

Lappeenrannan teknillinen yliopisto

Teknillinen tiedekunta

Energiatekniikan koulutusohjelma

BH10A0200 Energiatekniikan kandidaatintyö ja seminaari

Sähkön hinta pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla

Price of electricity in the Nordic electric power market

Työn tarkastaja: Aija Kivistö

Työn ohjaaja: Aija Kivistö

Lappeenranta 30.11.2011

Markus Herranen

TIIVISTELMÄ

Lappeenrannan teknillinen yliopisto
Teknillinen tiedekunta
Energiatekniikan koulutusohjelma

Markus Herranen

Sähkön hinta pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla

Price of electricity in the Nordic electric power market

Kandidaatintyö

2011

33 sivua, 14 kuvaa ja 1 taulukko

Tarkastaja: Aija Kivistö

Ohjaaja: Aija Kivistö

Hakusanat: sähkön hinta, pohjoismaiset sähkömarkkinat
Keywords: price of electricity, Nordic power electric market

Kandidaatintyössä käsitellään sähkön tukkuhintaa pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla. Työn tavoitteena on selvittää kuinka sähkön hinta määräytyy markkinoilla, mitkä tekijät siihen vaikuttavat sekä kuinka hinta on kehittynyt. Lisäksi tavoitteena on arvioida markkinoiden kehitysnäkymiä.

Sähkön hinnalle on ominaista suuri vaihtelu, mikä tekee markkinoista hyvin haasteelliset. Suuren hinnanvaihtelun ja sen ennalta arvaamattomuuden vuoksi markkinoilla toimivilla osapuolilla on toiminnassaan merkittäviä riskejä. Riskien ymmärtäminen ja niitä suojautuminen on markkinoilla toimimisen edellytys.

Sähkön hinta on selvästi noussut vuodesta 1999 vuoteen 2011. Tulevaisuudessa sähkön hinnan arvioimisessa oleellista on sähkön hintaan vaikuttavien tekijöiden kehitys. Markkinoiden kehityssuuntauksilla ja yleisellä maailmantalouden kehityksellä voi olla ratkaiseva vaikutus sähkön hinnan kehitykseen.

SISÄLLYSLUETTELO

LYHENNELUETTELO	2
1 JOHDANTO	3
2 POHJOISMAISET SÄHKÖMARKKINAT JA SÄHKÖN HINNAN MUODOSTUMINEN	4
2.1 Tuotantorakenne pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla.....	5
2.2 Sähkön hinnan muodostuminen sähköpörssissä	6
2.3 Elspot-markkinat	6
2.4 Elbas-markkinat	9
2.5 Aluehinnoittelu.....	9
2.6 Pörssin ulkopuolinen sähkökauppa	13
2.7 Finanssi- eli johdannaismarkkinat.....	13
2.8 Tasehallinta ja säätösähkömarkkinat	14
3 SÄHKÖN HINTAAN VAIKUTTAVAT TEKIJÄT	16
3.1 Sähkön kulutus	16
3.2 Vesivarantotilanne.....	17
3.3 Lämpötila	19
3.4 Polttoaineiden hinnat	19
3.5 Tuulivoima.....	20
3.6 Päästökauppa.....	21
3.7 Tuotantolaitoksien odottamattomat vikaantumiset	22
4 SÄHKÖN HINNAN KEHITYS	23
4.1 Suurien hintapiikkien esiintyminen.....	23
4.2 Sähkön hintakehityksen historiaa.....	24
4.3 Sähkön hinnan kehitys tulevaisuudessa.....	26
5 MARKKINOIDEN JA MARKKINA-ALUEEN KEHITYSNÄKYMÄT	28
5.1 Pohjoismaisten sähkömarkkinoiden laajentuminen	28
5.2 Sähkön tuotantorakenteen kehitys Euroopassa	29
6 YHTEENVETO	30
LÄHDELUETTELO	31

LYHENNELUETTELO

CFD	Contracts For Difference, Aluehintatuotteet
CHP	Combined Heat and Power, Sähkön ja lämmön yhteistuotanto
OTC	Over The Counter, Pörssin ulkopuolinen sähkökauppa

1 JOHDANTO

Tässä työssä selvitetään pohjoismaisten sähkömarkkinoiden rakennetta, sähkön hinnan muodostumista, hintaan vaikuttavia tekijöitä sekä arvioidaan sähkön hinnan kehitystä. Lisäksi pohditaan sähkömarkkinoiden kehitysnäkymiä sekä tulevien muutoksien vaikutuksia sähkön hintaan. Työssä paneudutaan sähkön tukkumarkkinoiden toimintaan ja siellä esiintyvään hinnan muodostumiseen ja kehitykseen.

