche, & Sandsmark, 2005). Dette underbygger betydningen av gass som kraftbærer i forhold til integrering med elektrisitetsmarkedet i Vest-Europa. En økning i gassbruk er avhengig av prisen på substitutter og miljøbelastningen på disse. Kostnaden og problemene ved substitusjon impliserer at dette er en langsiktig prosess, og vil således antageligvis ikke se at gassbruken vil øke drastisk de nærmeste årene. Harmoniserte CO₂-avgifter er også en viktig del av denne utviklingen. Skjevheter i avgiftsbelastning medfører at noen energityper blir favorisert overfor andre. Avgiftsbelastningen på gass har relativt sett økt mer en avgiftsbelastning på de øvrige energitypene (Aune, Golombek, Kittelsen, & Rosendahl, 2002). Olje har på denne måten blitt rammet i mindre grad, noe som styrker konkurransesituasjonen til olje.

Våre statistiske analyser har vist et kointegrerende forhold mellom de vest-europeiske markedene for olje og gass. Det antas at den utstrakte bruken av oljeindeksing ved prising av gasskontrakter er en stor bidragsyter i forhold til denne integrasjonen. Spørsmålet er da hvorvidt dette vil vedvare, eller om utvikling av spotmarkeder for gass vil ha reduserende effekt på dette. Velutviklede spotmarkeder for gass åpner opp for å indeksere gasskontrakter mot markedsprisen på gass ved disse spotmarkedene. Hvis et skifte mellom oljeindeksing og denne spotprisindekseringen skulle forekomme, er det mulig at integrasjonen mellom olje og gass vil svekkes. På en annen side er det verdt å merke seg studie av kointegrasjon i energimarkedene i Storbritannia. Her ble det avdekket en kointegrerende forhold mellom olje og gass (Osmundsen, Asche, & Sandsmark, 2005). Dette forholdet ble påvist til tross for at spotprisen på gass er mest brukt ved indeksing. Oljeprisen har en betydelig lavere andel her, enn i resten av Europa. Det tyder derfor på at olje i stor grad påvirker gassmarkedet på andre måter. Allikevel skal det nevnes at det britiske energimarkedet er et geografisk begrenset område, og at den samme situasjonen i Vest-Europa kanskje vil få litt andre konsekvenser.

Oljeindustrien står foran store utfordringer i forhold til investeringsnivået og den bærekraftige utviklingen. Teknologisk utvikling er også en kritisk faktor for oljemarkedets fremtidige utvikling. Det antas at markedsintegrasjonen i energimarkedene avhenger av denne utviklingen og hvilken retning den tar.

Økt gassbruk ved elektrisitetsgenerering og mindre oljeindeksering ved gasskontrakter vil antageligvis føre til en forflytning fra integrasjon mellom olje og gass til integrasjon mellom gass og elektrisitet. Om det vil bli en total forflytning er vanskelig å si, men vi antar at det med stor sannsynlighet vil påvirke markedssammenhengene i merkbar grad.

Vi anser det som lite sannsynlig at de tre markedene vil bli integrert, slik at vi får ett enkelt energimarked, i nær fremtid. Per dags dato og i en god stund fremover, foreligger det for mange hindringer. Det er i våre øyne for mange problemer forbundet med substitusjon til at dette skal være mulig i overskuelig fremtid. Grunnen til at det britiske markedet viser andre resultater er trolig på grunn av at det er ett felles regulerende rammeverk, samtidig som det er et mer fullverdig energinettverk. Liberalisering i seg selv fører ikke alene til et integrert marked.

6.8.3. Fremtidig prisutvikling

Fremtidig integrering avhenger av prisutviklingen for hver av de tre energitypene. Hvis prisene skulle bevege seg i ulike retninger kan dette ha betydning for eksempelvis hvilken kraftbærer som er hensiktsmessig å bruke. Under følger derfor en gjennomgang av hoveddriverne ved fremtidig prisutvikling i markedene.

Olje

Globalt sett er det økt oljeforbruk, spesielt i de fremvoksende økonomiene. Det er også en økning i Europa, dog avtagende på grunn av økt tilgang på alternative energityper. Oljeforbruket er ventet å øke mer enn produksjonen, og dette er en av hovedgrunnene til at høyere priser er forventet (Olje- og energidepartementet, 2000). Utover dette så er fremtidens oljepris avhengig av investeringer. 75 % av de totale investeringene frem mot 2035 er, som nevnt i kapittel 6.7.4., kompensasjon for redusert produksjon ved eksisterende oljefelt. Videre er mange nye potensielle oljefelt i ugjestmilde områder, som krever større investeringer. Sett ut i fra dette kan man også anta at oljeprisene vil fortsette å øke på mellomlang sikt.

