

**TAMPEREEN YLIOPISTO**

Taloustieteiden laitos

**SÄHKÖN HINTA POHJOISMAISILLA  
SÄHKÖMARKKINOILLA**

Kansantaloustiede

Pro gradu -tutkielma

Tammikuu 2009

Ohjaaja: Hannu Laurila

Tero Särkijärvi

## TIIVISTELMÄ

|                       |  |
|-----------------------|--|
| Tampereen yliopisto   | Taloustieteiden laitos, kansantaloustiede                                    |
| Tekijä:               | SÄRKIJÄRVI, TERO   |
| Tutkielman nimi:      | Sähkön hinta pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla                               |
| Pro gradu -tutkielma: | 58 sivua   |
| Aika:                 | Tammikuu 2009  |
| Avainsanat:           | Nord pool, sähköpörssi, sähkön hinta, regressio-analyysi, aikasarja-analyysi |

---

Tutkielman tavoitteena on luoda lyhyt katsaus pohjoismaisen sähköpörssin Nord poolin historiaan ja nykytilaan ja tutustuttaa lukija sähkön hinnoittelun taustalla esiintyviin ilmiöihin. Aikasarja- ja regressioanalyysin avulla voidaan selittää miten sähkön hinta muodostuu sähköpörssissä eri tekijöistä. Analyysin pohjana on sähkön spot-hinnat viikoittain vuosilta 1992–2008, sekä muita hintaa selittäviä muuttujia, kuten ilmastomuuttujia ja päästöoikeuden hinta.

Sähkön hintaa selittävät voimakkaasti vuodenajat sekä ilmastotekijät, kuten lämpötila ja sademäärä. Hyvänä vesivuonna sähkö on tavallista halvempaa ja kuivana vuonna kalliimpaa. Kylmät talvet lisäävät sähkön kysyntää ja nostavat sähkön hintaa.

Sähköpörssille ominaisen korkean volatiliteetin vuoksi sähkön hintaa on tavallista vaikeampi selittää aikasarja- ja regressioanalyysin avulla. Kuitenkin työssä esitellyt puhdas aikasarjamalli ja aikasarjamalli ulkopuolisilla muuttujilla pystyvät selittämään sähkön hinnan muodostumista hyvin. Ensimmäisen mallin keskivirhe on 2,8 EUR/MWh ja toisen mallin keskivirhe 2,72. Molemmat mallit selittävät yli 90 % sähkön markkinahinnan vaihteluista.

Mallien ennustekykyä testattiin laatimalla yhden viikon ns. one-step-ahead -ennuste vuoden 2008 hinnoille. Molempien mallien osalta keskivirhe oli odotetusti suurempi. Puhdas aikasarjamalli onnistui ennustamaan tulevan markkinahinnan hieman luotettavammin.

# SISÄLTÖ

|  |           |
|--|-----------|
| <b>1 JOHDANTO .....</b>                                | <b>1</b>  |
| <b>2 POHJOISMAISET SÄHKÖMARKKINAT .....</b>            | <b>3</b>  |
| 2.1 Pohjoismaisia erityispiirteitä .....               | 3         |
| 2.2 Nord Pool -sähköpörssi .....                       | 6         |
| 2.2.1 Nord Poolin historia .....                       | 6         |
| 2.2.2 Nord Poolin toiminta .....                       | 7         |
| 2.2.3 Nord Poolin tuotteet .....                       | 10        |
| 2.3 Sähkön hinta pitkällä aikavälillä .....            | 12        |
| 2.4. Sähkön hinta lyhyellä aikavälillä .....           | 17        |
| <b>3 TILASTOLLINEN FUNDAMENTTIMALLI .....</b>          | <b>19</b> |
| 3.1 Mallin rakentamisesta .....                        | 19        |
| 3.2 Fundamenttitekijät sähkön hinnan taustalla .....   | 19        |
| 3.2.1 Ilmastotekijät .....                             | 19        |
| 3.2.2 Vesivaranto .....                                | 21        |
| 3.2.3 Kysyntä .....                                    | 24        |
| 3.2.4 Minimitarjonta .....                             | 25        |
| 3.3 Markkinahinta .....                                | 26        |
| <b>4 TILASTOLLINEN AIKASARJAMALLI.....</b>             | <b>30</b> |
| 4.1 Käytetty aineisto ja alustavat muunnokset .....    | 30        |
| 4.2 Mallin estimointi ja ominaisuuksien testaus.....   | 33        |
| 4.3 Malliin liittyvän ennusteen laatiminen.....        | 36        |
| <b>5 YHDISTETTY REGRESSIO- JA AIKASARJAMALLI .....</b> | <b>38</b> |
| 5.1 Käytetty aineisto ja muuttujien ominaisuudet ..... | 38        |
| 5.2 Mallin estimointi .....                            | 44        |
| 5.3 Malliin liittyvän ennusteen laatiminen.....        | 48        |
| <b>6 YHTEENVETO.....</b>                               | <b>51</b> |
| <b>LIITTEET.....</b>                                   | <b>53</b> |
| <b>LÄHTEET.....</b>                                    | <b>55</b> |

# 1 JOHDANTO

Sähkö koskettaa tavalla tai toisella kaikkia suomalaisia. Energiantuotanto onkin nykypäivän polttavimpia puheenaiheita. Vaikka sähkön hinnoista puhutaan paljon, pohjoismaiset sähkömarkkinat ovat monille vieraat. Suomalaisen teollisuuden kannalta sähkön saatavuuden varmistaminen on erittäin oleellista. Sen merkitys korostuu erityisesti suomalaisen vientiteollisuuden kannattavuudessa. Esimerkiksi paperiteollisuuden tulee voida luottaa sähkön saatavuuteen ja kohtuulliseen hintatasoon kyetäkseen toimimaan Suomessa.

Energiaa tuotetaan Pohjoismaissa monilla erilaisilla tuotantoratkaisuilla. Esimerkiksi Norjassa tuotanto on lähes täysin vesivoimavaltaista, kun taas Suomessa lämpövoimalat eli erilaisia polttoaineita hyödyntävät voimalat ovat suurin energian lähde. Tuotantoeroja tasapainottamaan on luotu pohjoismainen sähköpörssi, Nord Pool, jonka kautta sähköä ostetaan ja myydään ja jonka kautta se luvataan toimittaa tiettyinä vuorokaudenaikoina tietyille alueille kysynnän mukaisesti. Myös sähköpörssin ulkopuolista kauppaa käydään. Suorat osto- ja myyntisopimukset säilyvät varmasti pitkään Nord Poolin rinnalla merkittävänä osana kaupankäyntiä.

Pohjoismaiset sähkömarkkinat edustavat toimijoille varmuutta ja luotettavuutta. Nord Poolin ansiosta sähkön ostajilla ja toimittajilla on yhteiset markkinat, jossa kokoontua, yhteinen referenssihintaa, jolla eri tarjouksia voidaan vertailla, ja yhteinen foorumi, jossa keskustella sähkön tuottamisen tulevaisuudesta, mahdollisuuksista ja ongelmista.

Tässä työssä esitellään pohjoismainen sähköpörssi Nord Pool ja vastataan kysymykseen miten sähkön hinta markkinoilla määräytyy. Vastauksia kysymykseen on usein monia ja tässäkin tapauksessa vastausta lähdetään määrittämään eri lähtökohdista. Sähkön markkinahintaa voidaan mallintaa erilaisilla menetelmillä. Mallinnus tapahtuu pääosin regressio- ja aikasarja-analyysin keinoin. Työssä esitellään kolme erilaista hinnoittelumallia, joissa kaikissa on erilainen lähtöasetelma.

Toisen kappaleen tarkoitus on antaa lukijalle taustatietoa Nord Poolista, jotta myöhemmät soveltavat kappaleet olisivat helpompia ymmärtää. Kappaleessa

esitellään Nord Poolin ja pohjoismaisten sähkömarkkinoiden historiaa, nykyistä tilaa ja toimintaa sekä arvioidaan sähkön hinnan kehitystä pitkällä tähtäimellä. Ensin tutustutaan Pohjoismaihin markkina-alueena ja kerrotaan maiden tuotannon erikoistuneesta rakenteesta. Seuraavaksi esitellään Nord Pool -sähköpörssi: syntymishistoria, nykyinen toiminta sekä eri johdannaiset ja sähköinstrumentteihin liittyvät tuotteet. Toisen kappaleen viimeisessä osassa kerrotaan sähkön hinnoittelusta ja arvioidaan tulevaa hintakehitystä. Tavoitteena on antaa lukijalle kattava kuva pohjoismaisesta sähköpörssistä, sen erityispiirteistä ja nykyisestä toiminnasta sähkön markkinapaikkana.

Kappaleissa 3-5 käsitellään työn pääteemaa eli sähkön hinnoittelua pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla. Joka kappaleessa esitellään erilainen hinnoittelumalli, jossa hintaa selitetään eri näkökulmasta. Hinnoittelumallit tuleekin nähdä toisistaan erillisinä kokonaisuuksina. Mallien keskinäinen vertailu on tietyn kohdin ongelmallista ja siihen käytetty keskivirhemenetelmä ei välttämättä anna sellaisenaan yksiselitteistä ratkaisua mallin hyvyttä määriteltäessä.

Ensin esitellään Vehviläisen ja Pyykkösen (2005) hinnoittelumalli, joka on perusteellinen selvitys sähkön hinnan taustalla vaikuttavista fundamentaalisista ja stokastisista ilmiöistä. Malli on esitykseltään hyvin matemaattinen. Sillä kuitenkin päästään kiitettäviin tuloksiin sähkön hinnan selittämisessä ja sitä on käytetty ns. bench markina monissa pohjoismaisissa sähkömarkkinoita käsittelevissä töissä. Vehviläisen ja Pyykkösen malli vaatii kuitenkin joitakin vaikeasti saatavilla olevia muuttujia.

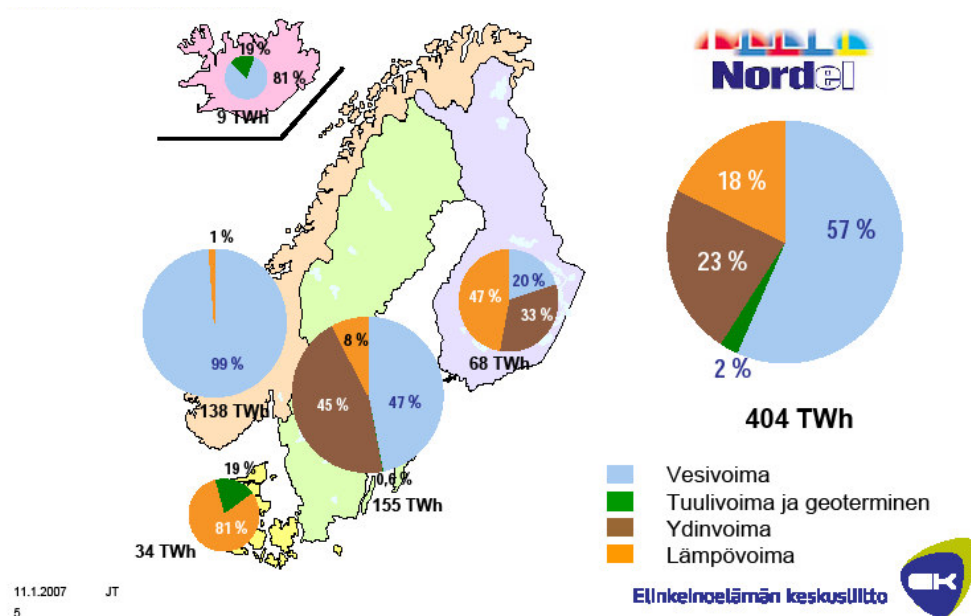
Yhtenä tavoitteena muiden mallien kehityksessä on pidetty muuttujien helppoa saatavuutta. Muiden tässä työssä esiteltävien mallien kaikki muuttujat onkin saatavilla ilmaiseksi ei-kaupalliseen käyttöön. Neljännessä kappaleessa esitellään aikasarjamalli, joka saadaan selitettävästä spot-hinnasta johdetuilla muuttujilla. Sen etuna on, ettei se sisällä ulkopuolisia muuttujia ja on siksi helposti käytettävissä.

Viimeisessä mallissa kappaleessa 5 luodaan aikasarjamalli ulkoisilla muuttujilla. Sen vertaaminen erityisesti puhtaaseen aikasarjamalliin on kiinnostavaa, koska voidaan olettaa ulkoisten muuttujien selittävän osaksi vaihtelua, joka jää puhtaalta aikasarjamallilta selittämättä.

## 2 POHJOISMAISET SÄHKÖMARKKINAT

### 2.1 Pohjoismaisia erityispiirteitä

Pohjoismaissa tuotetaan sähköä useasta eri energianlähteestä ja eri tuotantomenetelmillä. Tärkeimmät energianlähteet ovat vesivoima, ydinvoima, kivihili, maakaasu, puupolttoaineet, turve sekä tuuli. Pohjoismaihin myös tuodaan varsin runsaasti sähköä Venäjältä, Virossa ja ajoittain myös Saksasta. (Fortum 2007, 6.) Kuviossa 1 esitetään sähkön tuotantomuodot Pohjoismaissa. Tuotantomuodot on eritelty sekä maittain että koko markkina-alueella vuonna 2005.



**Kuvio 1. Energian tuotanto Pohjoismaissa tuotantomuodoittain (Elinkeinoelämän keskusliitto 2007.)**

Kuviosta 1 nähdään, että vesivoima, ydinvoima ja lämpövoima ovat hallitsevia pohjoismaisessa tuotannossa. Tuotanto on maittain hyvin erilaista: Norjassa tuotanto

on vesivoimavaltaista, kun taas Suomessa ja Ruotsissa suurin osa energiasta tulee ydinvoimasta ja lämpövoimasta. Suuri osa lämpövoimasta tulee Suomesta ja Tanskasta. Vesivoima tuotetaan pääosin Ruotsissa ja Norjassa.

Sähkön tarve vaihtelee vuodenajan, viikonpäivän ja vuorokaudenajan mukaan. Pohjoismaissa sähköä käytetään paljon lämmitykseen, joten myös ulkolämpötila vaikuttaa sähkönkulutukseen huomattavasti. Koska sähkönkulutuksen ja tuotannon on oltava kaiken aikaa tasapainossa, on kulutuksen vaihdellessa tuotantoa kyettävä sopeuttamaan nopeasti. (Fortum 2007, 7.)

Sähkön tuotantomäärä sopeutetaan vastaamaan kysyttyä määrää. Tämä on mahdollista tuotantomuodosta riippuen vaihtelevasti. Osa tuotannosta on mahdollista sopeuttaa hyvin joustavasti kysyntään nähden. Tällaisia säädeltävissä olevia tuotantomuotoja ovat

- lämpövoima, jossa tuotanto riippuu polttoaineen määrästä
- vesivoima säädeltävän virtaaman osalta eli ns. säännöstelyvoimalaitokset.

Säätämätöntä energiantuotantoa ovat

- ydinvoima, joka tuottaa sähköä lähellä enimmäiskapasiteettia mahdollisuuksien mukaan
- vesivoima säätämättömän virtaaman osalta eli ns. jokivoimalaitokset
- yhdistetty lämmön- ja sähköntuotanto, jonka tuotantomäärät kylläkin vaihtelevat lämmitystarpeen mukaan
- tuulivoima ja geoterminen voima.

Energiajärjestelmän toimivuuden ja käyttövarmuuden kannalta vesivoimalla on erityinen asema säätöominaisuutensa vuoksi. Vesivoimalaitokset ovat joko joki- tai

säännöstelyvoimalaitoksia. Jokivoimalaitoksessa, joita Suomen vesivoimalaitokset pääosin ovat, laitoksen oman padon avulla aikaansaatu allas pystyy hoitamaan vain lyhytaikaisen säädön, kun taas säännöstelyvoimalaitoksella, jossa vettä varastoidaan suuriin varastoaltaisiin, voidaan säädellä tuotantoa jopa vuositasolla ja siirtää tuotantoa kulutusta vastaaviin aikoihin. Säännöstelyvoimalaitoksia on erityisesti Norjassa ja Ruotsissa. Kuivan ja märän vuoden ero vesivoimatuotannossa voi olla yli 60 TWh eli noin 15 % sähkön kulutuksesta. (Fortum 2007, 7.)

Huonona vesivuotena säännöstely vesivoiman avulla on vaikeaa. Mitä tyhjempiä altaat ovat, sitä pienempi on vesivoimaloilla aikaansaatava säädeltävyys. Jokivoimalaitokset tuottavat sähköä suhteessa virtaaman määrään, joten tuotantoa ei voida lisätä tai vähentää haluttaessa. Virtaamalla tarkoitetaan sateesta ja lumen sulamisesta syntyvää vesimäärää. Lämpövoiman avulla tarjonta on helposti säädeltävissä.

Pohjoismaissa sähköä myydään ja ostetaan erikoistuneilla sähkömarkkinoilla. Yksi pohjoismaisen sähkömarkkina-alueen muodostamisen syy on ollut tuotannon monimuotoisuuden hyväksikäyttö eri maiden välillä. Huonona vesivuotena Ruotsin ja Norjan tuotantovajetta voidaan korvata suomalaisella lämpövoimalla. Myös sähkön tuonti Pohjoismaisen markkina-alueen ulkopuolelta, kuten Puolasta, Saksasta ja Venäjältä, on mahdollista. Kun vettä on riittävästi, Ruotsin ja Norjan vesivoimavarat täydentävät suuresti Suomen tuotantokapasiteettia.