Sähköenergian hinnan kehitys on hyvin kiinnostava tekijä paitsi jokaiselle sähkön kuluttajalle, mutta erityisesti sitä paljon kuluttavalle teollisuudelle. Energiayhtiöille on erityisesti hyvin tärkeää seurata sähkön hinnan kehitystä, jotta he pystyvät sopimaan tuotollisia sähkösopimuksia asiakkaiden kanssa. Pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla erityispiirteinä ovat suuri vesivoiman osuus kokonaistuotannosta sekä voimakkaat lämpötilavaihtelut. Pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla toimii yksi sähköpörssi, jossa sähkön hinta määräytyy siellä tehtyjen sähkön osto- ja myyntitarjousten perusteella.

Sähköenergiaa ei voida varastoida taloudellisesti kannattavasti, joten sähkön tuotannon ja kysynnän määrät on oltava jatkuvasti tasapainossa. Toisinaan sähkön kulutus voi nousta hyvin suureksi, jolloin tasapainon ylläpitäminen voi olla hyvin haastavaa. Tämä saattaa ilmetä sähkön hinnan suurena vaihteluna.

Sähkön hinnan kehityksen ennustaminen on hyvin haastavaa, koska siihen vaikuttavia tekijöitä on hankala arvioida kuten lämpötilaa tai sademäärää pitkällä aikavälillä. Lisäksi odottamattomat tapahtumat sähkön tuotannossa saattavat olla mahdollisia kuten suurien voimalaitoksien odottamattomat vikaantumiset.

2 POHJOISMAISET SÄHKÖMARKKINAT JA SÄHKÖN HINNAN MUODOSTUMINEN

Pohjoismaisiin sähkömarkkinoihin kuuluvat Suomen, Norjan, Ruotsin, Tanskan ja Viron alueet. Markkina-alue on jaettu siirtorajoitusten vuoksi eri hinta-alueisiin. Norjassa eri hinta-alueita on viisi ja Tanskassa kaksi, mutta Suomen ja Viron markkina-alueet koostuvat kukin yhdestä erillisestä osasta. (Partanen et al. 2010, 22.) Ruotsin osa-alue jaettiin neljään eri hinta-alueeseen 1.11.2011 lähtien (Vehviläinen et al. 2010, 39).

Aikaisemmin sähkömarkkinat olivat säännellyt jolloin markkinapaikka oli kunkin valtion sisäinen, missä sähkön käyttäjät ja tuottajat kohtasivat. Sähköntoimittaja loppukäyttäjille oli myös automaattisesti alueella toiminut paikallinen sähköyhtiö, mutta nykyään sähkökauppa on myynnin ja tuotannon osalta vapaasti kilpailtava liiketoiminta-alue. Markkinauudistuksen myötä sähkön loppukäyttäjille tuli mahdollisuus kilpailuttaa sähkösopimuksensa. Uudistuksen vuoksi sähkön suurkäyttäjien ja vähittäismyyjien sähkön hankintatavat saivat uusia mahdollisuuksia, sillä aikaisemmin he hankkivat sähkön tuottajien kanssa solmittujen pitkien sopimusten avulla. Lisäksi heillä saattoi olla omistuksessa voimalaitoksia tai voimalaitososuuksia. Markkinoiden vapautumisen myötä uudeksi sähkön hankintatavaksi tuli kahdenvälisen sopimusten rinnalle sähköpörssi. (Partanen et al. 2010, 20, 30.)

Pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla toimii yksi sähköpörssi Nord Pool, joka vastaa sähkön hinnan laskennasta. Perinteinen kahdenkeskisiin sopimukseen perustuva sähkön tukkukauppa on nykyään myös mahdollista ja se on osa nykyisiä OTC-markkinoita (engl. Over The Counter). OTC-markkinoista kerrotaan lisää luvussa 2.6 (Partanen et al. 2010, 20, 30.)