Teknologi er essensielt for utviklingen i oljeprisen. Ikke bare i forhold til lavere investeringskostnader, men også i forhold til miljøbelastning. Den europeiske kommisjonen ser det som spesielt viktig å utvikle kostnadseffektive teknologier som minimerer karbonutslippet (European Commison, 2011). For å kunne redusere utslippene av drivhusgasser med 60-80 % innen 2050, er oljeindustrien avhengig av den teknologiske utviklingen. Alternativet er økte miljøavgifter, som i seg selv vil fungere som et påslag i prisen, slik at prisene vil øke.

En implikasjon av større økning i oljeprisen er at alternative energityper blir mer attraktive, til tross for oljes høye energiinnhold og mobilitet. En utvikling der olje frikobles fra de andre energimarkedene er da mer sannsynlig.

Naturgass

I motsetning til oljeprisen hvor mange faktorer tyder på økning, er det ikke like entydige faktorer i forhold til fremtidig gasspris. Spesielt vil vi trekke frem utvinning av skifergass. Skifergass er en form for naturgass som finnes i skiferformasjoner og utvinnes direkte fra bergartene. Vanlig naturgass utvinnes fra lommer i sand eller kalkstein. U.S.A. er en stor produsent av skifergass med en innenlands produksjonen som er ventet å tilsvare 45 % av landets totale gassproduksjon innen 2035 (U.S. Energy Administration Information, 2010). I Europa planlegger Exxon Mobile produksjon av skifergass i Tyskland, Ungarn og Polen (Lewis, 2012). Shell har kjøpt letelisenser i Skåne i Sverige (Harbo, 2011). Årsaken til økningen i skifergassproduksjon er en forholdsvis ny teknologi der man kombinerer boring av horisontale brønner og såkalte hydrauliske sprekker¹³. Dette har gitt tilgang til store mengder skifergass. Todd Onderdonk i Exxon Mobile anslår at skifergass i tillegg til vanlig naturgass vil kunne møte dagens etterspørsel i 250 år til (Lewis, 2012).

Implikasjonen av denne utviklingen er at mengden med produsert gass kan overgå forbruket. Med for stort gasstilbud vil prisene sannsynligvis synke. Dette vil trolig først skje i USA, men det antas at dette vil ha indirekte påvirkning på prisene i Europa. Vanlig naturgass gir som sagt mindre utslipp enn olje og kull, men utvinning av skifergass medfører derimot en miljørisiko, og dette er en utfordring i forhold til produksjonsøkningen. Ved hydraulisk frakturering bruker man vann blandet med store mengder kjemikalier. Dette medfører derfor en risiko for forurensing av grunnvannet (Harbo, 2011). Eventuell boring i nærheten av byer er myndighetene således skeptisk til, fordi det da er risiko for forurensing av drikkevannet. Fremtidig produksjon av skifergass er til dels avhengig av at det utvikles metoder som minimerer risikoen for forurensing. Skulle dette skje, og skifergassproduksjon i Europa starter for fullt, vil dette resultere i lavere gasspriser. Dagens amerikanske produksjon er uansett på et nivå som antas å påvirke prisene i Europa, uavhengig av europeisk produksjon. Sannsynligheten for økte priser er derfor allerede tilstede.

En utvikling som på sin side kan motvirke lavere gasspris er økt etterspørsel i Asia. Regjeringen anslår at den asiatiske gassetterspørselen vil øke med 225 % frem mot 2035 (Olje og energidepartementet, 2010). Forventet lavere gasspris som følge av store reserver, kan derfor antas å balanseres av denne økte etterspørselen. Fremtidig reduksjon i gassprisene er derfor ikke sikkert.

¹³ Hydraulisk frakturering. Tilføring av vann med kjemikalier i pumpeprosessen.

Elektrisitet

Prisutviklingen på elektrisitet er i hovedsak avhengig av prisen på innsatsfaktorene. I forhold til at gass forventes å øke som kraftbærer, vil gassprisen således ha stor betydning for elektrisitetsprisen. Videre er markedsforholdene viktig for prisen på engrosnivå. EU sitt arbeid for å øke konkurransen i markedet, er ment å øke valgmuligheter for sluttbrukere, samt at prisene således vil reduseres. Det kan antas at den økte konkurranse vil bidra til å jevne ut en eventuell prisøkning som følge av økninger i de øvrige energimarkedene.