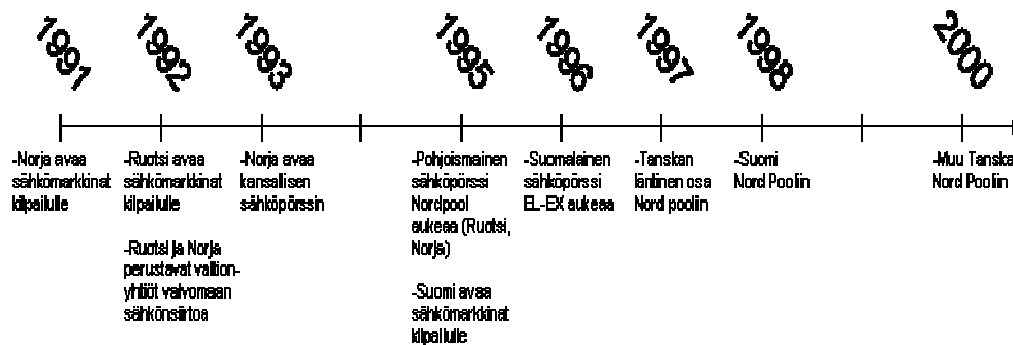
Ydinvoimalaitosten tuottama sähkö on usein lähellä enimmäistuotantoa, ja siksi se ei ole joustavaa sähköntuotantoa. Ydinvoimalaitosta ei kannata pyörittää vajaalla teholla, koska rajakustannukset ovat alhaiset tai olemattomat. Yhdistetyssä lämmön- ja sähköntuotannossa tuotanto määräytyy lämmitystarpeen mukaan. Sähköä syntyy ns. sivutuotteena. Lämmitystarpeen lisääntyessä voimalaitoksen tuotanto sopeutetaan ja samalla sähköntuotanto lisääntyy. Tuuli- ja geotermiset voimalaitokset tuottavat myös sähköä suhteessa ilmasto-olosuhteisiin.



## 2.2 Nord Pool -sähköpörssi

### 2.2.1 Nord Poolin historia

Norja toimi edelläkävijänä sähkömarkkinoiden kilpailussa, kun se avasi sähkömarkkinat kilpailulle vuonna 1991. Statnett perustettiin pitämään yllä sähkönsiirtoverkkoa 1992 ja käyttöönottomaksut (access tariffs) otettiin käyttöön, mikä oli välttämätön edellytys sille, että asiakkaat saivat valita sähköntuottajansa vapaasti. Samanlainen kehitys toistui muissa Pohjoismaissa. Ruotsissa sähkönsiirto erotettiin sähkömyynnistä 1992 ja asetettiin valtion yhtiön Svenska Kraftnätin ohjaukseen. (Nord Pool 2008a.)



### Kuvio 2. Sähkömarkkinoiden vapautumisen historia.

Statnett perusti Norjan kattavan sähköpörssin Statnett Markedin 1993. Pohjoismaiset ministerit kehittivät yhteistyötä, ja vuonna 1995 päätettiin perustaa Pohjoismaiden välille yhteiset sähkömarkkinat. Yksi pääsyistä oli yksittäisten maiden liian yksipuolinen tuotanto. Yhdistymällä suuremmaksi markkina-alueeksi voitiin hyötyä maiden välisistä erilaisista tuotantorakenteista. Tiettyjen tuotantomuotojen hallitsevaa otetta voitiin hillitä ja lisätä kilpailua sähkömarkkinoille. Statnett Marked muutti nimensä Nord Pooliksi, kun Norjan

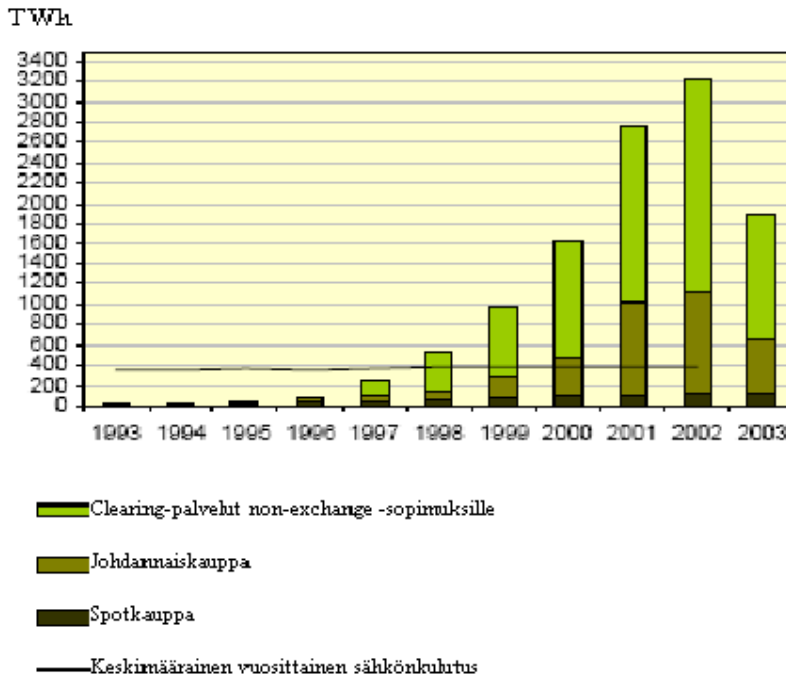
sähkömarkkinat yhdistyivät Ruotsin markkinoihin ja se siirtyi puoliksi Svenska Kraftnätin omistukseen. (Nord Pool 2008a.)

Suomessa sähkömarkkinat avattiin kilpailulle 1995. Lakia muokattiin 1998, jotta asiakkaat saivat valita omat sähköntoimittajansa vapaasti ja ilman lisäkustannuksia. Sähköverkkoyhtiö Fingrid aloitti toimintansa syyskuussa 1997. Yksityisyrittäjien omistavat institutionaaliset sijoittajat, sähköntuottajat sekä valtio. Suomalainen sähköpörssi EL-EX aloitti toimintansa 1996. Fingrid osti EL-EX:n osakkeet 1998 ja myi ne puoliksi Ruotsin sähköverkkoyhtiölle Svenska Kraftnätille. Kesäkuussa 1998 Suomesta tuli itsenäinen markkina-alue Nord Pool -sähköpörssissä. (Nord Pool 2008a.)

Tanskan läntinen osa (Jyllanti ja Fyn) on ollut osa Pohjoismaista sähköpörssiä 1. päivästä heinäkuuta vuonna 1997. Se on myös itsenäinen markkina-alue sähköpörssissä. Muun Tanskan liittäminen sähköpörssiin tapahtune lähiaikoina. (Nord Pool 2008a.)

### 2.2.2 Nord Poolin toiminta

Pohjoismainen sähköpörssi jakautuu kolmeen eri osa-alueeseen: fyysiseen sähkön spot-kauppaan (Nord Pool Spot AS), johdannaiskauppaan (Nord Pool Financial Market) ja sähkösopimusten ja -johdannaisten selvittely- eli clearingtoimintoihin (Nord Pool Clearing ASA). Kuviossa 3 on kaupankäyntimäärät eri osa-alueille vuosina 1993 - 2003.

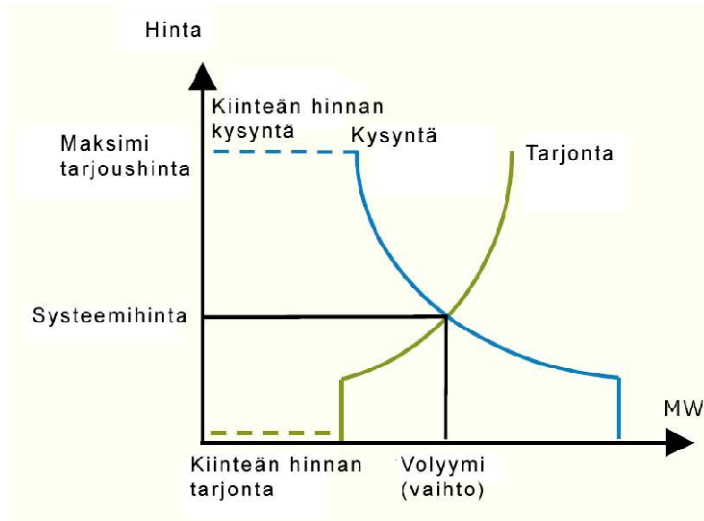


**Kuvio 3. Nord Poolin kaupp- ja selvitysvolyymit. (Nord Pool 2004a, 17.)**

Kaupankäynti Nord Poolissa on vilkastunut. Suurin osa kaupankäynnistä käydään nykyään ns. non-exchange -sopimusten parissa, joka tarkoittaa sitä, että minkäänlaista vaihdantaa sähkölle ei sopimusten puitteissa tapahdu. Yhtiöt vastaavat vain rahallisesti tekemistään non-exchange -sopimuksista. Erilaiset rahoitus- ja investointi-instrumentit kuuluvat tähän ryhmään. Johdannaiskauppa on toiseksi suurin osa-alue. Jo pelkät johdannaisopimukset ylittävät volyymiltään vuosittaisen sähkönkulutuksen. Monet johdannaisopimuksista raukeavat käyttämättöminä. Spot-kauppa eli varsinaiset fyysisen sähkön myyntisopimukset ovat Nord Poolissa volyymillä mitattuna pienin osa-alue. Spot-kauppa yhdessä johdannaisien kanssa vastaa suuresta osasta pohjoismaisen sähkön myyntiä. Lisäksi sähköä myydään sähköpörssin ulkopuolella suoraan toimijoiden välillä ns. over-the-counter -markkinoilla.

Markkinoiden toimijat ilmoittavat myyntitarjouksensa Nord Poolille. Myyntitarjoukset kootaan yhteiseksi markkinoiden aggregaattitarjontakäyräksi.

Kysyntä- ja tarjontakäyrien leikkauspisteestä saadaan sähkön markkinahinta eli systeemihinta. Jos jonkin alueen sähkön kysyntä ylittää sähkönsiirtoverkon kapasiteetin, kyseisen alueen sähkölle syntyy erillinen aluehinta. Muutoin käytetään koko markkinoiden yhteistä systeemihintaa. Kuviossa 4 on esitetty Nord Poolin näkemys aggregaattikysyntä- ja aggregaattitarjontakäyristä.



**Kuvio 4. Nord Poolin kysyntä- ja tarjontakäyrät. (Nord Pool 2004a, 19.)**

Kuviossa 4 tarjontakäyrä on nouseva ja kysyntäkäyrä laskeva. Käyrien leikkauspisteestä löytyy kyseisen tunnin systeemihinta. Kysyntäkäyrä esitetään usein tarjontakäyrää jyrkempänä, koska sähkön kysyntä on hinnan suhteen melko joustamatonta. Kysyntäkäyrän voidaan myös ajatella olevan pystysuora, eli täysin joustamaton hinnan suhteen. Myöhemmin esiteltävissä malleissa kysyntä on hinnasta riippumatonta, eli kysyntäkäyrä on pystysuora. Se siirtyi sivusuunnassa ulkopuolisten muuttujien, kuten ilmastomuuttujien vaikutuksesta.

Kauppaa voidaan käydä Norjan kruunuissa (NOK), Ruotsin kruunuissa (SEK), Tanskan kruunuissa (DKK) ja euroissa (EUR). Eri valuutoissa annetut tarjoukset muutetaan kaikki Norjan kruunuiksi kaupankäyntiä varten. (Nord Pool 2004a).

### 2.2.3 Nord Poolin tuotteet

Sähköpörssin fyysiset markkinat koostuvat Elspot- ja Elbas-markkinoista. Elspot-markkinoilla myydään sähköä seuraavalle päivälle (day-ahead-markkina) ja Elbas-markkinoilla kuluvalle päivälle. Spot-hinta saadaan seuraavan päivän jokaiselle 24 tunnille erikseen osto- ja myyntitarjousten perusteella. Kaupankäynti on mahdollista tunneittain tai blokkituotteilla. (Nord Pool 2004a). Ensimmäisessä tapauksessa sähköä luvataan toimittaa tunnin ajan sovittuun hintaan sovitulle tasatunnille 0–23. Toisessa tapauksessa toimitetaan sovitulle ajanjaksolle eli blokille. Blokkituotteita on tarjolla seuraavasti:

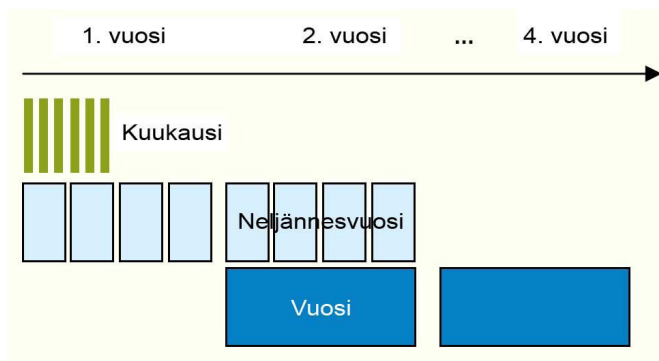
- Blokki 1: Kello 00–06 (CET)
- Blokki 2: Kello 07–17 (CET)
- Blokki 3: Kello 18–23 (CET)
- Blokki 4: Kello 07–23 (CET)
- Blokki 5: Kello 00–23 (CET).

Elbas-markkinoilla myydään sähköä kuluvan päivän jokaiselle tunnille erikseen. Sähkönmyyntisopimuksia tehdään Elbas-markkinoilla jopa tuntia ennen toimitusta. Tällä hetkellä markkina-alueena ovat vain Suomi ja Ruotsi, mutta aluetta aiotaan laajentaa kattamaan koko Pohjoismaat. Kauppaa voidaan käydä seuraavan 8–32 tunnin sopimuksista. Seuraavan päivän markkinat aukeavat heti kun Elspot-hinnat on julkistettu. Valuuttana toimii euro. (Nord Pool 2004a.)

Futuurimarkkinoilla voidaan hallinnoida riskiä pidemmällä aikavälillä. Futuurisopimuksia voidaan tehdä jopa neljän vuoden päähän. Kohde-etuutena on aina standardisoitu sähkön myyntierä. Sopimuksilla käydään kauppaa kuin rahoitusinstrumenteilla, eikä niihin kuulu varsinaista sähkön toimitusta. Kauppaa käydään Nord Poolin selvityspalvelun ja yksittäisten asiakkaiden välillä.

Futuurisopimukset ovat standardisoituja päivä- ja viikkosopimuksia. Päiväfutuureja myydään seuraavalle seitsemälle päivälle ja viikkofutuureja seuraavalle kuudelle viikolle.

Forwardsopimuksia tehdään kuukausi-, neljännesvuosi- ja vuosisopimuksina. Forwardsopimukset ovat käytännöllisesti identtisiä futuurien kanssa. Suurin ero on eri pituiset sopimusjaksot eri rahoitusinstrumenttien välillä. Seuraavassa kuviossa on esitetty eri pituiset forwardsopimukset.



**Kuvio 5. Kuukausi-, neljännesvuosi- ja vuosisopimukset forwardeissa. (Nord Pool 2004b).**

Kuukausisopimukset tehdään seuraavalle kuudelle kuukaudelle. Neljännesvuosisopimukset ovat kuluvalle vuodelle kolmen kuukauden ajanjaksoissa. Vuosisopimuksia voidaan sopia neljän vuoden päähän kuluva vuodesta, ei kuitenkaan kuluvalle vuodelle. Vuosisopimus jakautuu neljännesvuosisopimuksiksi kyseisenä vuonna eli kuluvalle vuodelle ei ole vuosisopimusta.

Optio on oikeus ostaa tai myydä kohde-etuutta ennalta sovittuun hintaan ennalta sovittuna ajankohtana. Optio eroaa futuurista siinä, että se velvoittaa vain toista markkinaosapuolta eli option asettajaa. Nord Pool tarjoaa markkinaosapuolille eurooppalaisia optioita, jotka voidaan toteuttaa vain eräpäivänä. Optioiden kohde-

etuutena ovat neljännesvuoden sekä vuoden mittaiset termiinisopimukset. Option erääntyessä lasketaan uusi sarja liikkeelle. (Kalatie 2006, 25-26.)

Johdannaisten avulla voidaan luoda monia erilaisia strategioita. Eri johdannaisten joustavuuden ja likviditeetin vuoksi ne ovat hyödyllisiä instrumentteja sekä suojaajille että investoijille. Voittoa tavoitteleva investoija voi suojauksen sijasta yhdistää johdannaisia erilaisiksi positioiksi, joiden avulla erilaiset hintavaihtelut voidaan muuttaa voitoiksi.

Nord Poolin johdannaisissa toteutushintana on aina systeemihinta. Erillisen aluehinnan muodostuminen on kuitenkin hyvin yleistä, ja esim. vuonna 2003 systeemihinta oli sama aluehinnan kanssa vain 27,5 %:ssa tapauksia. Johdannaiset eivät siis sellaisinaan riitä takaamaan täyttä suojaa hintavaihteluilta. Siksi kehitettiin Contracts for Difference (CfD) -sopimukset. CfD-sopimuksessa toinen osapuoli maksaa alue- ja markkinahinnan erotuksen toiselle osapuolelle. Näin voidaan muodostaa täydellinen suojaus hintojen heilahtelua vastaan, myös kun aluehinta eroaa systeemihinnasta. CfD-sopimuksia myydään viidelle eri alueelle: Norjaan, Ruotsiin, Suomeen, sekä Länsi- ja Itä-Tanskaan. (Nord Pool 2004b.)