Sähkömarkkinoiden avautuminen Pohjoismaissa alkoi Norjassa vuonna 1991, jolloin sähkön tuotanto ja siirto jaettiin kahdeksi erilliseksi yhtiöksi ja maahan perustettiin oma alueellinen sähköpörssi. Ruotsissa ja Suomessa kehitys alkoi samoilla tavoin. Suomessa vuonna 1995 sähkömarkkinalain uudistuksen jälkeen markkinoiden vapautuminen sai alkunsa ja ne saatettiin nykyiselle tasolle vuonna 1997. (Purasjoki 2006, 15, 18).

Sähkön markkinahinnalle on ominaista suuri volatilitteetti eli vaihtelevuus. Sähkön markkinahinnan volatilitteetti on selvästi eri kokoluokkaa (100 % - 500 %) kuin osakkeiden (20 % - 50 %) korkojen (10 % - 20 %) tai valuuttojen (10 % - 20 %). Hinnan vaihtelu aiheuttaa suuria riskejä markkinoilla toimijoille, mutta riskejä ymmärtämällä voidaan varautua sähkön hinnan muutoksiin ja siten hallita hinnan vaihtelusta syntyviä kustannuksia. (Kalatie 2006, 1.)

Pohjoismaisen markkina-alueen merkittävimmät erityispiirteet ovat vesivoimalla tuotetun sähkön suuri osuus kokonaistuotannosta sekä sähkön kulutuksen voimakas vaihtelu. Sähkön tuotanto on voimakkaasti riippuvainen sääoloista, koska sademäärät vaikuttavat vesivarantoihin ja siten käytettävissä olevaan vesivoimaan. Toisaalta sähkön kulutus on riippuvainen sääoloista lämpötilojen vaihdellessa. (Partanen et al. 2010, 21.)

2.1 Tuotantorakenne pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla

Vuonna 2009 markkina-alueella sähkön kokonaistuotanto oli 370,2 TWh (Suomi, Tanska, Norja ja Ruotsi) (Nord Pool Spot 2011, 2). Tuotannon jakautuminen energialähteittäin on esitetty taulukossa 1.

Taulukko 1. Sähkön tuotannon jakautuminen [TWh] (Nord Pool Spot 2011h, 2).

Energialähde	Suomi	Tanska	Norja	Ruotsi	Yhteensä	Osuus[%]
Vesivoima	12,6	0,02	128,3	65,3	206,2	55,7
Ydinvoima	22,6	0	0	50	72,6	19,6
Fossiiliset polttoaineet	24,9	25,3	3,5	4,8	58,5	15,8
Muut uusiutuvat polttoaineet	8,2	2,4	0	11,1	21,7	5,9
Tuulivoima	0,3	6,7	1	2,5	10,5	2,8
Muut	0,6	0,04	0	0,04	0,68	0,2
Yhteensä	69,2	34,46	132,8	133,74	370,2	100

Taulukossa 1 esitetyt fossiiliset polttoaineet koostuvat maakaasusta, hiilestä, öljystä, turpeesta, ei uusiutuvista jätteistä sekä ei uusiutuvista kierrätyspolttoaineista. Muut uusiutuvat polttoaineet koostuvat biopolttoaineista, aurinkovoimasta, uusiutuvista jätteistä sekä uusiutuvista kierrätyspolttoaineista. (Nord Pool Spot 2011, 2.) Taulukosta 1 puut-

tuu Viron energiantuotanto, sillä Viro liittyi markkina-alueeseen 1.4.2010 taulukon tietojen ollessa vuodelta 2009 (Vehviläinen et al. 2010, 39).

Taulukosta 1 huomataan, että markkina-alueella vesivoima on merkittävin sähköntuotantotapa (55,7 % kokonaistuotannosta) ja seuraavaksi merkittävimpiä ovat ydinvoima (19,6 %) ja fossiiliset polttoaineet (15,8 %).