Oppsummering

Økt global etterspørsel antas å ha stor betydning for de fremtidige energiprisene i Vest-Europa. Prisene antas derfor å øke. Store investeringskostnader i oljeindustrien er en betydelig påvirkningsfaktor i forhold til prisøkning, men teknologiutviklingen kan bremse denne økningen. Produksjon av skifergass er ventet å ha motvirkende kraft på prisøkningen i forhold til etterspørselsveksten. Vi antar likevel at gassprisen vil øke i takt med oljeprisen, så lenge oljeindeksering fortsetter å være standarden ved prising av gasskontrakter. Hva gjelder elektrisitetsmarkedene, så forventes det at prisutviklingen i store trekk vil følge prisutviklingen ved de øvrige markedene, men økt konkurranse vil motvirke volatiliteten.

I forhold til integrasjon mellom markedene tror vi ikke en prisutvikling på bakgrunn av de overnevnte overordnede faktorene vil påvirke situasjonen i stor grad. De omtalte underliggende strukturene har større påvirkningskraft som sådan. Forandring i de integrerende forholdene kan derimot påvirke prisutviklingen. Eksempelvis vil en frikobling av olje- og gassmarkedene medføre at gassprisen ikke nødvendigvis vil følge oljeprisen. Overproduksjon av skifergass kan således føre til to ulike trender i olje- og gassprisen. Økt gassbruk i elektrisitetsproduksjon vil på sin side antageligvis føre til en økt integrasjon mellom gass og elektrisitet. En slik situasjon betyr at prisutviklingen på gass vil ha mye større innvirkning på kraftprisen. Skifergassutviklingen kan derfor vise seg å ha stor betydning for kraftprisen.

7. Konkluderende bemerkninger

I de statistiske analysene har vi påvist at de tre markedene er ikke-stasjonære, men integrert av første orden $I(1)$, noe som medførte at kointegrasjonsanalyse var best egnede metode for å analysere prissammenhengene. Ut i fra kointegrasjonsanalysene kan vi konkludere med at det ikke eksisterer ett enkelt energimarked i Vest-Europa. Det eksisterer et kointegrerende forhold mellom olje- og gassmarkedet, men markedet for elektrisitet er ikke integrert med de øvrige markedene. Resultatet ble heller ikke annerledes ved utelatelse av en kortere tidsperiode hvor prisen på

elektrisitet skilte seg veldig ut. Dette betyr at teorien om loven om en pris og the General Composite Commodity Theorem ikke holder for disse tre markedene. Videre viste en eksogenitetstest at olje er en prisleder i forhold til gass.

Faktorer i forhold til forskjellig anvendelse av kraftbærere, substitusjon, indeksering ved prising av gasskontrakter, avgiftspolitik og generelle konkurranseforhold er påvirkningsfaktorer i markedintegrasjonssammenheng. Dette gjelder også ellers andre faktorer som har med dereguleringen av de europeiske energimarkedene.

Utviklingen innenfor de overstående temaene vil være avgjørende for fremtidig utvikling av energimarkedene. En fremtidig eventuell integrasjon mellom gass- og elektrisitetsmarkedet er spesielt avhengig av økt bruk av gass som kraftbærer. Videre er en eventuell frikobling av olje- og gassmarkedet spesielt avhengig av redusert bruk av oljepris ved indeksering av gasskontrakter. Vi anser det som lite sannsynlig at vi vil se ett enkelt marked for olje, gass, og elektrisitet i overskuelig fremtid, da det er for mange flaskehals, som antageligvis ikke kan løses på kortsiktig basis.

Avslutningsvis vil vi påpeke at det kunne vært interessant å undersøke markedintegrasjon i Europa ved hjelp av flere tidsserier enn det vi har hatt. Vi har kun brukt en tidsserie for hver av de tre energitypene. Inkludering av flere serier fra forskjellige steder i Europa, kan være med å forhindre regionale skjevheter i resultatene. Daglige priser i stedet for månedlige kan også gi mer nøyaktige resultater.

I en analyse av kraftbærere kunne det også vært interessant å inkludere andre kraftbærere, som for eksempel kull, atomkraft og vannkraft.