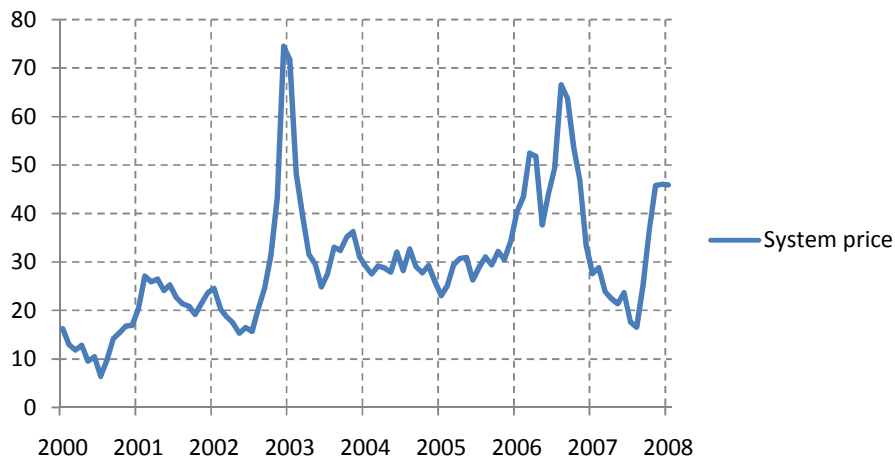
Saadakseen täydellisen hintasuojan asiakkaan on siis ensin suojattava haluttu määrä johdannaissopimuksilla, kuten futuureilla ja forwardeilla. Sen jälkeen CfD-sopimuksilla voidaan suojata hinta alueellisia vaihteluita vastaan. Lopuksi täytyy tietysti myydä haluttu määrä sähköä spot-markkinoilla.

### **2.3 Sähkön hinta pitkällä aikavälillä**

Pitkällä ja lyhyellä tähtämellä sähkön hinta muodostuu selvästi eri tavalla. Lyhyellä tähtämellä, alle vuoden mittaisella tarkastelujaksolla, ympäristötekijät selittävät suuren osan hintavaihtelusta. Tuotanto riippuu voimakkaasti sademääristä ja kysyntä

lämpötiloista. Näitä tekijöitä voidaan selittää ja ennustaa myöhemmin esitetyillä malleilla.

Vuosittaisen kausivaihtelun takana on kuitenkin rakenteellisia muutoksia, jotka vaikuttavat pysyvästi tuotantokustannuksiin ja muodostavat pohjan sähkön hinnan pitkän aikavälin kehitykselle. Näitä rakenteellisia muutoksia on paljon vaikeampaa mallintaa teoreettisesti, joten niitä joudutaan selittämään lähinnä intuitiivisen analyysin pohjalta. Kuviossa 6 esitetään toteutunut sähkön systeemihinta vuosina 2000–2008.



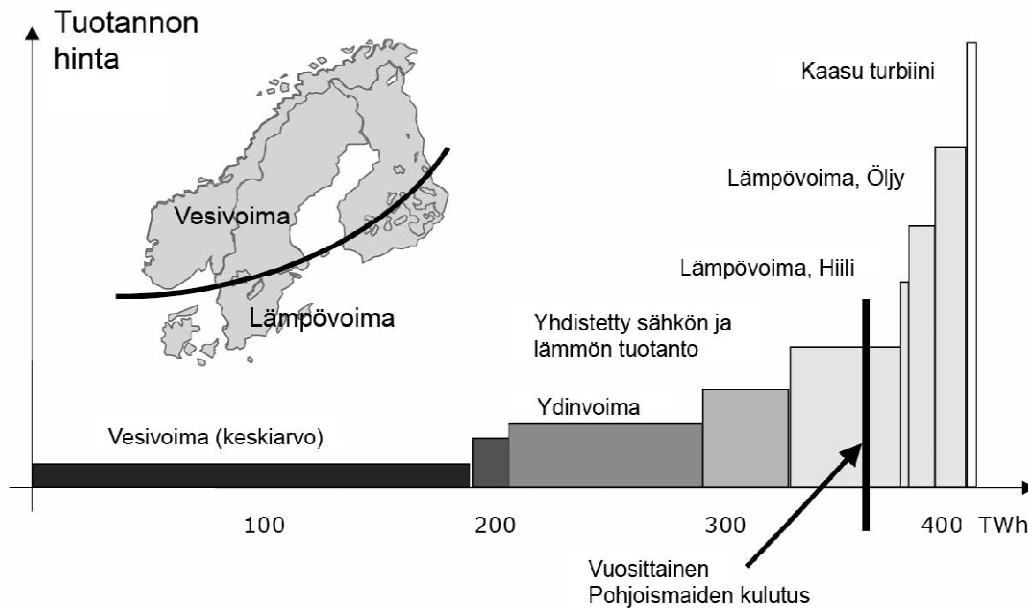
**Kuvio 6 Systeemihinta sähkölle kuukauden keskihinnan mukaan ( € / MWh ) (Nord Pool Spot 2008.)**

Kuviosta nähdään, että sähkön hinta on noussut selvästi vuodesta 2000. Silloinen sähkönhinta oli alle puolet nykyisestä. Vuoden 2003 ja 2006 hintapiikkejä lukuun ottamatta sähkön hinnan kasvu on ollut lähes trendinomaista. Hintapiikit johtuvat kuivista sääoloista ja kylmistä talvista. Sähkön hinnan kehitys tulevaisuudessa riippuu ensisijaisesti kysynnän ja tarjonnan muutoksista, markkinoiden rakenteesta ja toimivuudesta, polttoaineiden hinnan kehityksestä, päästöoikeusmarkkinoista sekä korkotason muutoksista.



Sähkön kysyntä kasvaa sekä Suomessa että Euroopassa, vaikka teknologia muuttuukin sähköä säästävämmäksi. Sähkön tuottajalle investoinnit uuteen energiantuotantolaitokseen tulevat kalliiksi. Lisäksi viranomaissääntely ja pitkät rakennusajat vaikuttavat siihen, että sähkön tarjonta on melko joustamatonta ja käytännössä sidottu käytössä olevaan infrastruktuuriin. Sähkön tarjonnan kasvu ei vastaa kysynnän kasvua. Se on hintojen kohoamisen suurin yksittäinen syy. Euroopan tasollakin on käynnissä vain muutama suuri voimalahanke, joista yksi on Suomessa.

Sähkön hintaan vaikuttaa sähkön tuotannon rajakustannukset. Koska sähköä tuotetaan monilla eri tavoilla, liittyy tuotantoon myös useita erilaisia tuotantokustannusrakenteita. Kuviossa 7 esitetään sähkön tuotantomuodot tuotannon rajakustannusten mukaisessa järjestyksessä.

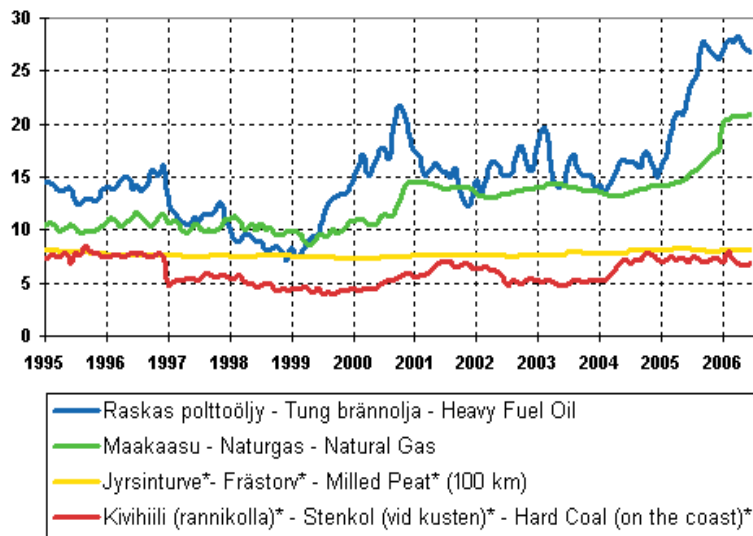


**Kuvio 7. Eri sähköntuotantomuodot ja niihin liittyvät tuotantokustannukset. (Nord Pool 2004a.)**

Pohjoismaissa vesivoimatuotantoa on pääsääntöisesti pohjoisessa ja lämpövoimatuotantoa etelässä. Vesivoimaa suositaan mahdollisuuksien mukaan sen

matalampien tuotantokustannuksien vuoksi. Hyvinä vesivuosina vesivoimaa siirretään pohjoisesta runsasväestöisempään ja siksi enemmän sähköä kuluttavaan etelään. Kun vettä on heikosti, joudutaan turvautumaan kalliimpiin tuotantomuotoihin, jolloin sähkön markkinahinta kasvaa. Kuviosta käy hyvin ilmi sähkön tuotantoon liittyvät kasvavat rajakustannukset. Sähkön kulutuksen lisääntyessä tuotantoon käytetään suuremmat rajakustannukset omaavia tuotantomuotoja.

Öljyn ja maakaasun viimeaikaisen hinnannousun vaikutukset sähkömarkkinoihin ovat selvät, sillä Pohjoismaissa 18 % sähköntuotannosta on polttoainepohjaista lämpövoimaa (EK 2007). Öljyn hinta vaikuttaa pohjoismaisen sähkön hintaan vain välillisesti, koska vain murto-osa sähköstä tuotetaan öljystä. Pohjoismaisessa tuotannossa merkittävemmän maakaasun hinta on kuitenkin osittain riippuvainen öljyn hinnasta. Kuviossa 8 esitetään tärkeimpien polttoaineiden hinnan kehitystä vuosina 1995 – 2006.



**Kuvio 8. Voimalaitospolttoaineiden hinnat sähköntuotannossa (€/MWh). (Tilastokeskus 2006.)**

Kuviosta 8 nähdään, että tärkeimpien sähköntuotannossa käytettävien polttoaineiden, maakaasun ja öljyn, hinta on noussut suunnilleen kaksinkertaiseksi vuodesta 1995.

Maakaasu on yleinen lämpövoiman lähde Pohjoismaissa, joten erityisesti sen hinnan nousu vaikuttaa pohjoismaisen sähkön tuotantokustannuksiin.

Polttoaineiden hinnannousun lisäksi alkanut päästökauppa luo paineita sähkön markkinahinnan kohoamiselle. Päästökauppa kohdistuu erityisesti polttoainepohjaiseen energiateollisuuteen, sillä vuonna 1999 sähkön ja kaukolämmön tuotannosta aiheutuivat 25,2 miljoonan tonnin kasvihuonekaasupäästöt, jotka olivat 33 prosenttia päästöjen kokonaismäärästä (Pipatti 2001, 59). Päästöoikeuksien hinnat nousivat aluksi, mutta nousu on nyt hidastunut.

Markkinoiden epätäydellisyys ja toiminnallinen vajavaisuus erityisesti jakeluverkon osalta on omiaan nostamaan sähkön hintoja. Yli kaksi kolmannesta sähkön jakeluverkon haltijoista on osakeyhtiöitä, jotka ovat kunnallisia tai joiden omistus on enimmäkseen kuntien hallussa (Energieollisuus 2005). Tämä näkyy luonnollisena monopolitilanteena sähkönjakelussa. Markkinoiden vääristymät aiheuttavat epävarmuutta, joka vieroittaa etenkin ulkomaisia sijoittajia energiamarkkinoilta. Lisäksi suomalaisilla sähkömarkkinoilla toimittajia on harvassa. Suurimmasta osasta Pohjoismaiden sähköntuotantoa vastaa viisi suurinta yhtiötä (SNEA 2001, 41). Käytännössä Pohjoismaisilla markkinoilla on usein katsottu toimivan oligopolistinen kilpailu.

Pohjoismaisten sähkömarkkinoiden yhdistymisen Saksan markkinoiden kanssa huhtikuussa 2008 on arvioitu nostavan hintoja Pohjoismaissa, sillä Manner-Euroopassa sähkön hinta on korkeammalla tasolla. Ranskan ja Benelux-maiden markkinat on tarkoitus yhdistää pohjoismaisiin vuoden 2009 alussa. Yhteinen kehitys kalliimman hintatason maiden kanssa johtaa yhdentyvään systeemihintaan koko alueella, vaikkakin Pohjoismaissa tulee mahdollisesti olemaan poikkeava aluehinta sähkönsiirtorajoitusten takia. Pohjoismaisen hintatason voi kuitenkin odottaa konvergoituvan kohti Manner-Euroopan hintatasoa.

Sähkön hinta on noussut voimakkaasti 2000-luvulla eikä merkkiä hintakehityksen taitumisesta ole. Edellä olevat seikat pääsääntöisesti tukevat oletusta hintakehityksen jatkumisesta samansuuntaisena. Erityisesti sähkön kulutuksen voimakas nousu, korkotason odotettu kasvu sekä kyseenalainen tarjontarakenne markkinoilla antavat viitteitä sähkön hinnan kohoamisen puolesta. Näillä näkymin ei siis ole järkevää olettaa hinnannousun tasoittuvan. Päinvastoin nousun kiihtyminen entisestään on markkinatilanteen huomioon ottaen täysin todennäköinen vaihtoehto.

#### **2.4. Sähkön hinta lyhyellä aikavälillä**

Lyhyellä aikavälillä sähkön hintaa on vaikea ennustaa ilman ekonometrista mallinnusta. Sähkön hinnalle löytyy useita erilaisia malleja, mm. Wallace ja Fleten (2002), Koopman et al. (2007) ja Torro (2007). Usein mallit voidaan jakaa kahteen eri luokkaan: tilastollisiin malleihin, jotka koettavat estimoida tilastollisia parametreja selittämään suoraan sähkön hintaa, sekä fundamenttimalleihin, jotka koettavat mallintaa hinnanvaihteluita taloudellisten teorioiden ja säännönmukaisuuksien avulla. Lisäksi viime aikoina on käytetty luotu tilastollisten ja fundamentaalisten mallien ominaisuuksia yhdistäviä sekamalleja.

Tilastollisia malleja on käytetty laajasti esim. pörssikurssien ja arvopapereiden hintojen selittämisessä. Malleissa on pyritty hyödyntämään rahoitusosalta tuttuja säännönmukaisuuksia, kuten geometristä Brownin liikettä. Tilastollisissa malleissa selitettävälle muuttujalle pyritään löytämään tilastollisia säännönmukaisuuksia aikasarja-analyysin keinoin. Usein selitettävän muuttujan viiveiden lisäksi muita selittäviä muuttujia sisällytetään parantamaan mallin selitysasetta. Viime aikojen tilastollista tutkimusta edustavat mm. Lucia ja Schwartz (2002), Davison et al. (2002), Vehviläinen ja Keppo (2003), ja Deng (2000). Lisäksi Torro (2007)

mallintaa onnistuneesti markkinoiden odotuksia futuurisopimuksien hintoja ja tilastollista mallinnusta hyväksikäyttäen.

Tilastolliset mallit vaativat kuitenkin toimiakseen huomattavan laajan havaintoaineiston. Pohjoismaisten sähkömarkkinoiden tapauksessa tilastollisten mallien heikkoutena onkin juuri rajallinen havaintoaineisto, eli markkinoiden lyhyt historia. Lisäksi markkinat hakevat vasta muotoaan ja mukautuvat jatkuvasti uusiin radikaaleihin uudistuksiin valtiollisten toimijoiden taholta. Jatkuvat markkinoiden kokemat rakennemuutokset tekevät säännönmukaisuuksista erittäin vaikeita löytää. Kappaleessa 4 esitelty malli edustaa tilastollista aikasarja-analyysin keinoin rakennettua mallia.

Fundamentaalisissa malleissa pyrkimyksenä on käyttää hyväksi taloustieteellisiä lähtökohtia ja löytää malli, jossa selitettävää muuttujaa kuvaillaan taloudellisten riippuvuussuhteiden kautta. Pohjoismaisten sähkömarkkinoiden tapauksessa on usein käytetty lähtökohtana erilaisia markkinatasapainomalleja, joissa mallinnetaan erikseen kysyntä- ja tarjontakomponentteja.

Fundamentaalisten mallien tapauksessa suurimpana ongelmana on markkinoiden nuoruus ja jatkuvat rakennemuutokset, jotka tekevät taloudellisten mallien löytämisestä hankalaa. Taloudelliset mallit eivät kuvaa todellista markkinatilannetta useinkaan riittävästi, ja teoreettisten lähtökohtien yhdistäminen markkinadataan muodostuu usein ongelmalliseksi. Esimerkiksi hintadatan volatilitteetti ja hintapiikit eivät usein selity taloudellisilla malleilla. Fundamentaalisia malleja ovat esittäneet mm. Takriti et al. (2001) ja laajemmin Eydeland ja Wolyniec (2003).

## 3 TILASTOLLINEN FUNDAMENTTIMALLI

### 3.1 Mallin rakentamisesta

Seuraavassa Iivo Vehviläisen ja Tuomas Pyykkösen (2005) laatimassa mallissa pyritään hyödyntämään sekä tilastollisten että fundamenttimallien ominaisuuksia. Fundamentteihin perustuvat parametrit estimoidaan laajasta aineistosta, kuten ilmastoaineistosta.

Mallia rakennettaessa käydään ensin läpi eri muuttujille tehtäviä muunnoksia ja johdetaan varsinaisessa mallissa käytettäviä muuttujia. Vasta lopuksi esitellään spot-hinnan määrittävä yhtälö. Suuri paino on eri muuttujien keskinäisten suhteiden esittelyllä.

Muuttujien ja parametrien esityksessä on käytetty seuraavanlaista lähestymistapaa. Parametrit, joilla on tietty annettu arvo on merkitty  $\alpha$ :lla, estimoitavat parametrit  $\beta$ :lla ja muuttujat kuvaavalla nimellä. Alaindeksejä on käytetty selkeyttämään esitystä.

### 3.2 Fundamenttitekijät sähkön hinnan taustalla

#### 3.2.1 Ilmastotekijät

Ilmastotekijät kuten lämpötila ja sademäärä vaikuttavat olennaisesti sähkön kysyntään ja tarjontaan. Lämpötila vaikuttaa merkittävästi sähkön kulutukseen mm. sähkölämmityksen kautta. Lisäksi yhdistetyn lämmön- ja sähköntuotanto riippuu pitkälti lämmitystarpeesta. Sademäärä vaikuttaa vesivoimaloiden vesivarantoihin ja

sitä kautta niiden tuotantomääriin. Osa vesivoimaloista (säätlemättömät vesivoimalat) tuottaa energiaa suoraan suhteessa sademäärään.