2.2 Sähkön hinnan muodostuminen sähköpörssissä

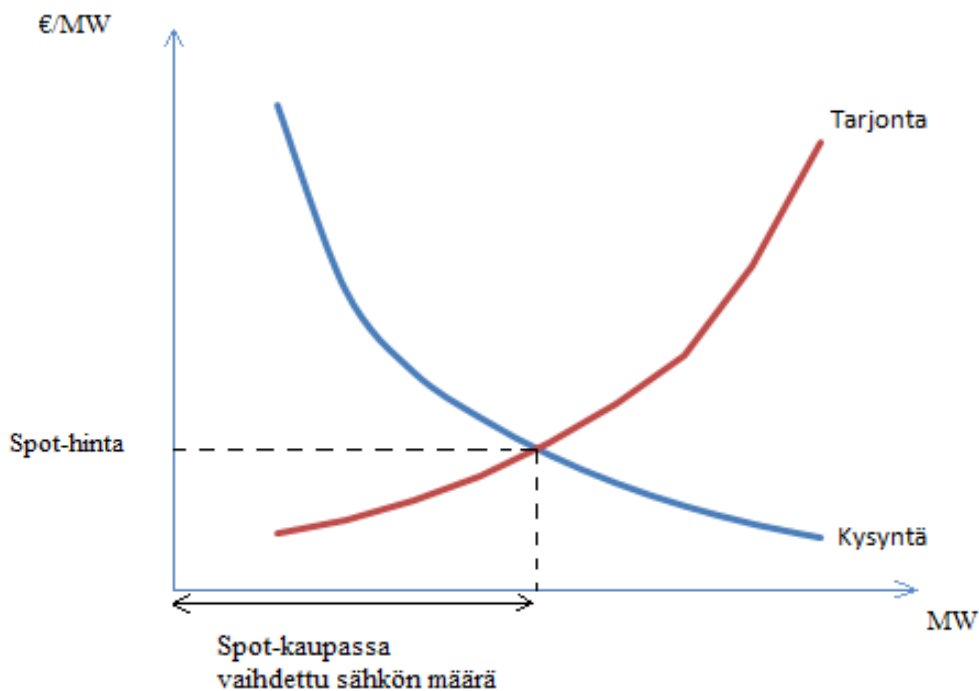
Pörssissä kaupankäyntituotteet ovat fyysisiä tuotteita tai finanssituotteita. Fyysisillä tuotteilla kauppaa käydään Elspot ja Elbas-markkinoilla, jolloin kaupankäynti johtaa aina sähkön toimitukseen. Finanssituotteilla kaupankäynti ei johda sähkön toimitukseen vaan kauppa toteutetaan rahaselvityksenä ja referenssihintana käytetään Elspot-markkinahintaa. (Partanen et al. 2010, 23,24,27.) Purasjoen (2006, 20) mukaan fyysisen sähkökaupan rinnalle ovat syntyneet finanssimarkkinat hinnanvaihtelusta aiheutuvien riskien välttämiseksi.

2.3 Elspot-markkinat

Päivittäinen kaupankäynti tapahtuu pörssissä olevien toimijoiden sähkön osto- ja myyntiaikeiden seurauksena. Sähkön hankkijat, kuten sähkön vähittäismyyjät, päättävät, kuinka paljon he ostavat sähköä ja millä hinnalla tyydyttääkseen asiakkaidensa kulutuksen. Toisaalta sähkön myyjä, kuten voimalaitoksen omistaja, päättää, miten paljon hän kykenee myymään sähköä ja mihin hintaan. Näiden osto- ja myyntitarpeiden tuloksena käydään kauppaa seuraavan päivän jokaisen tunnin sähkötoimituksista Elspot-markkinoilla. Elspot-markkinoilla sähkön osto- ja myyntitarjoukset annetaan suljettuna kaupankäyntinä, jolloin markkinaosapuolet eivät tiedä toistensa tarjouksia. Tarjoukset tehdään seuraavan vuorokauden jokaiselle tunnille ja markkinoita käydään vuoden jokaisena päivänä. Markkinat sulkeutuvat päivittäin kello 12.00 Keski-Euroopan aikaa, jolloin suunnitellut tarjoukset seuraavalle vuorokaudelle tulee antaa. Tästä noin tunnin kuluttua hinnat ilmoitetaan ja kaupat ratkaistaan. Kello 00.00 Keski-Euroopan aikaa seuraavana päivänä sopimukset toimitetaan fyysisesti. (Nord Pool Spot, 2011a.) Noin

70 % markkina-alueella kulutetusta sähköstä hankitaan Elspot-markkinoilta (Partanen et al. 2010, 24).