Bibliografi

- Amundsen, E. S., Bergman, L., & Von der Fehr, N.-H. M. (2006). *The Nordic Market: Signs of Stress*. Bergen: Department of Economics: University of Bergen.
- Asche, F., Hannesson, R., & Gordon, D. V. (2003). *Tests for Market Integration and the Law of One Price: the Market for White Fish in France*. Bergen: Centre for Fisheries Economics.
- Aune, F., Golombek, R., Kittelsen, S., & Rosendahl, K. (2002). Friere energimarkedene i Vest-Europa. *Økonomiske analyser*, 16-21.
- Austvik, O. G. (1999). *Norges avhengighet av olje- og gassmarkedene*. Norsk Utenrikspolitisk Institutt.
- Cournot, A. (1971). *Researches into the Mathematical Principles of the Theory of Wealth*.
- Davis, G. C. (2003). *The Generalized Composite Commodity Theorem: Stronger Support in the Presence of Data Limitations*. Texas: Texas A&M University.
- Directorate General for Internal Policies. (2010). *EU Energy Markets in Gas and Electricity - State of Play of Implementation and Transposition*. Brussels: European Parliament.
- Engle, R. F., & Granger, C. W. (1987). Co-Integration and Error Correction: Representation, Estimation, and Testing. *Econometrica*, Vol 55, No 2, 251-276.
- European Commission. (2008). *Facing the Challenges of Higher Oil Prices*. Brussel.
- European Commission. (2011). Hentet fra <http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/>
- European Commission. (2011). *Webområde for European Commission*. Hentet fra <http://ec.europa.eu/energy/>
- European Environment Agency. (2008). *ENER27 Electricity Production by Fuel*. Hentet fra <http://www.eea.europa.eu>
- Finstad, Ø., & Riisnæs, I. (2012, Februar 14). Ville ha full børsfusjon. *Dagens Næringsliv*, ss. 14-15.
- Gjølberg, O., & Johnsen, T. (1999). *Risk Management in the Oil Industry: Can Information on Long-Run Equilibrium Prices be Utilized?* Energy Economics.
- Golombek, R., Gjelsvik, E., & Rosendahl, K. (1994). *Effects of Liberalizing the Natural Gas Markets in Western Europe*. Oslo: Universitet i Oslo.
- Gujarati, D. N., & Porter, D. C. (2010). *Essentials of Econometrics*. McGraw Hill.
- Guttormsen, A. G., Gjørberg, O., & Asche, F. (2011). *Testing the Central Market Hypothesis: a Multivariate Analysis of Tanzanian Sorghum Markets*. Agricultural Economics.
- Harbo, H. (2011). *Klondyke for skifergass*. Hentet fra Aftenposten: <http://www.aftenposten.no/okonomi/utland/article3456279.ece>
- Hicks, J. (1936). *Value & Capital*. London: Oxford University Press.

- Hjalmarsson, E., & Österholm, P. (2007). *Testing for Cointegration Using the Johansen Methodology when Variables are Near-Integrated*. IMF Working Paper.
- Hotelling, H. (1929). Stability in Competition. *The Economic Journal*.
- Huisman, R., & Mahieu, R. (2001). *Regimie Jumps in Electricity Prices*. Rotterdam: Rotterdam School of Management at Erasmus University Rotterdam.
- Hulst, N. v. (2012, May Tuesday). Peak oil revisited: the real challenges are investment and sustainability, not availability. *European Energy Review*.
- Index Mundi. (2012). Hentet fra <http://www.indexmund.com>
- International Energy Agency. (2010). *World Energy Outlook*.
- Isard, P. (1977). How Far Can We Push the "Law of One Price"? *the American Economic Review*.
- Jamasb, T., & Pollitt, M. (2005). Electricity Market Reform in the European Union: Review of Progress toward Liberalization & Integration. *The Energy Journal*, 11-41.
- Joskow, P. L. (2003). *The Difficult Transition to Competitive Electricity Markets in the U.S.* Massachusetts: Center for Energy and Environmental Policy Research.
- Leontief, W. (1936). *Composite Commodities and the Problem of Index Numbers*. *Econometrica*.
- Lewis, H. Ø. (2012). Satser på skifergass i Europa. *Aftenbladet*.
- L'hegaret, G., Siliverstovs, B., & Hirschhausen, C. (2004). *International Market Integration for Natural Gas? A Cointegration Analysis of Prices in Europe, North America and Japan*. Berlin: Center for Energy and Environmental Policy Research.
- Melling, A. J. (2010). *Natural Gas Pricing and its Future*. Carnegie Endowment for International Peace.
- Mills, R. (2012). *Why the oil industry has buried the idea of "peak oil". Cheer up: the world has plenty of oil*. *European Energy Review*.
- Nord Pool Spot. (2012). www.nordpoolspot.com. Hentet Februar 13, 2012 fra <http://www.nordpoolspot.com/About-us/>
- Nordpool. (2012). *Nordpoolspot*. Hentet fra <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/European-Integration/>
- Olje- og energidepartementet. (2000). *Utviklingstrekk av betydning for norsk kontinentalsokkel*. Hentet fra <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/regpubl/stmeld/19992000/stmeld-nr-39-1999-2000-/3.html?id=322475>
- Olje og energidepartementet. (2008). *Energi og vannressurser i Norge*. Oslo: Olje og energidepartementet.