Seuraavan periodin lämpötilan erotus keskilämpötilasta määritellään seuraavanlaisesti:

$$\Delta Temp^{t+1} = \beta_{Tempdev} \Delta Temp^t + e_{Tempdev}^t ,$$

jossa  $\Delta Temp^{t+1}$  riippuu tämän periodin vastaavasta arvosta  $\Delta Temp^t$  sekä satunnaistermistä  $e_{Tempdev}^t$ . Periodin t+1 lämpötila saadaan yhtälöstä

$$Temp^t = Temp_{average}^t + \Delta Temp^t ,$$

jossa  $Temp_{average}^t$  on keskilämpötila hetkellä t. (Vehviläinen & Pyykkönen 2005.)

Sademäärällä on samanlaisia ominaisuuksia lämpötilan kanssa joten sen estimointiin käytetään samoja estimointimenetelmiä. Oletetaan että sademäärän taso keskimääräiseen verrattuna seuraa yhtälöä

$$\Delta Precip^{t+1} = \beta_{precipdev} \Delta Precip^t + e_{precipdev}^t ,$$

jossa  $\Delta Precip^{t+1}$  on seuraavan periodin sademäärän erotus keskimääräisestä, joka riippuu edellisestä periodista sekä satunnaistermistä  $e_{precipdev}$ . Sademäärää ja lämpötilaa selittävät satunnaistermit  $e_{precipdev}^t$  ja  $e_{Tempdev}^t$  korreloivat  $\rho_{\Delta Temp \Delta Precip}^t$ :n mukaisesti. Sademäärä määräytyy seuraavasti

$$Precip^t = Precip_{average}^t + \Delta Precip^t ,$$

jossa  $Precip_{average}^t$  on keskimääräinen sademäärä hetkellä  $t$ . (Vehviläinen & Pyykkönen 2005.)

### 3.2.2 Vesivaranto

Koska puolet vuosittaisesta sähköntuotannosta perustuu vesivoiman käyttöön, ilmasto-olosuhteet ja erityisesti vesivarannot määrittävät pitkälti Pohjoismaiden enimmäiskapasiteetin. Vesivarannot ovat tehokkain keino energian varastointiin sekä antavat valmiuden tuotantotason suuriin muutoksiin eri vuodenaikoina ja tuovat siksi yrityksille markkinavoimaa. Varastoidun veden määrä riippuu eri ilmastotekijöistä. Vesivarannon lisäys tapahtuu pääsääntöisesti sateen ja lumen sulamisen kautta. Lumen määrään vaikuttavat sateen määrä sekä lämpötila. (Vehviläinen & Pyykkönen 2005.)

Vesivarannon kasvu syntyy sateesta ja lumien sulamisesta syntyvästä vesistöihin (ja vesistöissä) virtaavasta vedestä, mitä kutsutaan virtaamaksi. Koko sademäärä ei aina (talvella) siirry suoraan virtaamaan, vaan pakkaslämpötiloissa se muuttuu lumeksi. Täten virtaama  $Inflow^t$  on muuttumattoman sademäärän ja sulavan lumen funktio:

$$Inflow^t = Precip^t - Freeze^t + Melt^t ,$$

jossa  $Freeze^t$  on lumeksi muuttuva osuus sateesta ja  $Melt^t$  on sulavaa lunta. Lumeksi muuttuva osuus sateesta saadaan yhtälöstä

$$Freeze^t = \Phi(0^{\circ}C; Temp_{average}^t; \sigma_{DailyTemp}^t) Precip^t ,$$



jossa  $\Phi(\cdot)$  on tiheysfunktio, joka kertoo kuinka monta prosenttia kyseisen ajanjakson lämpötiloista on odotetusti alle  $0^{\circ}\text{C}$ , kun  $\sigma_{DailyTemp}^t$  on lämpötilojen hajonta kys. ajanjaksona ja  $Temp_{average}^t$  on keskilämpötila. Esimerkiksi kuinka suuren osan marraskuun päivien keskilämpötiloista voidaan olettaa olevan alle  $0$  astetta. Sulavan lumen määrä  $Melt^t$  on suoraan verrannollinen lumen määrään  $Snow^t$ :

$$Melt^t = \beta_{MeltSlope} (Temp^t - \alpha_{MeltTemp})^+ Snow^t .$$

Yhtälössä  $\alpha_{MeltTemp}$  on lumen sulamislämpötila joka on yli  $0^{\circ}\text{C}$ . Tätä pienemmissä lämpötiloissa lumen sulaminen on hyvin vähäistä. Tässä aineistossa  $\alpha_{MeltTemp}$  on  $3,7^{\circ}\text{C}$ . Yläindeksoitu  $+$  tarkoittaa että vain positiiviset erotukset huomioidaan. Lumen määrä periodilla  $t+1$  on edellisen periodin lumimäärä lisättynä lumeksi muuttuvan sateen määrällä ja vähennettynä sulavan lumen määrällä:

$$Snow^{t+1} = Snow^t + Freeze^t - Melt^t .$$

Huomaa, että lumen määrä  $Snow^t$  on aina ei-negatiivinen. Alkuperäinen lumen määrä  $Snow^0$  oletetaan tunnetuksi. (Vehviläinen & Pyykkönen 2005.)

Koko virtaamaa ei saada varastoitua. Osa vedestä virtaa läpi padotuista joista ja koskista. Tätä vettä ei voida varastoida ja se siirtyy suoraan sähköntuotantoon. Loput vedestä virtaa kuitenkin tekojärviin, joissa se voidaan varastoida. Vesivoiman tuottajat säätelevät tarkasti vesivarantoa päästämällä vettä padon läpi jos vesiallas uhkaa täyttyä. Jos vesiallas täyttyy, vettä on pakko juoksentaa padon ohi, joka aiheuttaa menetettyjä voittoja tuottajille. Virtaama jakautuu säätelemättömään osaan

$$Inflow_U^t = Inflow_{U\%}^t Inflow^t , \text{ ja säädeltyyn osaan}$$

$$Inflow_R^t = (1 - Inflow_{U\%}^t) Inflow^t$$

jossa  $Inflow_{U\%}^t$  on säätelemättömän virtaaman osuus prosentteina kokonaisvirtaamasta ja se määritellään tarkemmin

$$Inflow_{U\%}^t = \alpha_{Inflow1} + e^{\alpha_{Inflow2}} (1 - Re s_{\%}^t).$$

$\alpha_{Inflow1}$  ja  $\alpha_{Inflow2}$  ovat historiallisesta aineisosta estimoituja mallin parametreja joille on estimoitu arvot 0,2 ja -13,3.  $Re s_{\%}^t$  on vesivarannon arvo prosentteina kokonaiskapasiteetista. Säätelemätöntä virtaamaa esiintyy aina ja sen määrä lisääntyy kun vesivarannot lähestyvät kokonaiskapasiteettia. (Vehviläinen & Pyykkönen 2005.)

Alkuhetken  $t = 0$  vesivaranto oletetaan tunnetuksi. Vesivarannon muutos  $Re s^{t+1} - Re s^t$  koostuu virtaamasta  $Inflow^t$ , vähennettynä tuotantoon käytetyn veden määrällä  $Hydro^t$  ja, jos vesivarannot ovat täynnä, hukatun vesivarannon määrällä  $Spill^t$ :

$$Re s^{t+1} = Re s^t + Inflow^t - Hydro^t - Spill^t,$$

jossa tuotantoon käytetty vesivaranto  $Hydro^t$  selitetään myöhemmin ja  $Spill^t$  on muotoa:

$$Spill^t = \alpha_{spillrate} (Re s^t - \beta_{Re sAverage}^t - \alpha_{SpillLevel})^+.$$

Parametri  $\alpha_{spillrate}$  kertoo millä nopeudella vettä hukataan, kun vesivaranto ylittää pitkän aikavälin keskiarvon  $\beta_{Re sAverage}^t$  vähintään  $\alpha_{SpillLevel}$  verran. Aineistossa  $\alpha_{spillrate}$  on 0,13 ja  $\alpha_{SpillLevel}$  19,7 TWh. (Vehviläinen & Pyykkönen 2005.)

### 3.2.3 Kysyntä

Sähkön kysyntä mallinnetaan vakiotermillä, koska teollisuuden kysyntä on lähes vakio. Lisäksi kysyntäfunktiossa on lämpötilasta riippuva komponentti ja satunnaiskomponentti. Vakiotermi tunnetaan ja lämpötilasta riippuva osuus estimoidaan sellaiselta periodilta, jolta sekä lämpötila, että energiankulutus tunnetaan. (Vehviläinen & Pyykkönen 2005.)

Oletetaan, että sähkönkulutus on lineaarista tietyn minimi- ja maksimilämpötilan välillä ( $\alpha_{Temp\ min}$  ja  $\alpha_{Temp\ max}$ ). Kysynät ovat vastaavasti minimilämpötilassa  $\alpha_{Demand\ max}$  ja maksimilämpötilassa  $\alpha_{Demand\ min}$  (sähkön kulutus on kääntäen verrannollinen lämpötilaan nähden). Määritellään kysynnän muutos suhteessa lämpötilan muutokseen:

$$Demandslope = \frac{\alpha_{Demand\ min} - \alpha_{Demand\ max}}{\alpha_{Temp\ max} - \alpha_{Temp\ min}} < 0 .$$

Kokonaiskysyntä  $Demand^t = Demand^t(Temp^t)$  saadaan yhtälöstä

$$Demand^t = \alpha_{Demand\ max} + Demandslope \left[ (Temp^t - \alpha_{Temp\ min})^+ - (Temp^t - \alpha_{Temp\ max})^+ \right] + \varepsilon_{Demand}$$

Kysyntä on maksimissaan  $\alpha_{Demand\ max}$ , kun lämpötila on alle  $\alpha_{Temp\ min}$ . Kysyntä vähenee vauhdilla  $Demandslope$  lämpötilaan  $\alpha_{Temp\ max}$  saakka, jonka jälkeen kysyntä on minimissään. (Vehviläinen & Pyykkönen 2005.)

### 3.2.4 Minimitarjonta

Energian kokonaistarjonta koostuu tietyistä, lähinnä lämpötilan ja vesitilanteen määrittämästä minimitarjonnasta (baseload supply), jolla on hyvin matalat marginaalikustannukset ja jonka tasoa on hyvin vaikea säädellä. Minimitarjontaan kuuluu pohjimmiltaan kiinteän energiamäärän tarjoajat, kuten ydinvoimalat, vesivoimalat säätelemättömän virtaaman osalta sekä kunnalliset ja yksityiset yhdistetyn sähkön ja lämmön tuottajat. Minimitarjonta määräytyy seuraavan summan pohjalta:

$$Baseload^t = IndBaseload^t + SCHP^t + Inflow_{U}^t,$$

missä  $IndBaseload^t$  on yksityinen ydinvoiman ja yhdistetyn sähkön ja lämmön tuotanto,  $SCHP^t$  on kunnallinen sähkön ja lämmön tuotanto ja  $Inflow_{U}^t$  on vesivoimaloiden säätelemätön virtaama. (Vehviläinen & Pyykkönen 2005.)

Kunnallinen sähkön ja lämmön tuotanto  $SCHP^t$  määräytyy lämmitystarpeen mukaan, joka riippuu lämpötilasta. Malli on samanlainen kysyntäfunktion kanssa. Oletetaan, että lämmitystarve on lineaarinen funktio lämpötilasta, joten se voidaan johtaa kahta ääripäätä tarkastelemalla. Tuotanto on  $\alpha_{supplymax}$  jollain minimilämpötilalla  $\alpha_{tempmin}$  ja vastaavasti  $\alpha_{supplymin}$  lämpötilalla  $\alpha_{tempmax}$ . Funktion kulmakerroin  $SCHPslope^t$  määräytyy lausekkeesta

$$SCHPslope^t = \frac{\alpha_{supplymin} - \alpha_{supplymax}}{\alpha_{tempmax} - \alpha_{tempmin}} < 0$$

ja kunnallinen sähkön ja lämmön tuotanto  $SCHP^t$  yhtälöstä

$$SCHP^t = \alpha_{supplymax} + SCHPslope^t \left[ (Temp^t - \alpha_{tempmin})^+ - (Temp^t - \alpha_{tempmax})^+ \right].$$

Kunnallinen sähkön ja lämmön tuotanto riippuu voimakkaasti lämpötilasta ja vähentää merkittävästi lämpötilan vaikutusta kysyntään, tarjontaan ja sitä kautta itse spot-hintaan. (Vehviläinen & Pyykkönen 2005.)

### 3.3 Markkinahinta

Sähköpörssin toimintamekanismi johtaa siihen, että kysyntä- ja tarjontakäyrät kohtaavat spot-hintatasolla. Kysynnän ja tarjonnan kohtaamiselle on taloustieteessä useanlaisia malleja. Oletetaan tässä yhteydessä, että kysyntä on joustamatonta. Tarjontafunktio antaa hinnan joka vastaa joustamattoman kysynnän tasoa. Oletetaan lisäksi, että kysyntä ylittää aina minimitarjonnan tason ja ylimenevä osuus tuotetaan säädeltävissä olevalla vesivoimalla sekä polttoainevetoisella voimalatuotannolla, pääasiassa hiilivoimalla. (Vehviläinen & Pyykkönen 2005.)

Ylijäämätuotannon jakautuminen näiden kahden eri tuotantotavan välillä riippuu siitä, kuinka paljon tuottajat arvostavat vesivoimaa sekä polttoaineella tuotetun sähkön hinnasta. Seuraavaksi esitetään tuotantopäätösten riippuvuus hinnasta. (Vehviläinen & Pyykkönen 2005.)

Vesitilanne määrittää tuottajien halua käyttää vesivarantojaan sähkön tuottamiseen. Suhteessa keskimääräiseen vesivarantoon, veden arvo tuottajille on

$$WaterValue^t = \alpha_{WVSlope} ResPenalty^t \Delta_{HydroBalance} + \alpha_{WaterValueLevel}, \quad (1)$$

jossa  $\alpha_{WVSlope}$  on kulmakerroin,  $\Delta_{HydroBalance}$  on vesivarannon erotus normaalista vesivarannosta,  $\alpha_{WaterValueLevel}$  on normaali veden arvostustaso. Veden arvostus

nousee rangaistusfunktion  $ResPenalty^t$ :n mukaisesti kun vesivaranto lähestyy minimivarantoa.

$$ResPenalty^t = e^{-\alpha_{ResPenalty}(Res_{\%}^t - \alpha_{ResMin\%})} + 1 > 0.$$

Rangaistusfunktio alkaa eksponentiaalisesti vaikuttamaan veden arvostukseen kertoimella  $\alpha_{ResPenalty}$  kun vesivarannon prosentuaalinen osuus maksimivarannosta  $Res_{\%}^t$  lähestyy minimivarantoarvoa  $\alpha_{ResMin\%}$ . Muuten funktio saa arvoja läheltä ykköstä. (Vehviläinen & Pyykkönen 2005).

Polttovoimalla tuotetun energian tuottajahinta tuotantotasolla E on

$$CondPrice^t(E) = (\alpha_{CondPriceSlope}E + \alpha_{CondPriceLevel})^+, \quad (2)$$

missä  $\alpha_{CondPriceSlope}$  on sähkön marginaalihinta tuottajalle ja  $\alpha_{CondPriceLevel}$  on yhtälön tason säätävä vakiotermi. Hinta  $CondPrice^t$  on samalla tuottajahinta kaikille tuottajille. Veden arvosta ja polttovoimaloiden kohtaamasta tuottajahinnasta johdetaan markkinatasapainon spot-hinta. Korvaamalla edellisen yhtälön (2) hinta veden arvostustasolla  $WaterValue^t$  yhtälöstä (1) ja ratkaisemalla E ( $=SCondWV^t$ ), saadaan polttovoimalla tuotetun sähkön määrä tuottajahinnan alittaessa veden arvostuksen

$$SCondWV^t = \frac{1}{\alpha_{CondPriceSlope}(WaterValue^t - \alpha_{CondPriceLevel})^+}.$$

Huomaa, että polttovoimaa ei käytetä lainkaan, kun  $WaterValue^t$  on alle  $\alpha_{CondPriceLevel}$ . (Vehviläinen & Pyykkönen 2005.)