Sähkön tukkuhinta lasketaan pörssissä markkinoilla toimijoiden jättämien sähkön ostotai myyntitarjouksien perusteella eri hintatasoille tulevan vuorokauden jokaiselle tunnille. Kaikkien toimijoiden jokaiselle tunnille tehdyt kysyntä- ja tarjontamäärät yhdistetään kysyntä- ja tarjontakäyriksi vuorokauden jokaiselle tunnille. Tällöin saadaan tulevan vuorokauden jokaiselle tunnille muodostettua tasapainotilanteet, joissa kysyntä ja tarjonta kohtaavat. Jokaisen tunnin tasapainotilanne määrittää siten jokaisen tunnin markkinahinnan. (Purasjoki 2006, 19.) Kuvassa 1 esitetään sähkön hinnan muodostuminen kysyntä- ja tarjontakäyrien perusteella eräälle tunnille. Kuvassa 1 käyrien leikkauspiste on sähkön markkinahinta eli systeemi hinta kyseiselle tunnille.

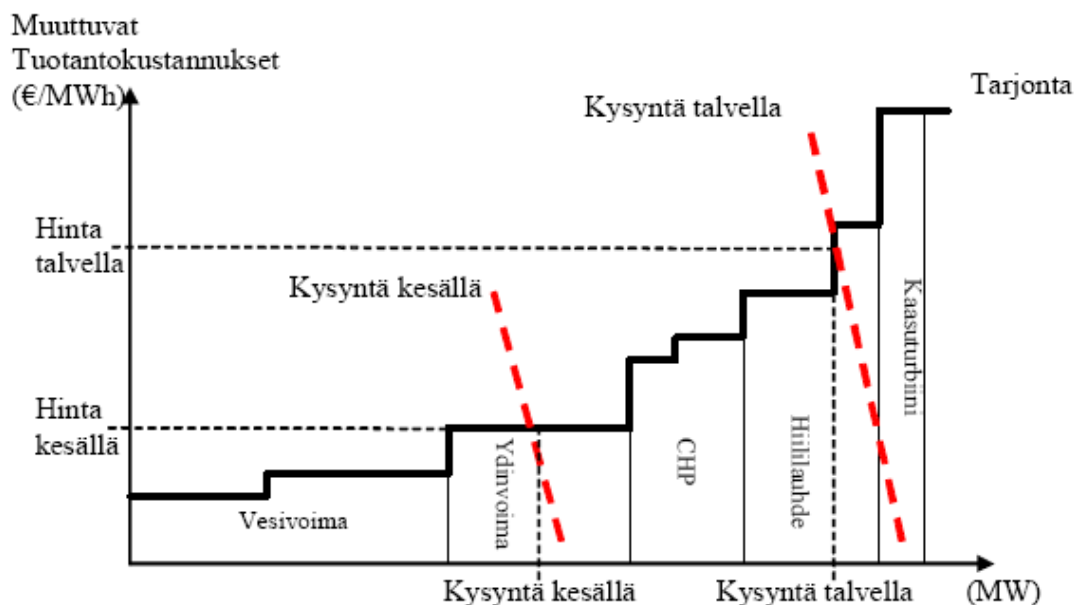


Kuva 1. Hinnan muodostuminen kysyntä- ja tarjontakäyrien perusteella (Partanen et al 2010, 26, muokattu).