- Olje og energidepartementet. (2010). *En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten*. Hentet fra <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/regpubl/stmeld/2010-2011/meld-st-28-2010-2011/3/2/1.html?id=649739>
- Osmundsen, P., Asche, F., & Sandsmark, M. (2005). *Is It All Oil?* Stavanger: CESifo Working Paper No. 1401.
- Regjeringen. (2011). *Policy- utvikling i EU på olje- og gassområdet - regjeringen.no*. Hentet fra <http://www.regjeringen.no/nb/dep/ud/kampanjer/refleks/innspill/energi/eikeland.html?id=491866>
- Renssen, S. v. (2012). Interview: Jean-François Cirelli on change the European gas industry can believe in: "We need a decarbonisation policy that favours gas". *European Energy Review*.
- Statnett. (2011, Oktober 6). *Market functions*. Hentet Februar 28, 2012 fra <http://www.statnett.no/en/The-power-system/The-power-situation/Market-functions/>
- Statoil ASA. (2011). Hentet fra <http://www.statoil.com/annualreport2009/en/ouoperations/regulation/pages/gasdirectiveoftheeuropeanunion.aspx>
- Stevens, P. (2005). *Oil Markets*. Dundee: Oxford Review of Economic Policy.
- Stigler, G. J. (1969). *Theory of Price*. New York: The Macmillian Company.
- Stock, J., & Watson, M. (1988). *Testing for Common Trends*. Journal of the American Statistical Association.
- The University of Warwick. (u.d.). *Statistical tables for Economists*.
- Tveterås, R., Asche, F., & Osmundsen, P. (2000). *Market Integration for Natural Gas in Europe*. Stavanger: Stavanger University College.
- U.S. Energy Administration Information. (2010). *U.S. Energy Administration Information*. Hentet April 19, 2011 fra Annual Energy Outlook 2010 with Projections to 2035 : http://www.eia.gov/oiaf/aeo/otheranalysis/aeo_2010analysispapers/factors.html
- Von der Fehr, N.-H., Amundsen, E., & Bergman, L. (2005). The nordic market: Signs of stress. *Energy Journal*.
- Wooldridge, J. M. (2009). *Introductory Econometrics*. Mason: South-Western Cengage Learning.
- World Energy Council. (2010). *Roadmap Towards a Competitive European Energy Market*.