Jos polttovoimaloiden tuotanto ei riitä kattamaan minimitarjonnan ylittävää kysyntää, seuraava käyttöön tuleva tuotannon muoto on säädeltävä vesivoima. Säädeltävällä vesivoimalla tuotettu energia  $RegHydro^t$  vastaa tyydyttymätöntä kysynnän tasoa tai vesivoiman enimmäismäärää vähennettynä säatelemättömän vesivoiman  $SUnregHydro^t = Inflow_{U}^t$  tuotannolla:

$$SRegHydro^t = \min((Demand^t - Baseload^t - SCondWV^t)^+, \alpha_{Hydromax} - SUnregHydro^t),$$

jossa  $\alpha_{Hydromax}$  on vesivoiman enimmäismäärä. Funktio  $\min(\cdot)$  tarkoittaa, että säädellyn vesivoiman käyttö rajoittuu kyseisistä yhtälöistä pienemmän mukaan. Jos vesivoiman enimmäismäärä tulee käytetyksi, niin ylijäävä kysyntä tuotetaan lämpövoimalla, jolloin lämpövoiman kokonaismääräksi tulee

$$= SCondWV^t + (Demand^t - Baseload^t - SCondWV^t - SRegHydro^t)^+.$$

Tällöin (2) muuttuu muotoon

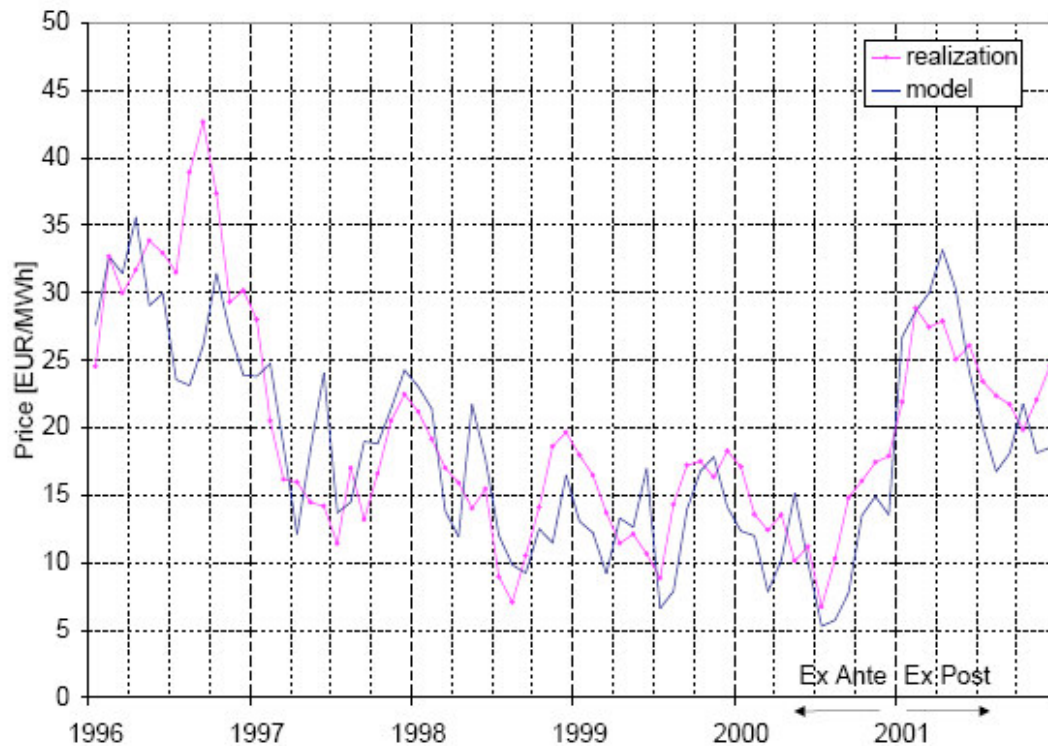
$$= (\alpha_{CondPriceSlope} SCond^t + \alpha_{CondPriceLevel})^+.$$

Vesi- ja lämpövoiman tuottajahinnat tietämällä on mahdollista ratkaista sähkön spot-hinta. Se määritellään edelläolevien perusteella seuraavasti

$$Spotprice^t = \frac{SCond^t CondPrice^t + SRegHydro^t WaterValue^t}{SCond^t + SRegHydro^t},$$

eli se on tuotantomäärillä painotettu keskiarvo lämpövoiman ja säädellyn vesivoiman tuottajahinnoista. (Vehviläinen & Pyykkönen 2005.)

Spot hinnan mallintamisessa on käytetty kuukausittaista havaintoaineistoa. Valuuttana on euro. Seuraavassa kuviossa on esitetty mallin antamat arvot vuodesta 1996 vuoteen 2000 (Ex ante), sekä mallin ennusteet vuodelle 2001 (Ex post.) Mallin antamien arvojen rinnalla on toteutunut spot-hinta vuoteen 2001 asti. Pelkästään lämpötila- ja sademääräparametrien on annettu vaihdella. Muut mallin parametrit on säilytetty ex ante –tasolla. (Vehviläinen & Pyykkönen 2005.)



**Kuvio 9. Mallin antamat arvot, toteutuneet arvot ja ennuste. (Vehviläinen & Pyykkönen 2005.)**

Mallin ennuste on melko lähellä toteutuneita arvoja. Mallin keskimääräinen ennustevirhe on 4,4 EUR/MWh. Kun kaikkien mallin parametrien annettiin mukautua toteutuneiden havaintojen mukaan kuukausittain, mallin ennustevirhe tippui 2,6:een.



## 4 TILASTOLLINEN AIKASARJAMALLI

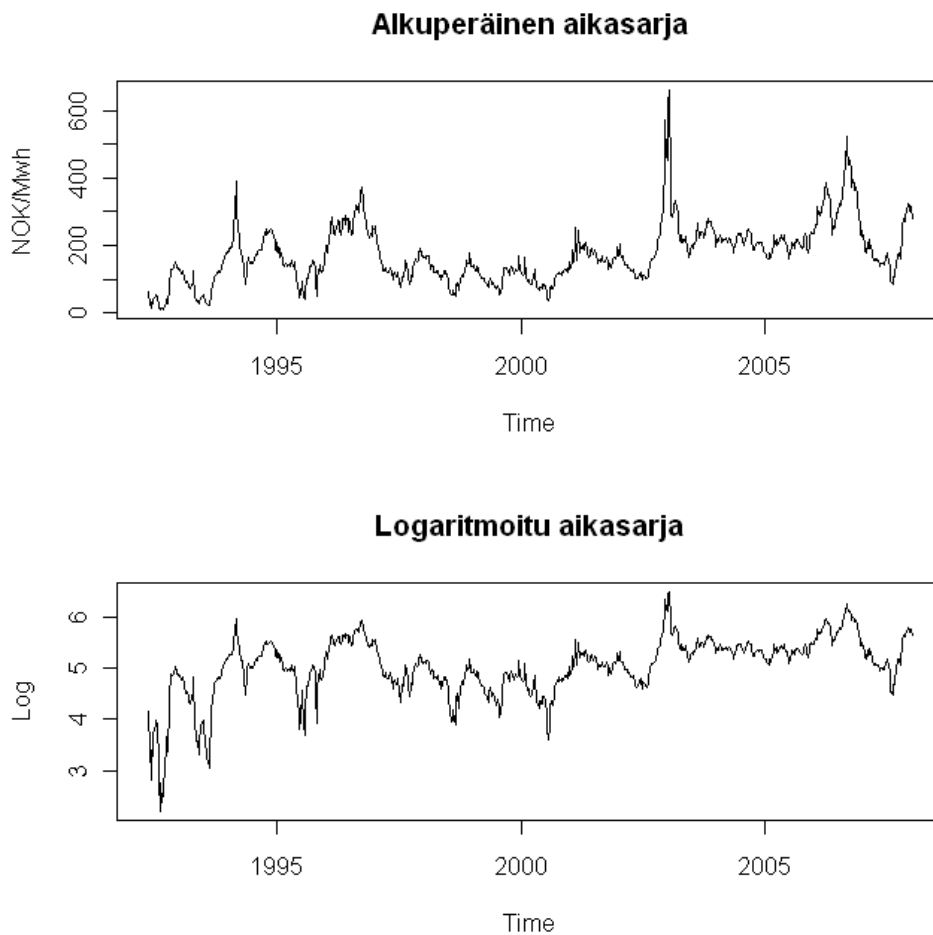
### 4.1 Käytetty aineisto ja alustavat muunnokset

Mallinnetaan tilastollisesti sähkön Spot-hintaa Nord Pool sähköpörssissä käyttäen aikasarja-analyysin menetelmiä. Tavoitteena on luoda puhdas aikasarja-analyysimalli, johon ei sisällytetä ulkopuolisia selittäjiä. Aineistona käytetään sähkön viikoittaisia spot-hintoja vuoden 1992 viikosta 19 vuoden 2007 loppuun, sekä ennustamisvaiheessa vuoden 2008 hintoja. Spot-hinnat on saatavilla Nord Poolin FTP-palvelimelta (Nord Pool 2008b.)

Tarkoituksena on löytää AR- MA- ja kausivaihtelumalleja hyväksikäyttäen sähkön spot-hintaa kuvaava malli. Mallissa spot-hintaa selitetään viivästetyillä selitettävän muuttujan arvoilla ja jäännösarvoilla. Hyvän mallin tunnistaa siitä, että mallin jäännössarja näyttää valkoisen kohinan prosessilta eli se on autokorreloimaton ja homoskedastinen. Lyhyesti jäännössarjan tulee muistuttaa satunnaisprosessia. Autokorrelaatio- ja osittaisautokorrelaatiofunktioita (ACF) ja osittaisautokorrelaatiofunktioita (PACF). Aineistona käytetään viikkohintoja vuoden 1992 viikosta 19 vuoden 2007 loppuun. Valuuttana käytetään Norjan kruunua NOK. Sähkön mittayksikkönä on MWh.

Aikasarjamallin estimointiin käytetään Box-Jenkins-menetelmää (Box & Jenkins 1976). Siinä aikasarja muutetaan ensin stationaariseen muotoon. Sen jälkeen vertaillaan autokorrelaatio- ja osittaisautokorrelaatiofunktioita eri ARMA-malleilla hyvän mallin löytämiseksi. Mallin hyvyys tarkistetaan informaatiokriteerien avulla ja hyvän mallin löydyttyä voidaan sitä käyttää ennusteen laatimiseen.

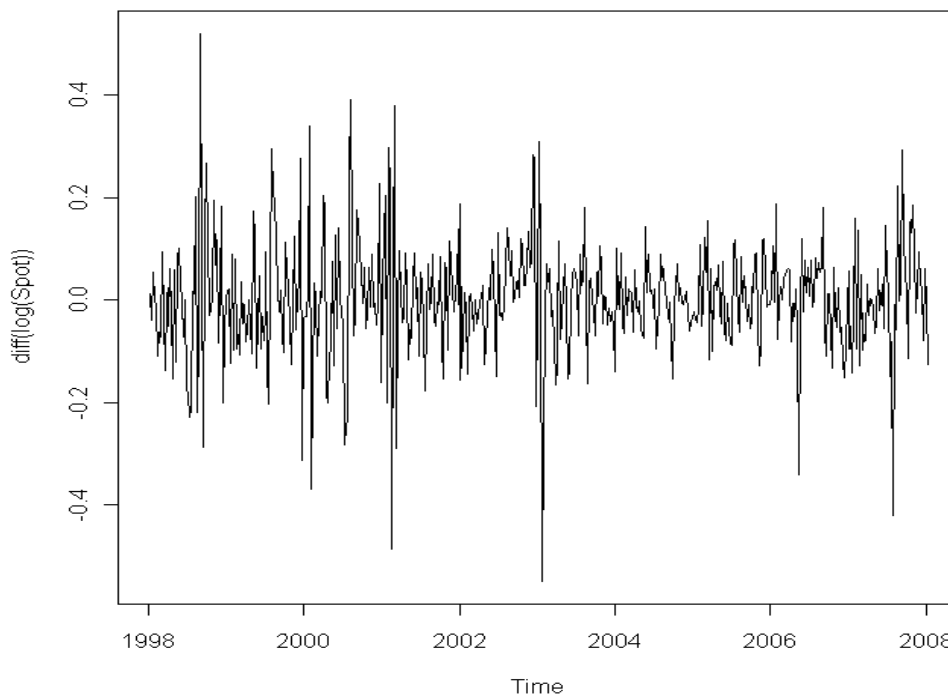
Aikasarjalle ei voida käyttää, jos havaintoaineisto ei ole stationaarinen, eli jos siinä voidaan havaita trendinomaista kasvua, tai varianssin vaihtelua, eli heteroskedastisuutta. Siksi aikasarjalle täytyy tehdä alustavia muunnoksia sen saattamiseksi stationaariseen muotoon. Tutkitaan ensin logaritmoinnin vaikutuksia havaintojen varianssin tasoittamiseksi. Alla on kuvattu alkuperäinen aikasarja sekä logaritmoitu aikasarja.



**Kuvio 10. Spot-hinta alkuperäisessä muodossaan ja logaritmoituna. (Nord Pool 2008b.)**

Alkuperäisen aikasarjan loppuosassa voidaan havaita suurempaa vaihtelua, mutta vaihtelu ei kasva eksponentiaalisesti. Logaritmoiduilla havainnoilla taas suurempi

variassi havaitaan aikasarjan alkupäässä, kun loppupään variassi tasoittuu. Koska meitä kiinnostaa lähinnä loppupää, voimme jättää alkupään huomiotta. Käytetään täsät eteenpäin vain havaintoja vuodesta 1998. Logaritmoidun sarjan loppupäässä voidaan silmämääräisestikin tarkastelemalla nähdä voimakas trendi. Differoimalla sarja kerran voidaan aikasarjasta poistaa lineaarinen trendielementti. Tarkastellaan differoituja ja logaritmoituja havaintoja vuodesta 1998 eteenpäin seuraavan kuvion avulla.



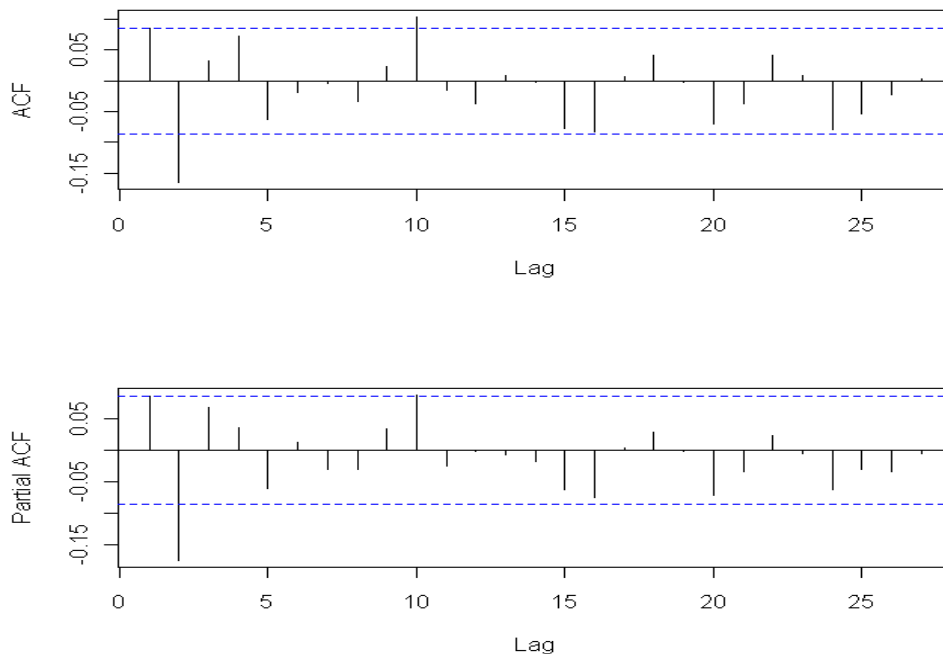
**Kuvio 11. Differoitu ja logaritmoitu aikasarja**

Differoitu aikasarja on melko tasainen ja muistuttaa suuresti valkoista kohinaa, eli täysin satunnaista stationaarista aikasarjaa. Stationaarisuutta voidaan testata Dickey-Fuller-testisuureella, jonka nollahypoteesi on, että sarja on epästationaarinen. Testisuureen arvoksi saadaan  $-3.9619$ , ja  $p$ -arvo on  $0,011$ , joten  $95\%$ :n merkitsevyystasolla nollahypoteesi hylätään; aikasarja on stationaarinen. Jatkossa käytetään differoituja, logaritmoituja muuttujia. Sarjan homoskedastisuuteen on syytä

suhtautua varauksella. Mahdollinen heteroskedastisuus vaikeuttaa mallin estimoimista ja saattaa heikentää osaltaan tuloksia.

#### 4.2 Mallin estimointi ja ominaisuuksien testaus

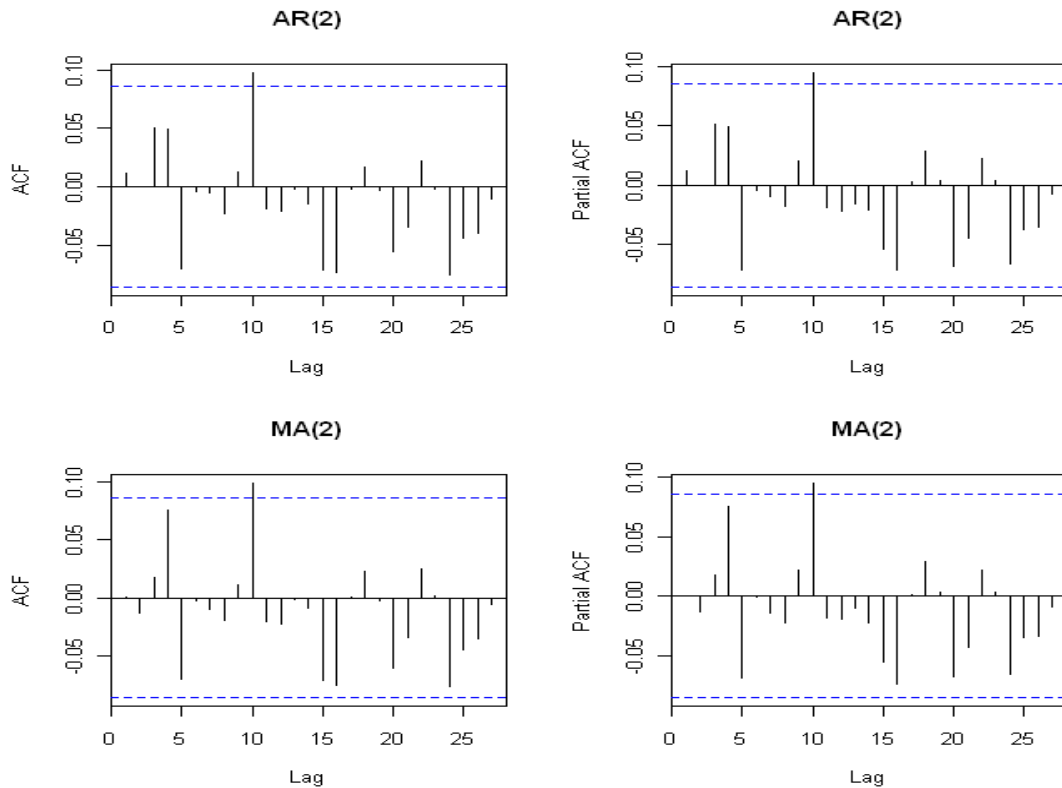
Sopivaa mallia voidaan etsiä tarkastelemalla aikasarja-aineistosta saatuja autokorrelaatio- (ACF) ja osittaisautokorrelaatiofunktioita (PACF). Vertailemalla niiden saamia arvoja eri viiveillä 95 %:n luottamusvälin arvoihin, voidaan sanoa onko sarjalla merkittävää autokorrelaatiota tietyllä viiveellä. Seuraavassa kuviossa on differoidun ja logaritmoidun aikasarjan autokorrelaatio- ja osittaisautokorrelaatiofunktioiden kuvaajat.