Kyseistä hinnoittelutapaa kutsutaan marginaalihinnoitteluksi, sillä markkinahinta vastaa kalleimman kyseeseen tulevan tuotantomuodon muuttuvia keskimääräiskustannuksia. Tällä tavoin sähköä tuotetaan aina kustannustehokkaimmassa järjestyksessä marginaalikustannuksiltaan pienimmästä suurimpaan päin. (Purasjoki 2006, 19.) Tällöin sähkön

tuotanto ja kulutus kohtaavat joka hetki mahdollisimman alhaiseen hintaan. Käytännössä tämä tarkoittaa sitä, että sähköä tuotetaan järjestyksessä vesivoima, ydinvoima, sähkön ja lämmön yhteistuotanto (CHP engl. Combined Heat and Power), hiililauhde, öljylauhde ja kaasuturbiinit. Jokainen sähkön tuottaja saa tuottamastaan sähköstä markkinahinnan määräämän hinnan riippumatta tuotantotavasta, eikä markkinahintaa kalliimmalla tarjonnut tuottaja välttämättä saa sähköään myydyksi. Markkinoilla katetaan pienet kuormitukset perustuotannolla, jossa on pienet muuttuvat kustannukset sekä suuret investointikustannukset. Kyseistä tuotantoa on kannattavaa ajaa mahdollisimman paljon ja sen vuoksi kesäisin suurin osa kulutuksesta katetaan perustuotannolla. Talvella kysyntä kasvaa, jolloin sähköntuotantokapasiteettia otetaan enemmän käyttöön ja kysynnän ja tarjonnan muuttuessa voimakkaasti sähkön hinta saattaa tehdä suuriakin hintapiikkejä. (Partanen et al. 2010, 7-8.)

Kuvassa 2 on esitetty tarvittavan tuotantorakenteen vaikutus sähkön hintaan sekä selvennetty hinnan muodostumista kesällä ja talvella.



Kuva 2. Tuotantorakenteen vaikutus sähkön hintaan (Partanen et al. 2011, 8).

Kuvassa 2 on esitetty kysyntä tietyillä hetkillä kesällä ja talvella. Kesällä kysyntä ja tarjonta saadaan tasapainotettua vesi- ja ydinvoimalla, mutta talvella lämpötilan laskiessa kysyntä kasvaa, jolloin kysynnän ja tarjonnan tasapainottamiseksi tuotetaan sähköä

myös CHP-tuotannolla sekä hiililauhteella. Kesällä sähkön hinta vastaa ydinvoiman muuttuvia keskimääräiskustannuksia ja talvella vastaavasti hiililauhteen muuttuvia keskimääräiskustannuksia.

2.4 Elbas-markkinat

Elspot-markkinoiden täydentämiseksi perustettiin vuonna 1999 Elbas-markkinat. Elbas-markkinoilla käydään kauppaa sähkön toimituksista ympärivuorokautisesti vuoden jokaisena päivänä tuntia ennen varsinaista toimitusaikaa asti. Markkinatilanteen ja kulutuksen muuttuessa markkinaosapuolilla voi olla tarvetta käydä kauppaa sähkötoimituksista Elspot-markkinoiden sulkeuduttua, jolloin Elbas-markkinoilla sähköntarve voidaan tasoittaa. (Kalatie 2006, 21.)

Suurimmaksi osaksi tuotanto ja kulutus saadaan tasapainotettua Elspot-markkinoilla, mutta esimerkiksi odottamattomien tapausten vuoksi sähkötoimituksien määrät saattavat muuttua merkittävästi. Esimerkiksi jokin ydinvoimaloista saatetaan joutua ajamaan alas teknisen vian vuoksi tai tuuliolosuhteet muuttuvat radikaalisti, jolloin odotetuissa tuotannon määrissä saattaa ilmetä suuriakin muutoksia. Tällaisten tilanteiden hallintaan on mahdollisuus Elbas-markkinoilla. Hinnat Elbas-markkinoilla muodostetaan parhaimpien tarjousten perusteella, jolloin hinnat muodostetaan kalliimpien ostotarjousten ja halvimpien myyntitarjousten järjestyksessä. Näiden markkinoiden tarpeellisuus tulee tulevaisuudessa kasvamaan, sillä tuulivoimakapasiteettia lisätään markkina-alueella, jolloin epävarmuus tuotannon ja kysynnän tasapainon saavuttamisessa kasvaa. (Nord Pool Spot, 2011d.)