Vedlegg

Johansen test: kritiske verdier

Critical Values for Johansen Test :Intercept in Cointegrating Vector

| p-r | max | | | | | | Trace | | | | | |
|-----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | 50% | 80% | 90% | 95% | 97.5% | 99% | 50% | 80% | 90% | 95% | 97.5% | 99% |
| 1 | 3.40 | 5.91 | 7.52 | 9.24 | 10.80 | 12.97 | 3.40 | 5.91 | 7.52 | 9.24 | 10.80 | 12.97 |
| 2 | 8.27 | 11.54 | 13.75 | 15.67 | 17.63 | 20.20 | 11.25 | 15.25 | 17.85 | 19.96 | 22.05 | 24.60 |
| 3 | 13.47 | 17.40 | 19.77 | 22.00 | 24.07 | 26.81 | 23.28 | 28.75 | 32.00 | 34.91 | 37.61 | 41.07 |
| 4 | 18.70 | 22.95 | 25.56 | 28.14 | 30.32 | 33.24 | 38.84 | 45.65 | 49.65 | 53.12 | 56.06 | 60.16 |
| 5 | 23.78 | 28.76 | 31.66 | 34.40 | 36.90 | 39.79 | 58.46 | 66.91 | 71.86 | 76.07 | 80.06 | 84.45 |
| 6 | 29.08 | 34.25 | 37.45 | 40.30 | 43.22 | 46.82 | 81.90 | 91.57 | 97.18 | 102.14 | 106.74 | 111.01 |
| 7 | 34.73 | 40.13 | 43.25 | 46.45 | 48.99 | 51.91 | 109.17 | 120.35 | 125.58 | 131.70 | 136.49 | 143.09 |
| 8 | 39.70 | 45.53 | 48.91 | 52.00 | 54.71 | 57.95 | 139.83 | 152.56 | 159.48 | 165.58 | 171.28 | 177.20 |
| 9 | 44.97 | 50.73 | 54.35 | 57.42 | 60.50 | 63.71 | 174.88 | 198.08 | 196.37 | 202.92 | 208.81 | 215.74 |
| 10 | 50.21 | 56.52 | 60.25 | 63.57 | 66.24 | 69.94 | 212.93 | 228.08 | 236.54 | 244.15 | 251.30 | 257.68 |
| 11 | 55.70 | 62.38 | 66.02 | 69.74 | 72.64 | 76.63 | 254.84 | 272.82 | 282.45 | 291.40 | 298.31 | 307.64 |

Critical Values for Johansen Test :Intercept in ECM

| p-r | max | | | | | | Trace | | | | | |
|-----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | 50% | 80% | 90% | 95% | 97.5% | 99% | 50% | 80% | 90% | 95% | 97.5% | 99% |
| 1 | 0.44 | 1.66 | 2.69 | 3.76 | 4.95 | 6.65 | 0.44 | 1.66 | 2.69 | 3.76 | 4.95 | 6.65 |
| 2 | 6.85 | 10.04 | 12.07 | 14.07 | 16.05 | 18.63 | 7.55 | 11.07 | 13.33 | 15.41 | 17.52 | 20.04 |
| 3 | 12.34 | 16.20 | 18.60 | 20.97 | 23.09 | 25.52 | 18.70 | 23.64 | 26.79 | 29.68 | 32.56 | 35.65 |
| 4 | 17.66 | 21.98 | 24.73 | 27.07 | 28.98 | 32.24 | 33.60 | 40.15 | 43.95 | 47.21 | 50.35 | 54.46 |
| 5 | 23.05 | 27.85 | 30.90 | 33.46 | 35.71 | 38.77 | 52.30 | 60.29 | 64.84 | 68.52 | 71.80 | 76.07 |
| 6 | 28.45 | 33.67 | 36.76 | 39.37 | 41.86 | 45.10 | 75.26 | 84.57 | 89.48 | 94.15 | 98.33 | 103.18 |
| 7 | 33.83 | 39.12 | 42.32 | 45.28 | 47.96 | 51.57 | 101.22 | 112.30 | 118.50 | 124.24 | 128.45 | 133.57 |
| 8 | 39.29 | 45.05 | 48.33 | 51.42 | 54.29 | 57.69 | 131.62 | 143.97 | 150.53 | 156.00 | 161.32 | 168.36 |
| 9 | 44.58 | 50.55 | 53.98 | 57.12 | 59.33 | 62.80 | 165.11 | 178.90 | 186.39 | 192.89 | 198.82 | 204.95 |
| 10 | 49.66 | 55.97 | 59.62 | 62.81 | 65.44 | 69.09 | 202.58 | 217.81 | 225.85 | 233.13 | 239.46 | 247.18 |
| 11 | 54.99 | 61.55 | 65.38 | 68.83 | 72.11 | 75.95 | 243.90 | 260.82 | 269.96 | 277.71 | 284.87 | 293.44 |