**Kuvio 12. ACF- ja PACF-funktiot differoidulle ja logaritmoidulle aikasarjalle**

Kuviosta huomataan että funktioista ei löydy monia tilastollisesti merkitseviä viiveitä. ACF ei häviä ennen viivettä 2 ja PACF ei häviä ennen viivettä 2. AR(1)- tai MA(1)-

malli ei ole riittävä poistamaan viiveen 2 merkitsevyyttä. Tältä pohjalta voidaan alkaa muodostaa viiveen 2 AR- ja MA-malleja ja tarkastelemalla residuaalien ACF- ja PACF- funktioita sopivan mallin löytämiseksi. Hyväksyttävässä mallissa tulee olla vähemmän kuin 95 % merkitseviä viiveitä. Alla olevassa kuviossa on sekä AR(2)-, että MA(2)-mallien ACF- ja PACF-funktiot.



**Kuvio 13. AR(2)- ja MA(2)-mallien jäännöstermien ACF- ja PACF-funktiot**

Molempien mallien osalta ACF- ja PACF- funktion arvo viiveellä 10 on merkitsevä. Merkitsevyys voitaisiin poistaa käyttämällä mallia, johon sisältyy kausikomponentti viiveellä 10, mutta se tekisi mallista tarpeettoman hankalan. Yksi merkitsevä viive 95% merkitsevyystasolla on hyväksyttävissä, joten voidaan tyytyä tähän. Mallien välillä ei ole havaittavaa eroa tarkasteltaessa aikasarjan jäännössarjaa, joten molemmat mallit kelpaavat. Tarkastellaan vielä informaatiokriteerejä paremman mallin valitsemiseksi.

**Taulukko 1. Informaatiokriteerit AR- ja MA-malleille**

|     | Informaatiokriteerit |          |
|-----|----------------------|----------|
|     | AR(2)                | MA(2)    |
| AIC | 8.22912              | 8.234364 |

AR(2)-malli saa Akaiken informaatiokriteerillä pienemmän arvon, joten se on parempi. Estimoitava malli saa siis muodon

$$DLSpot^t = \beta_0 + \phi_1 DLSpot^{t-1} + \phi_2 DLSpot^{t-2} + \varepsilon_t$$

Missä  $DLSpot^t$  on Spot-hinnan differoitu luonnollinen logaritmi hetkellä t. Estimoidaan AR(2)-malli differoidulle ja logaritmoidulle spot-hinnalle. Seuraavassa taulukossa on parametriestimaattien arvot. Parametrit on estimoitu SPSS-ohjelmalla. Ohjelma käyttää parametrien estimointiin kulloinkin parhaiten soveltuvaa pienimmän neliösumman menetelmää.

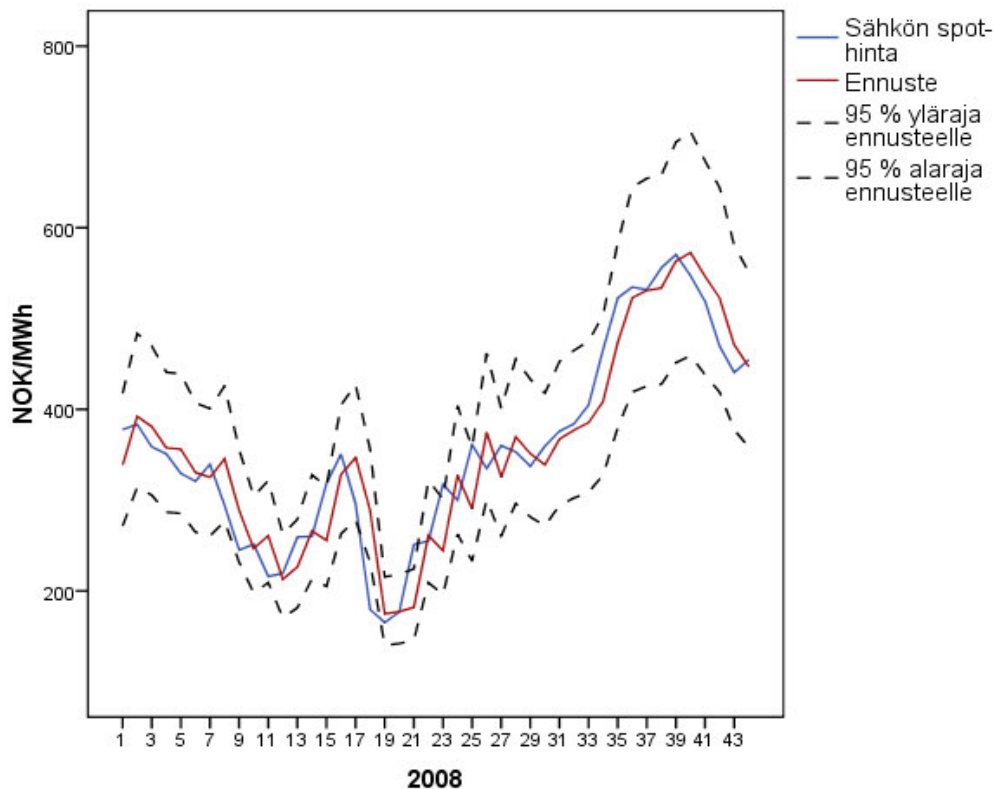
**Taulukko 2. AR(2)-mallin parametrit**

|          | Estimate | SE   | t      | Sig. |
|----------|----------|------|--------|------|
| Constant | 0,02     | ,005 | ,414   | ,679 |
| AR1      | -,108    | ,040 | -2,717 | ,007 |
| AR2      | ,141     | ,040 | 3,541  | ,000 |

Taulukosta huomataan, että kaikki muut parametrit paitsi vakio ovat tilastollisesti merkitseviä. Vakio sisällytetään kuitenkin malliin jatkossakin. Malliin liittyvä keskivirhe on 25,46 NOK/MWh. Käytetään NOK/EUR kurssia 0,11 ja saadaan keskivirheeksi euromääräisenä 2,80. Mallin korjattu selitysaste on 0,937.

### 4.3 Malliin liittyvän ennusteen laatiminen

Seuraavaksi tehdään valitsemallamme mallilla ennuste vuoden 2008 hinnoille. Hinnat ennustetaan 44 viikolle ja niitä verrataan vuoden 2008 ensimmäisten 44 viikon toteutuneisiin arvoihin. Dataa ennusteessa käytettävien parametrien laatimiseen on vuodesta 1998 vuoden 2007 loppuun. Seuraavassa kuviossa on saman SARIMA-mallin tuottama aikasarja, joka ennustaa seuraavan viikon spot-hintaa. Malli on estimoitu vuosien 1998–2007 arvoilla, ja sillä ennustetaan vuoden 2008 arvot. Ennuste on ns. one-step-ahead -ennuste, eli jokaista ennustetta tehdessä tunnetaan todelliset havainnot kaikilta edellisiltä t:n arvoilta. Vuoteen 2007 asti mallin antamat arvot ovat hyvin lähellä todellisia havaintoja, joten seuraava kuvio esittää ennusteet ja havainnot vain vuodelle 2008. Kuvioon on merkitty mustalla katkoviivalla 95 %:n ennustevirherajat.



Kuvio 14. Mallin ennusteet vuodelle 2008.

Kuviosta nähdään, että ennuste pysyttelee melko lähellä toteutunutta arvoa. Ennuste kuitenkin selkeästi pikemminkin seuraa todellista arvoa kuin edeltää sitä. Etenkin trendinomaisissa nousuissa ja laskuissa ennuste on hieman jäljessä. Toteutuneet arvot kuitenkin ylittävät ennustevirherajat vain satunnaisesti, joten siinä mielessä ennuste on onnistunut. Mallin selitysasetta saattaisi nostaa kausivaihtelua ja fundamenteja selittävien tekijöiden lisäys. Malliin olisikin hyvä saada esim. ilmastomuuttujia.

Ennusteeseen liittyvä keskivirhe on 37,38 NOK/MWh. Euroina keskivirhe on 4,11, kun Vehviläisen ja Pyykkösen mallissa ennusteen keskivirhe oli 4,4 EUR/MWh. Mallin keskivirheen heikkeneminen kertoo huonontuvasta ennustekyvystä ja muutoksen suuruus on yllättävää. Seuraavassa kappaleessa luodaan yhdistetty malli, jossa tuodaan erilaisia ulkopuolisia muuttujia selittäjiksi.



## 5 YHDISTETTY REGRESSIO- JA AIKASARJAMALLI

### 5.1 Käytetty aineisto ja muuttujien ominaisuudet

Mallinnetaan spot-hintaa regressioanalyysin avulla. Pyritään löytämään aikasarja-analyysin ja perinteisemmän regressioanalyysin keinoja yhdistäen malli, jossa selityskyky kasvaa edellisen kappaleen aikasarjamalliin verrattuna. Estimoidaan ensin regressiomalli alla esitellyillä selittävillä muuttujilla. Sen jälkeen selitetään jäännöstermiä aikasarjamallilla. Näin saadaan yhdistetty ARIMAX-malli, josta saatava selitysaste on odotettavasti korkeampi kuin puhtaalla aikasarjamallilla. Spot-hintoja edustaa edellisessä kappaleessa käytetyt NOK-hinnat. Estimoinnissa käytetään aineistoa vuodesta 1996 vuoden 2007 loppuun ja ennusteessa vuoden 2008 hintoja. Aikasarja-analyysin lisäksi käytetään seuraavassa taulukossa eriteltyjä ulkopuolisia muuttujia.

**Taulukko 3. Käytetyt muuttujat**

| Muuttuja                  | Selitys                        | Lähde   |
|---------------------------|--------------------------------|---|
| Päästöoikeus <sub>t</sub> | Päästöoikeuden hinta           | Nord Pool                                       |
| Vesivaranto <sub>t</sub>  | Vesivaranto                    | Nordel  |
| Lämpötila <sub>t</sub>    | Pohjoismainen lämpötilaindeksi | Norjan, Ruotsin ja Suomen ilmatieteen laitokset |
| Sademäärä <sub>t</sub>    | Pohjoismainen sademääräindeksi | Norjan, Ruotsin ja Suomen ilmatieteen laitokset |

Päästöoikeuksien myynti alkoi vasta vuonna 2005. Viikoittaiset arvot on saatu kyseisen viikon päivien keskiarvona. Valuuttana on NOK. Ensimmäinen havainto on vuoden 2005 viikolta 6. Edeltäville havainnoille on käytetty arvoa nolla.

Vesivarantoina on käytetty Nordelin verkkopalvelusta saatuja Suomen, Ruotsin ja Norjan vesivarantoja. Mallia varten käytetään tuotantomäärillä painottamalla saatua maiden keskiarvovesivarantoa:

$$\text{Vesivaranto}_t = \sum \left[ \frac{\text{tuotantomäärä} \times \text{maan vesivaranto}(\%)_t}{\text{Kokonaistuotanto}} \right]$$

Vesivaranto on ilmoitettu prosentteina vesialtaiden kokonaisvarannosta ja saa siten arvoja väliltä 0-100. Vesivarantojen arvot on saatavilla vuodesta 1996 vuoteen 2007. Sitä edeltäville havainnoille käytetään arvoa nolla.

Lämpötila- ja sademäärämuuttujille on laskettu edustavat arvot painotetun keskiarvon avulla. Lämpötilaindeksiin on sisällytetty lämpötilat mittauspisteistä:

- Gunnarn ja Luleå Ruotsin ilmatieteen laitokselta,
- Oslo Norjan ilmatieteen laitokselta ja
- Jyväskylä Suomen ilmatieteen laitokselta.

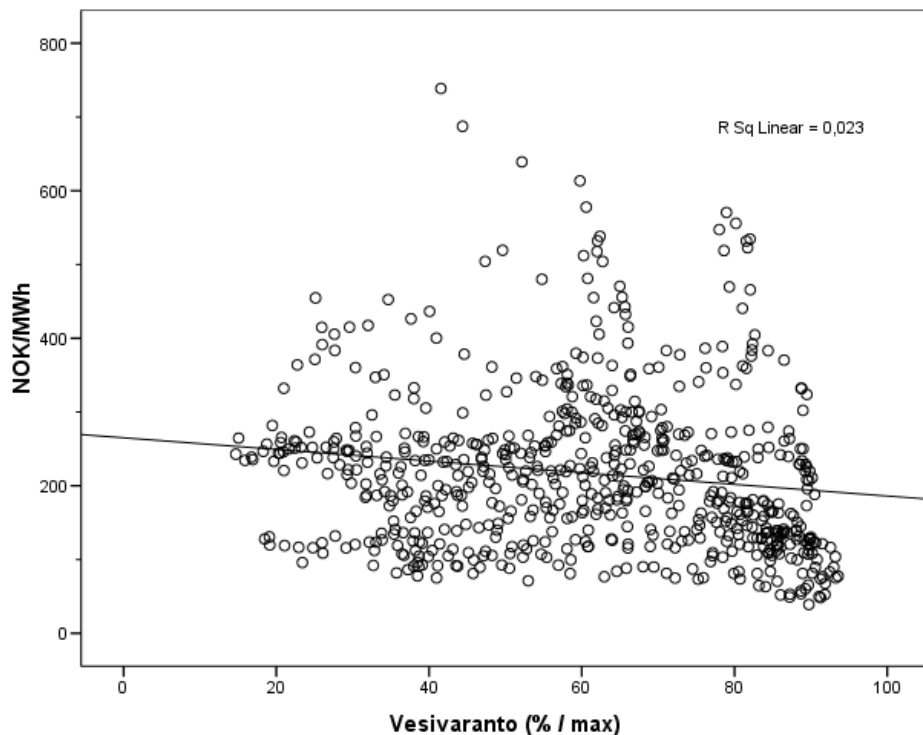
Mittauspisteet on valittu maantieteellisesti kattamaan likimain suurimpien väestötiheyksien alueet. Etelä-Suomea on valittu edustamaan Jyväskylä. Lisäksi Gunnarn on valittu pohjoisen sijaintinsa vuoksi antamaan painoa vesivoimaloiden tuotantoalueille. Lämpötilaindeksissä korostuu tiheimmin asutetut maiden eteläosat, koska lämpötilan vaikutus sähkön hintaan muodostuu lähinnä lämmitystarpeen mukaan. Vesivoiman tuotannon ja lämpötilan yhteys on lievempi.

Sademääriä kuvaavaan indeksiin on otettu sademäärät mittauspisteistä:

- Gunnarn ja Malmö Ruotsin ilmatieteen laitokselta,
- Oslo Norjan ilmatieteen laitokselta ja
- Jyväskylä Suomen ilmatieteen laitokselta.

Sademäärä vaikuttaa lähinnä vesivoiman tuotantoon. Sademääräindeksissä on painotettu enemmän Oslon havaintoja ja vähemmän Jyväskylän havaintoja edellämämainitusta syystä.

Seuraavaksi käydään alustavasti läpi muuttujien ja spot-hinnan välisiä riippuvuuksia sirontakuvioiden avulla. Kuviossa 15 on hahmoteltu spot hinnan ja vesivarantojen yhteyttä toisiinsa sirontakuvion avulla. Kuvioon on piirretty myös regressiosuora osoittamaan muuttujien välistä riippuvuutta.

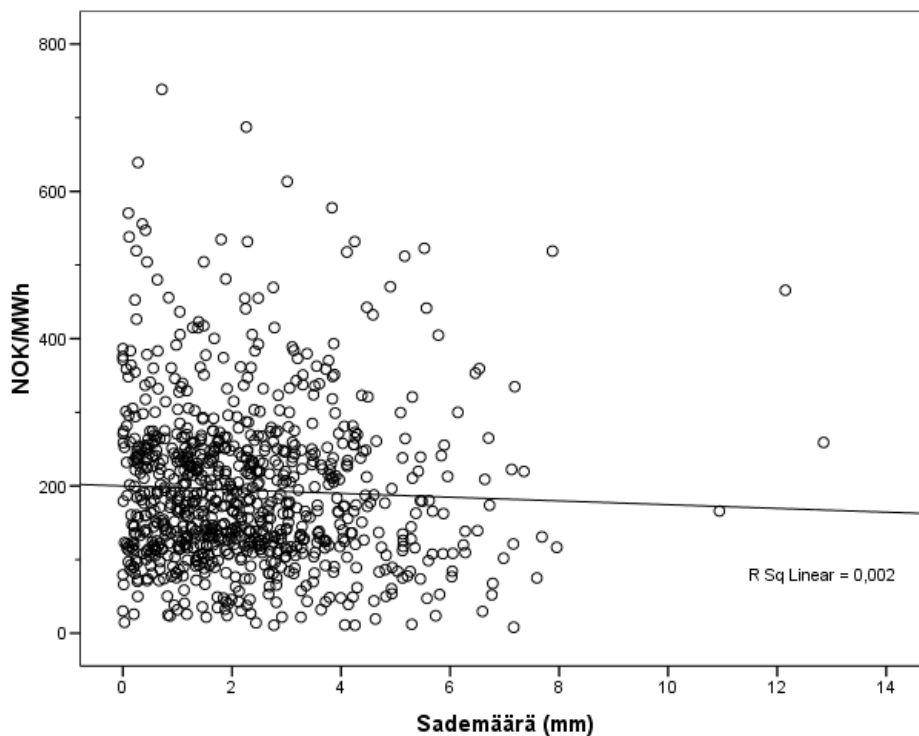


**Kuvio 15. Sirontakuviota Spot hinnasta ja vesivarannosta**

Kuviossa riippuvuus muuttujien välillä ei ole huomattavan voimakasta. Kuviossa on loivasti laskeva regressiosuora. Suoran kyky selittää muuttujien välistä riippuvuutta voidaan mitata kuviossa näkyvän selityskertoimen avulla. Selityskertoimen arvo on hyvin matala, joten voidaan odottaa vain hyvin heikkoa riippuvuutta.