Critical Values for Johansen Test :Trend in ECM

| p-r | max | | | | | | Trace | | | | | |
|-----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | 50% | 80% | 90% | 95% | 97.5% | 99% | 50% | 80% | 90% | 95% | 97.5% | 99% |
| 1 | 5.55 | 8.65 | 10.49 | 12.25 | 14.21 | 16.26 | 5.55 | 8.65 | 10.49 | 12.25 | 14.21 | 16.26 |
| 2 | 10.90 | 14.70 | 16.85 | 18.96 | 21.14 | 23.65 | 15.59 | 20.19 | 22.76 | 25.32 | 27.75 | 30.45 |
| 3 | 16.24 | 20.45 | 23.11 | 25.54 | 27.68 | 30.34 | 29.53 | 35.56 | 39.06 | 42.44 | 45.42 | 48.45 |
| 4 | 21.50 | 26.30 | 29.12 | 31.46 | 33.60 | 36.65 | 47.17 | 54.80 | 59.14 | 62.99 | 66.25 | 70.05 |
| 5 | 26.72 | 31.72 | 34.75 | 37.52 | 40.01 | 42.36 | 68.64 | 77.83 | 83.20 | 87.31 | 91.06 | 96.58 |
| 6 | 32.01 | 37.50 | 40.91 | 43.97 | 46.84 | 49.51 | 94.05 | 104.73 | 110.42 | 114.90 | 119.29 | 124.75 |
| 7 | 37.57 | 43.11 | 46.32 | 49.42 | 51.94 | 54.71 | 122.87 | 134.57 | 141.01 | 146.76 | 152.52 | 158.49 |
| 8 | 42.72 | 48.56 | 52.16 | 55.50 | 58.08 | 62.46 | 155.40 | 169.10 | 176.67 | 182.82 | 187.91 | 196.08 |
| 9 | 48.17 | 54.34 | 57.87 | 61.29 | 64.12 | 67.88 | 192.37 | 207.55 | 215.17 | 222.21 | 228.05 | 234.41 |
| 10 | 53.21 | 59.49 | 63.18 | 66.23 | 69.56 | 73.73 | 231.59 | 247.91 | 256.72 | 263.42 | 270.33 | 279.07 |
| 11 | 58.54 | 64.97 | 69.26 | 72.72 | 75.72 | 79.23 | 276.34 | 294.12 | 303.13 | 310.81 | 318.02 | 327.45 |

Critical Values for Johansen Test :Trend in Cointegrating Vector

| p-r | max | | | | | | Trace | | | | | |
|-----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | 50% | 80% | 90% | 95% | 97.5% | 99% | 50% | 80% | 90% | 95% | 97.5% | 99% |
| 1 | 0.45 | 1.61 | 2.57 | 3.74 | 4.85 | 6.40 | 0.45 | 1.61 | 2.57 | 3.74 | 4.85 | 6.40 |
| 2 | 8.84 | 12.55 | 14.84 | 16.87 | 18.57 | 21.47 | 9.68 | 13.56 | 16.06 | 18.17 | 20.13 | 23.46 |
| 3 | 14.70 | 18.94 | 21.53 | 23.78 | 26.07 | 28.83 | 22.66 | 28.13 | 31.42 | 34.55 | 36.94 | 40.49 |
| 4 | 19.99 | 24.81 | 27.76 | 30.33 | 32.56 | 35.68 | 39.43 | 46.66 | 50.74 | 54.64 | 57.79 | 61.24 |
| 5 | 25.78 | 30.75 | 33.74 | 36.41 | 38.68 | 41.58 | 60.33 | 68.66 | 73.40 | 77.74 | 80.94 | 85.78 |
| 6 | 30.96 | 36.51 | 39.50 | 42.48 | 45.12 | 48.17 | 84.53 | 94.45 | 100.14 | 104.94 | 109.62 | 114.36 |
| 7 | 36.44 | 42.07 | 45.49 | 48.45 | 51.46 | 54.48 | 112.75 | 124.18 | 130.84 | 136.61 | 141.55 | 146.99 |
| 8 | 41.68 | 47.51 | 51.14 | 54.25 | 56.87 | 60.81 | 144.39 | 157.11 | 164.34 | 170.80 | 176.43 | 182.51 |
| 9 | 46.92 | 53.12 | 57.01 | 60.29 | 62.98 | 66.91 | 179.72 | 194.04 | 201.95 | 208.97 | 215.41 | 222.46 |
| 10 | 52.33 | 59.01 | 62.69 | 66.10 | 69.41 | 72.96 | 219.42 | 235.26 | 244.12 | 250.84 | 256.60 | 263.94 |
| 11 | 57.76 | 64.40 | 68.22 | 71.68 | 74.90 | 78.51 | 262.30 | 279.31 | 288.08 | 295.99 | 303.98 | 312.58 |

Kilde: Osterwald-Lenum, M. (1992) "A Note with Quantiles of the Asymptotic Distribution of the Maximum Likelihood