Alhaisilla vesivarannon arvoilla spot hinta vaihtelee lähes satunnaisesti ja on riippumaton vesivarannon tasosta. On kuitenkin huomattavaa, että hyvää vesitilannetta vastaa selvästi useammin keskiarvoa matalampi spot hinta. Mitä korkeampia arvoja vesivaranto saa, sitä vahvempi riippuvuus havaitaan muuttujien välillä.

Kuviossa 16 on sirontakuvio sademäärän ja spot-hinnan välillä. Kuviossa on lisäksi regressiosuora ja siihen liittyvä selitysaste.

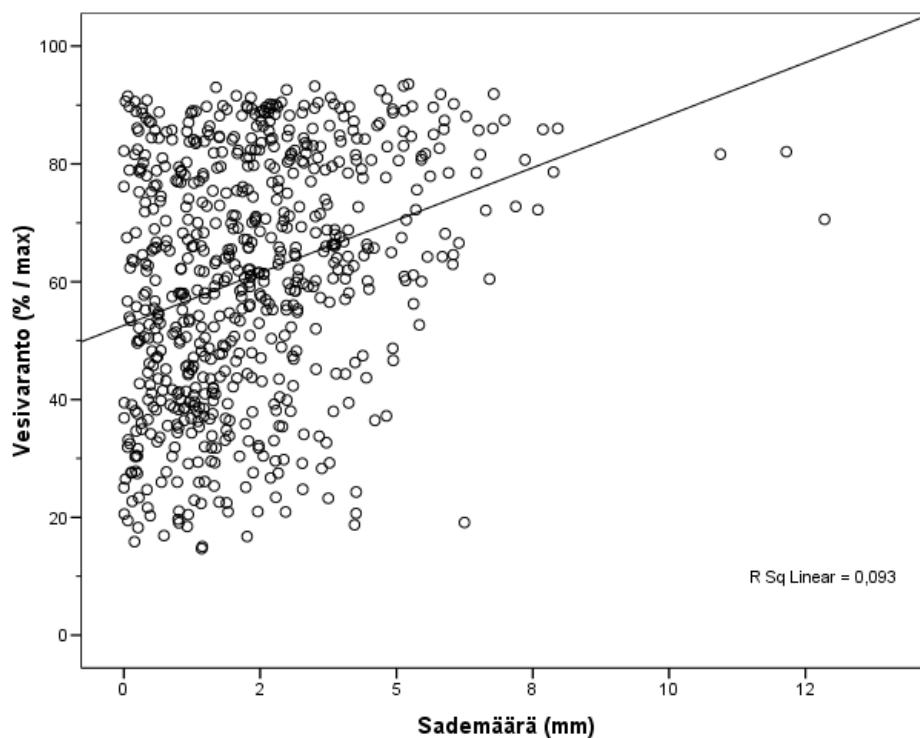


**Kuvio 16. Sirontakuvio Spot hinnasta ja sademäärästä**

Sademäärän vaikutus spot hintaan on vähäinen. Muuttujien välistä riippuvuutta kuvaava regressiosuora on lähes vaakasuora ja siihen liittyvä selitysaste on hyvin pieni. Vähäsateisella tai sateettomalla viikolla sähkön hinta vaihtelee paljon. Mitä

suurempi sademäärä, sitä pienempi on sähkön hinta ja vähäisempi sähkön hinnan vaihtelu.

Sademäärän vaikutus sähkön hintaan on yllättävän merkityksetön. Voidaan olettaa sen pääasiallisen merkityksen olevan epäsuoraa. Vehviläisen ja Pyykkösen mallissa sen vaikutus oli mallinnettu epäsuorasti. Lisäksi se mittaa jokseenkin samaa asiaa kuin vesivarantokin. Jätetään sademäärämuuttuja pois tulevasta regressiomallista, koska sen vaikutus spot-hintaan on näin heikko. Sisällytetään kuitenkin vesivaranto malliin, jotta vesivoimaloiden tuotantoedellytyksiä saataisiin mallinnettua jollain muuttujalla. Tarkastellaan seuraavaksi sademäärän vaikutusta vesivarantoihin.



**Kuvio 17. Sirontakuvio vesivarannosta ja sademäärästä**

Sademäärän vaikutus vesivarantoon on havaittavasti positiivinen. Jälleen sademäärän ollessa lähellä nollaa, vesivaranto vaihtelee sademäärästä riippumatta ja varianssi on suuri. Kun sademäärä kasvaa, todennäköisyys suuriin vesivarantoihin

kasvaa selkeästi. Myös varianssi vesivarannolla pienenee. Taulukossa 4 on muuttujien tunnuslukuja ja ääriarvoja.

**Taulukko 4. Muuttujien tunnuslukuja**

|              | N   | Minimum | Maximum | Mean   | Std. Deviation |
|--------------|-----|---------|---------|--------|----------------|
| Spot-hinta   | 626 | 9,12    | 660,00  | 180,38 | 90,45          |
| Päästöoikeus | 626 | ,00     | 30,75   | 4,58   | 8,85           |
| Vesivaranto  | 626 | ,00     | 93,56   | 60,23  | 21,44          |
| Lämpötila    | 626 | -21,23  | 21,57   | 3,95   | 9,00           |
| Sademäärä    | 626 | ,00     | 12,85   | 2,28   | 1,73           |

Taulukosta nähdään muuttujiin liittyvät keskiarvot ja hajonnat. Lisäksi on ilmoitettu minimi- ja maksimi-arvot. Aineistossa on 626 havaintoa. Taulukosta näkyy sähkömarkkinoilla tyypillisesti esiintyvä korkea keskihajonta. Taulukko 5 kuvaa muuttujien välisiä korrelaatioita.

**Taulukko 5. Korrelaatiot**

|              | Spot-hinta | Päästöoikeus | Vesivaranto | Lämpötila | Sademäärä |
|--------------|------------|--------------|-------------|-----------|-----------|
| Spot-hinta   | 1          |              |             |           |           |
| Päästöoikeus | 0,437(**)  | 1            |             |           |           |
| Vesivaranto  | -0,188(**) | 0,080(*)     | 1           |           |           |
| Lämpötila    | -0,198(**) | 0,096(**)    | 0,257(**)   | 1         |           |
| Sademäärä    | -0,064     | 0,046        | 0,305(**)   | 0,281(**) | 1         |

\*\* Korrelaatio on merkittävää 99% merkitsevyystasolla

\* Korrelaatio on merkittävää 95% merkitsevyystasolla

Muuttujilla on voimakkaita korrelaatioita suhteessa toisiinsa. Taloudellisissa aikasarjoissa vastaava on yleistä. Muuttujien väliset korrelaatiot saattavat lisätä estimoitavien parametrien keskivirhettä. Tarkastellaan seuraavaksi muuttujiin liittyvien VIF- testien (variance inflation factor) arvoja taulukosta 6. VIF-testisuure kuvaa kyseisen muuttujan ja muiden selittävien muuttujien välistä monimuuttujakorrelaatiota. Sitä käytetään selvittämään muuttujiin liittyvää multikollineaarisuutta, joka on ongelmallista mallin estimoinnin kannalta. VIF-testisuureen minimiarvo on yksi, ja jos testisuure saa suuremman arvon kuin 5, liittyy muuttujiin multikollineaarisuutta.

**Taulukko 6. Muuttujien VIF-arvot**

|              | VIF   |
|--------------|-------|
| Päästöoikeus | 1,016 |
| Vesivaranto  | 1,144 |
| Lämpötila    | 1,148 |
| Sademäärä    | 1,170 |

Muuttujat saavat arvoja läheltä VIF-testisuureen alarajaa. Nähdään, että muuttujiin ei liity multikollineaarisuutta. Estettä mallin estimoinnille ei siis ole.

## 5.2 Mallin estimointi

Estimoidaan mallin parametrit. Taulukossa 7 on parametrien estimaatit. Lisäksi taulukosta nähdään parametreihin liittyvät keskivirheet, t-testisuureen arvot ja t-testisuureisiin liittyvät merkitsevyystasot. Parametrit on estimoitu SPSS-ohjelmalla, ohjelman valitsemalla pienimmän neliösumman menetelmällä.

**Taulukko 7. Yhdistetyn mallin alustavat parametriestimaatit**

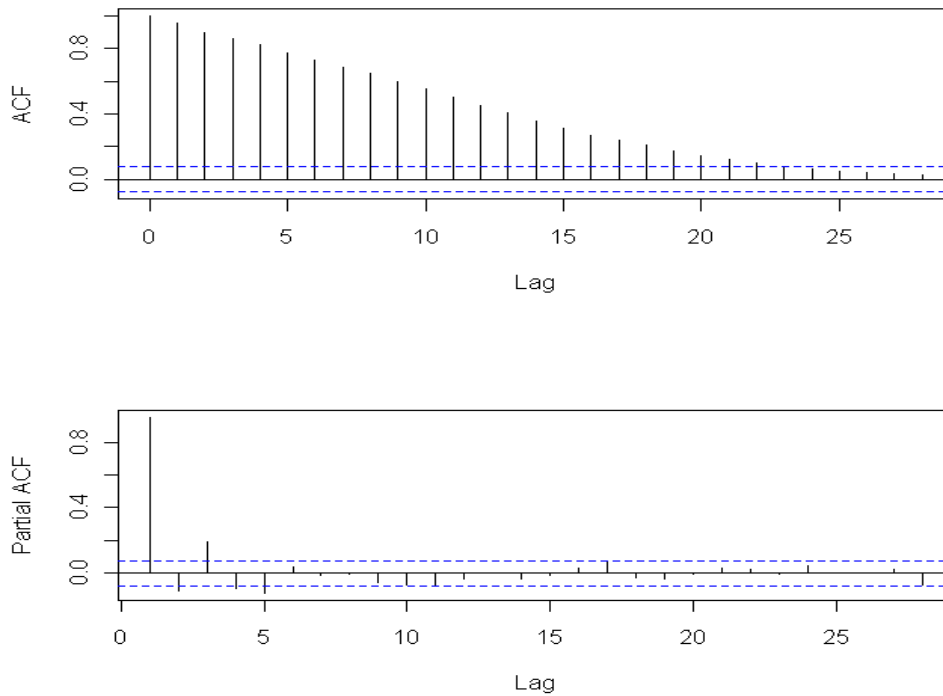
|              | Estimates | Std. Error | t      | Approx Sig |
|--------------|-----------|------------|--------|------------|
| (Constant)   | 238,237   | 11,117     | 21,429 | ,000       |
| Päästöoikeus | 5,858     | ,366       | 16,104 | ,000       |
| Vesivaranto  | -,810     | ,177       | -4,585 | ,000       |
| Lämpötila    | -1,609    | ,403       | -3,997 | ,000       |

Kaikki selittävät muuttujat ovat merkitseviä. Mallin korjattu selitysaste on 0,295. Sisällytetään malliin edelleen muuttujat päästöoikeus, vesivaranto ja lämpötila. Lisäksi mallissa on vakiotermi. Mallinnetaan seuraavaksi aikasarjaosuutta Box-Jenkins-menetelmällä.

Jäännössarjan stationaarisuutta voidaan testata Dickey-Fuller-testisuureella. Stationaarisuus on erittäin olennaista aikasarjamallintamisen kannalta. Testisuureen arvoksi saadaan -4,0918, ja p-arvo on pienempi kuin 0,01, joten nollahypoteesi hylätään; aikasarja on stationaarinen. Voidaan siis mallintaa aikasarjaosuus.

Tarkastellaan seuraavaksi mallin jäännöstermejä autokorrelaatio- (ACF) ja osittaisautokorrelaatiofunktioiden (PACF) avulla, jotta voidaan määrittellä oikeanlainen aikasarjamalli. Autokorrelaatio- ja osittaisautokorrelaatiofunktio löytyvät kuviosta 18.





**Kuvio 18. Residuaalin ACF- ja PACF-funktiot**

Autokorrelaatiofunktio laskee hitaasti ja osittaisautokorrelaatiofunktio katkeaa. Voidaan selvästi odottaa jonkinlaista  $AR(p)$ -mallia. Viivettä  $p$  voidaan kokeilla estimoimalla jäännöstermille muutamia eri viiveiden  $p$  malleja ja valitsemalla niistä paras. MA-osan lisääminen malliin ei paranna residuaalin ominaisuuksia, joten sitä ei tässä käsitellä. Liitteessä 2 on esitetty ACF- ja PACF-funktiot, kun  $p=1-5$ . Tailstollisesti merkitseviä viiveitä on molemmissa funktioissa yhteensä

- 9, kun  $p=1$
- 6, kun  $p=2$
- 4, kun  $p=3$
- 4, kun  $p=4$  ja
- 2, kun  $p=5$ .

Paras malli tältä kannalta on siis AR(5). Vertaillaan vielä Akaiken informaatiokriteerejä p:n eri arvoilla.

**Taulukko 8. Informaatiokriteerit SARIMA- ja ARIMA-malleille**

|     | Informaatiokriteerit |          |          |          |          |
|-----|----------------------|----------|----------|----------|----------|
| p = | 1                    | 2        | 3        | 4        | 5        |
| AIC | 6.317597             | 6.312856 | 6.287536 | 6.285304 | 6.277858 |

Myös Aikaiken informaatiokriteerien valossa nähdään, että AR(5)-malli on paras selittämään jäännössarjaa. Seuraavaksi siis estimoidaan malli, jossa on selittäjinä kolme ulkoista muuttujaa, vakiotermi ja viisi spot hinnan viivästettyä arvoa. Mallin kaava näyttää seuraavalta:

$$Spot^t = \phi_1 Spot^{t-1} + \phi_2 Spot^{t-2} + \phi_3 Spot^{t-3} + \phi_4 Spot^{t-4} + \phi_5 Spot^{t-5} + \beta_0 + \beta_1 Päästöoikeus^t + \beta_2 Vesivaranto^t + \beta_3 Lämpötila^t + \varepsilon_t$$

Seuraavassa taulukossa on estimoituun malliin liittyvät parametriestimaatit.

**Taulukko 9. Uuden mallin parametriestimaatit**

|                  | Estimate | SE    | t      | Sig. |
|------------------|----------|-------|--------|------|
| Constant         | 5,072    | 4,531 | 1,120  | ,263 |
| Päästöoikeus     | ,357     | ,129  | 2,762  | ,006 |
| Vesivaranto      | ,069     | ,052  | 1,314  | ,189 |
| Lämpötilaindeksi | -,275    | ,114  | -2,414 | ,016 |
| AR1              | 1,116    | ,040  | 27,896 | ,000 |
| AR2              | -,403    | ,060  | -6,694 | ,000 |
| AR3              | ,361     | ,061  | 5,952  | ,000 |
| AR4              | -,029    | ,060  | -,488  | ,626 |
| AR5              | -,092    | ,040  | -2,279 | ,023 |

Uudesta mallista huomataan, että vakiota, vesivarantoa ja AR(4)-muuttujaa lukuunottamatta kaikkiin muuttujiin liittyvät parametrit ovat merkitseviä. Vakio säilytetään mallissa, koska sen poistaminen muuttaisi joidenkin tunnuslukujen tulkintaa ja hankaloittaisi vertailua. Vesivaranto säilytetään myös mallissa. Mallin keskivirhe on 24,64 NOK/MWh, eli 2,71 EUR/MWh. Se on parempi kuin puhtaassa aikasarjamallissa. Mallin korjattu selitysaste on 0,942.

### 5.3 Malliin liittyvän ennusteen laatiminen

Ennuste laaditaan viivästämällä selittäviä muuttujia yhdellä viiveellä. AR-muuttujia ei tarvitse viivästyä. Ennustemallissa käytetään AR(5)- muuttujien lisäksi seuraavia muuttujia.

#### Taulukko 10. Ennustemallin muuttujat

| Muuttuja                    | Selitys                        | Lähde   |
|-----------------------------|--------------------------------|---|
| Päästöoikeus <sub>t-1</sub> | Päästöoikeuden hinta           | Nord Pool                                       |
| Vesivaranto <sub>t-1</sub>  | Vesivaranto                    | Nordel  |
| Lämpötila <sub>t-1</sub>    | Pohjoismainen lämpötilaindeksi | Norjan, Ruotsin ja Suomen ilmatieteen laitokset |
| Sademäärä <sub>t-1</sub>    | Pohjoismainen sademääräindeksi | Norjan, Ruotsin ja Suomen ilmatieteen laitokset |

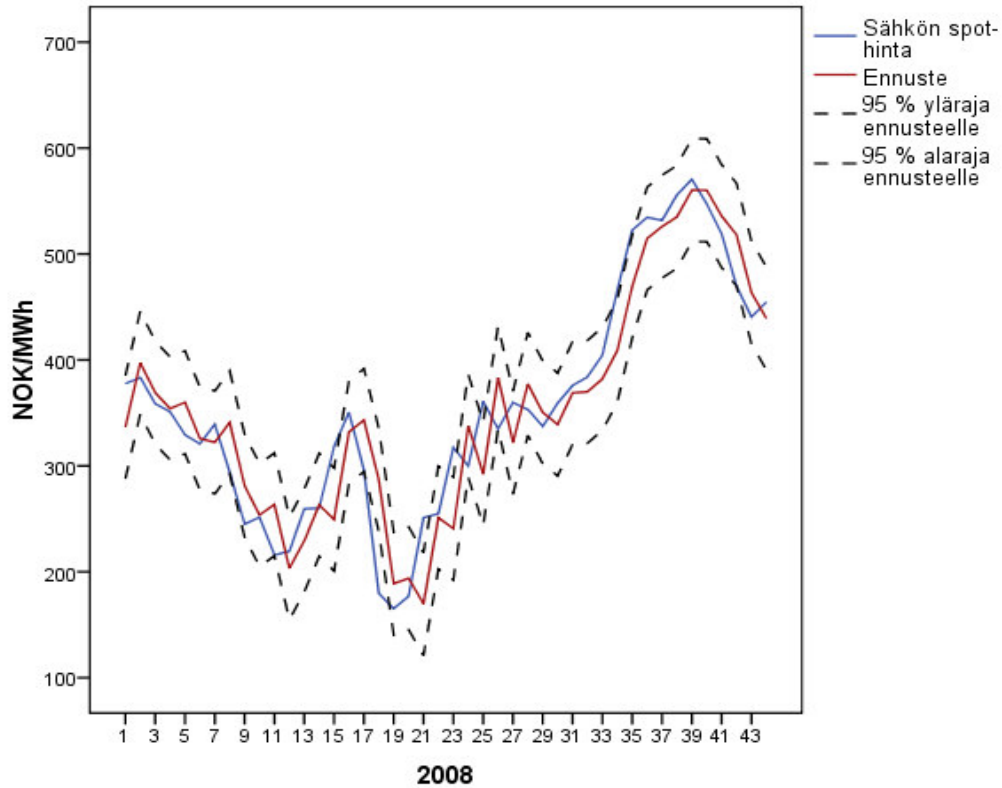
Ensimmäisessä estimoinnissa saatu t-arvo hylkää lämpötilan ja sademäärän merkityksellisyyden selvästi. On odotettua ettei edellisen periodin sademäärä vaikuta juurikaan seuraavan viikon sähkön hintaan. Pudotetaan sademäärämuuttuja siis mallista pois. Lämpötilan säilyttäminen mallissa voitaisiin teoriassa perustella, mutta jätetään sekin mallista. Lopullisen ennustavan mallin parametrit ovat taulukossa 11.

**Taulukko 11. Ennustavan mallin parametriestimaatit**

|                | Estimate | SE    | t      | Sig. |
|----------------|----------|-------|--------|------|
| Constant       | 2,407    | 4,495 | ,536   | ,592 |
| PäästöoikeusL1 | ,293     | ,130  | 2,256  | ,024 |
| VesivarantoL1  | ,077     | ,051  | 1,505  | ,133 |
| AR1            | 1,115    | ,040  | 27,756 | ,000 |
| AR2            | -,401    | ,060  | -6,637 | ,000 |
| AR3            | ,365     | ,061  | 6,006  | ,000 |
| AR4            | -,028    | ,060  | -,466  | ,641 |
| AR5            | -,092    | ,040  | -2,281 | ,023 |

Taulukon mukaisen mallin parametriestimaatit ovat merkitseviä poislukien vesivaranto ja vakiotermi. Vakio pidetään kuitenkin mallissa edellä mainituista syistä. Mallin korjattu selitysaste on 0,941 ja keskivirhe 24,72 NOK/MWh eli 2,72 EUR/MWh.

Tarkastellaan seuraavaksi mallin antamaa ennustetta vuodelle 2008. Ennuste on laadittu ns. viikko kerrallaan, eli joka havaintoa ennustettaessa on edellisen viikon toteutuneet havainnot selitettävän ja selittävien muuttujien osalta tiedossa. Mallin antama ennuste on kuviossa 19. Kuviosta ilmenee myös ennustevirherajat, sekä toteutuneet hinnat vuodelle 2008.



**Kuvio 19. SARIMAX-mallin ennuste vuodelle 2008**

Mallin ennuste seuraa jälleen toteutunutta arvoa viikon jäljessä. Toteutunut arvo pysyy hyvin ennustevirherajojen sisällä, joskin voimakkaiden nousujen ja laskujen aikana käy sen ulkopuolella muutamankin peräkkäisen havainnon ajan. Ennustejaksolla mallin keskivirhe heikkenee ollen 38,40 NOK/MWh, eli 4,22 EUR/MWh.

## 6 YHTEENVETO

Tässä työssä mallinnetaan sähkön spot-hintaa erilaisilla menetelmillä. Eri mallien vertailu toisiinsa estimointi- ja ennustekyvyn perusteella on mielenkiintoista, mutta saattaa olla osittain ongelmallista, koska jos kyse on eri ajanjaksosta, jo inflaation vaikutus vääristää keskivirhettä. Myös eri NOK/EUR vaihtokurssin käyttö voi olla ongelmallista. Vehviläinen ja Pyykkönen käyttävät vaihtokurssia 0,13 kun tässä työssä käytetään vaihtokurssia 0,11.

Erilaiset mallinnuskeinot antavat hyvin erilaisia tuloksia hintojen selittämisessä ja toisaalta niiden ennustamisessa. Vuoteen 2007 asti mallien antamat ennusteet poikkesivat keskimäärin oikeasta arvosta 2,8 EUR/MWh AR(2)-mallissa ja 2,72 yhdistetyssä mallissa. Yhdistetyn mallin antamat arvot olivat hieman lähempänä todellisia arvoja. Pelkän regressiomallin osalta Kalatien (2006) työssä keskivirhe on 4,77.

Ennustejaksolla eli vuonna 2008 keskivirheet olivat 4,11 AR(2)-mallin osalta ja 4,22 yhdistetyn mallin osalta. Ennustejaksolla aikasarjamalli onnistui yhdistettyä mallia paremmin. Vehviläisen ja Pyykkösen mallissa keskivirhe ennusteessa oli 4,40. Mallien estimointi- ja ennustekyvyn voi olla tyytyväinen. Mallien estimoimat spot-hinnat pärjäävät hyvin vertailussa muihin tutkimuksiin nähden. Torron mallissa suhteellinen keskivirhe yhden viikon ennusteelle on n. 6 %, Kalatiellä 11 %, AR(2)- ja yhdistetyllä mallilla n. 9 %.

Voidaan nähdä, että vaikka eksogeeniset muuttujat ovatkin suuressa osassa hintojen selittäjinä, niiden kyky ennustaa hintojen kehittymistä on heikompi. Puhdas aikasarjamalli onnistuu paremmin selittämään tulevia hintoja. Vehviläisen ja Pyykkösen tai Kalatien mallissa ei päästä merkittävästi erilaisiin tuloksiin, vaikka ulkopuolisia muuttujia on enemmän.

Sähkön spot-hintaa mallinnettaessa voidaan perustellusti käyttää myös aikasarjamalleja. Spot hintojen ennustamisessa futuurihintojen pitäisi olla yksi parhaista estimaattoreista. Torro (2007) vertaakin omaa ARIMAX-malliaan futuurien hintoihin. Käy ilmi, että futuurien hinnat ovat paras estimaatti seuraavan viikon spot-hinnalle, mutta pidemmällä tähtäimellä ARIMAX-mallilla päästään parempaan tulokseen. Vastaavilla hintamalleilla pitäisikin ehkä ennustaa hintoja pidemmällä kuin yhden viikon ennustevalilla saadakseen markkinoihin nähden suuremman hyödyn.

Regressiomalliin valittuja muuttujia rajoitti paljon monien tarjolla olevien muuttujien maksullisuus. Yhdistetyssä mallissa olisi ollut hyvä käyttää selittävinä muuttujina esim. lämpövoimaloiden raaka-ainehintoja ja vesistöjen virtaamia. Myös rakennemuutosten mallintaminen voisi olla mielenkiintoista.

Aikasarja-analyysillä ja regressioanalyysillä saatuja estimoituja spot-hintoja voidaan käyttää pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla voittojen tavoittelemiseen tai riskeiltä suojautumiseen. Erilaisten suojausmenetelmien vertailua ja suojaustarpeen määrittelyä auttaa tulevien hintojen estimointi. Lyhyen tähtäimen strategioiden tukena hinta-analyysi on oivallinen työkalu. Pidemmän tähtäimen suunnittelussa auttaa yleinen näkemys tulevasta sähkön hinnan kehityksestä ja sen luonteesta erittäin volatiilina ja epävakaina hyödykkeenä.

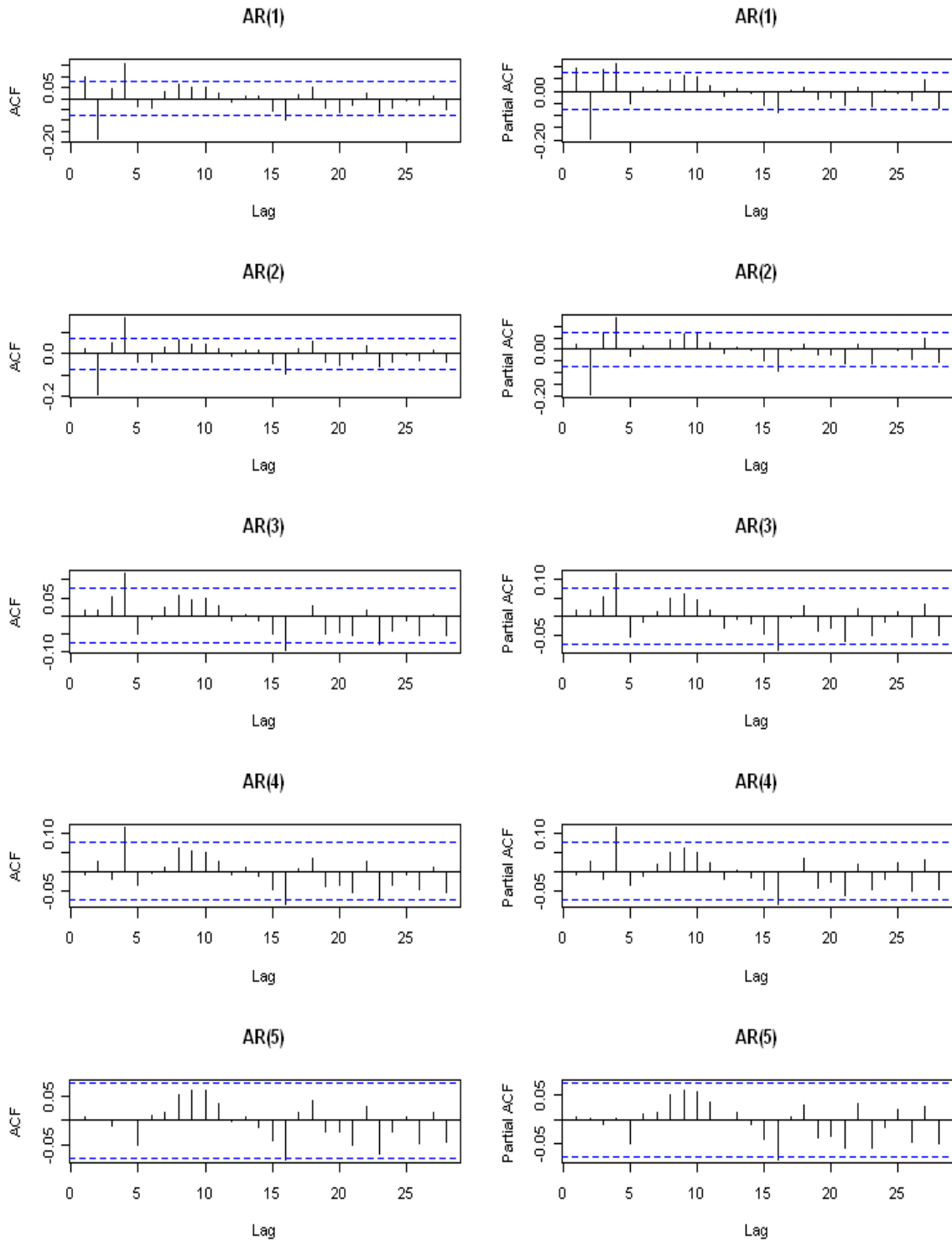
## LIITTEET

Liite 1: Sähkön tuotanto tuotantomuodoittain 2006,GWh, Nordel (2006).

|                         | Denmark | Finland | Iceland | Norway  | Sweden  | Nordel  |
|-------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Total generation        | 43 328  | 78 590  | 9 925   | 121 715 | 140 314 | 393 872 |
| Nuclear power           | -       | 21 982  | -       | -       | 64 984  | 86 966  |
| Other thermal power     | 37 198  | 45 119  | 5       | 1 123   | 13 167  | 96 612  |
| - Condensing power      | -       | 17 547  | -       | 0       | 778     | 18 325  |
| - CHP, district heating | 35 433  | 14 505  | -       | 113     | 6 912   | 56 963  |
| - CHP, industry         | 1 762   | 13 064  | -       | 561     | 5 464   | 20 851  |
| - Gas turbines, etc.    | 3       | 3       | 5       | 449     | 13      | 473     |
| Hydro power             | 23      | 11 342  | 7 289   | 119 919 | 61 176  | 199 749 |
| Wind power              | 6 107   | 147     | -       | 673     | 987     | 7 914   |
| Geothermal power        | -       | -       | 2 631   | -       | -       | 2 631   |
| Total generation 2005   | 34 353  | 67 497  | 8 679   | 137 948 | 154 609 | 403 086 |
| Change compared to 2005 | 26.1%   | 16.4%   | 14.4%   | -11.8%  | -9.2%   | -2.3%   |



Liite 2: ACF- ja PACF funktiot yhdistetyn mallin jäännöstermeille



## LÄHTEET

### Painetut lähteet:

Box, G.E.P. & Jenkins G.M. (1976). *Time Series Analysis: Forecasting and Control*. San Fransisco, Holden Day.

Davison, M., Anderson, C. L., Marcus, B. & Anderson, K. (2002). *Development of a hybrid model for electrical power spot prices*. IEEE Transactions on Power Systems 17. 257–264.

Deng, S. (2000). *Pricing electricity derivatives under alternative spot price models*. Proceedings of the 33rd Hawaii International Conference on System Sciences.

Energiateollisuus (2005). *Energia ja Suomen kilpailukyky, Energia-alan toimialaraportti Suomi maailmantaloudessa –selvitykseen*.

Eydeland, A. & Wolyniec, K. (2003). *Energy and Power Risk Management: New Developments in Modeling, Pricing and Hedging*. New Jersey, John Wiley & Sons, Inc.

Fortum (2007). *Pohjoismainen sähkömarkkina ja edelläkävijyyden eväät*.

Kalatie, S. (2006). *Sähkön markkinahintaa selittävät tekijät. Case: Nord Pool 2000 – 2005*. Lappeenrannan teknillinen yliopisto.

Koopman, S. J., Ooms, M., and M. A. Carnero (2007). *Periodic Heteroskedastic Reg-ARFIMAGARCH Models for Daily Electricity Prices*. The Journal of American Statistical Association 2007, vol. 102. 16–27.

Lucia, J. J. & Schwartz, E. S. (2002). *Electricity prices and power derivatives: Evidence from the nordic power exchange*. Review of Derivatives Research 5. 5–50.

Nordel (2006). *Annual Report 2006*. Tukholma: Brommatryck & Brolins AB.

Nord Pool (2004a). *Electricity Power Exchange across National Borders. The Nordic Power Market*. Huhtikuu 2004.

Nord Pool (2004b). *Trade at Nord Pool's Financial Market*. Huhtikuu 2004.

Pipatti, R. (2001). *Greenhouse gas emissions and removal in Finland*. Espoo. VTT, tiedotteita 2094.

SNEA (Swedish National Energy Administration) (2001). *Electricity Market 2001*.

Takriti, S., Supatgiat, C. & Wu, L. S. (2001). *Coordinating fuel inventory and electric power generation under uncertainty*. IEEE Transactions on power systems, vol 16, Issue 4. 603–608.

Torró, H. (2007). *Forecasting Weekly Electricity Prices at Nord Pool*. Fondazione Eni Enrico Mattei.

Vehviläinen, I. & Keppo, J. (2003). *Managing electricity market price risk*. European Journal of Operational Research 145. 136–147.

Vehviläinen I. & Pyykkönen T. (2005). *Stochastic factor model for electricity spot price – the case of the Nordic market*. Energy Economics, vol 27, Nro 2, Maaliskuu 2005. 351–367.

Wallace, S. & Fleten, S. E. 2002. *Stochastic Programming in Energy*, Hand-books in Operations Research and Management Science, Vol 11. North-Holland.

## **Elektroniset lähteet:**

Elinkeinoelämän keskusliitto (2007).

[http://www.ek.fi/www/fi/tilastokuvat/energia/kuvat/vesi\\_j\\_ydinvoima\\_pmaissa.pdf](http://www.ek.fi/www/fi/tilastokuvat/energia/kuvat/vesi_j_ydinvoima_pmaissa.pdf).

Syyskuu 2008.

Nord Pool (2008a). <http://www.nordpool.com>. Maaliskuu 2008.

Nord Pool (2008b). <ftp://ftp.nordpool.com>. Toukokuu 2008.

Nord Pool Spot (2008). <http://www.nordpoolspot.com>. Marraskuu 2008.

Tilastokeskus (2006). Voimalaitospolttoaineiden hinnat sähköntuotannossa 1995-,

€/MWh. [http://www.stat.fi/til/ehkh/2006/02/ehkh\\_2006\\_02\\_2006-09-](http://www.stat.fi/til/ehkh/2006/02/ehkh_2006_02_2006-09-20_kuv_010.html)

[20\\_kuv\\_010.html](http://www.stat.fi/til/ehkh/2006/02/ehkh_2006_02_2006-09-20_kuv_010.html). Maaliskuu 2008.