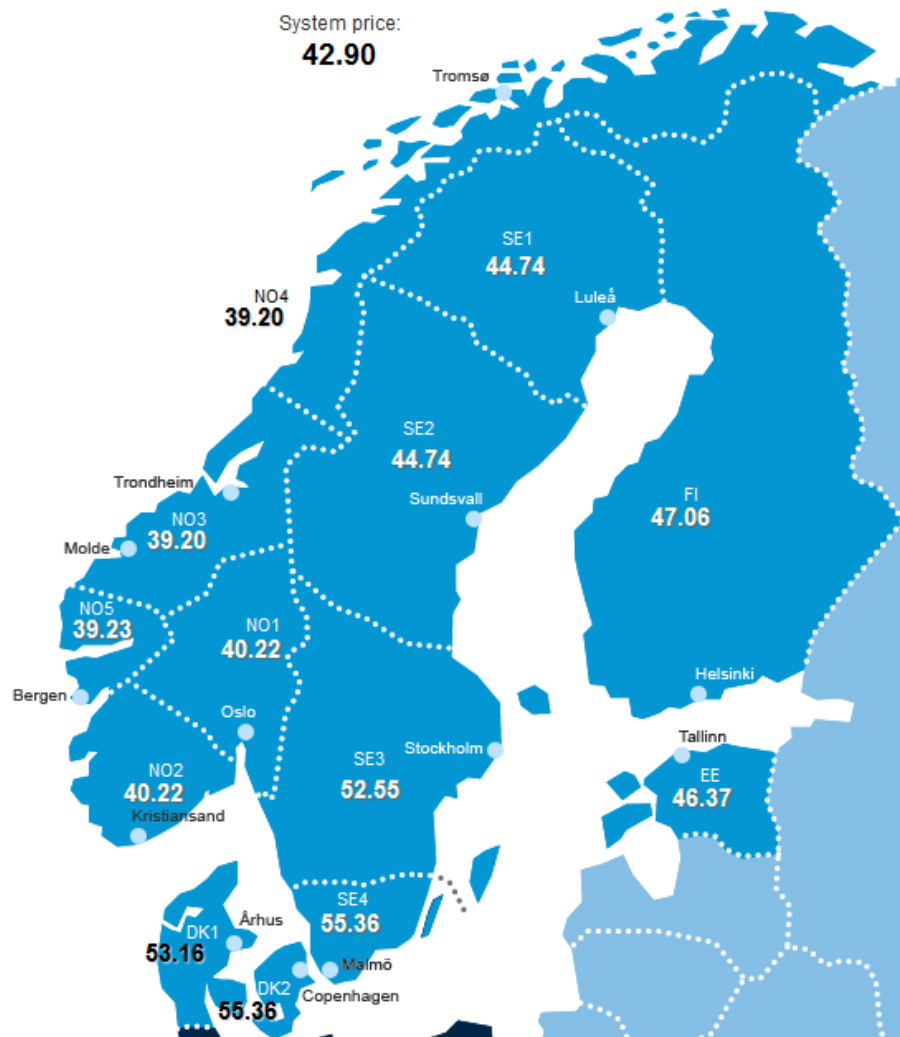
2.5 Aluehinnoittelu

Pohjoismaiselle markkina-alueelle pyritään muodostamaan yksi yhteinen systeemi hinta, mutta siirtorajoitusten vuoksi eri markkina-alueille saattaa muodostua yhteisestä markkinahinnasta eroavia aluehintoja (Keskikallio & Lindholm 2003, 29). Ennen sähkömarkkinoiden yhdentymistä siirtoverkostot olivat suunniteltu pääasiassa valtioiden sisäisiksi, jolloin maiden välisiä siirtoyhteyksiä ei pidetty ensisijaisen tärkeinä. Tämän

vuoksi markkinoiden yhdentymisen jälkeen eri valtiot jouduttiin jakamaan hinta-alueisiin puutteellisten siirtoyhteysien vuoksi. (Keskikallio & Lindholm 2003, 46.) Fyysistä siirtokapasiteettia on rakennettu merkittävästi ja sitä rakennetaan yhä, mutta siitä huolimatta syntyy usein tilanteita, jolloin sähkön siirtokapasiteetti muodostaa niin sanotun pullonkaulan. Pohjoismaisen järjestelmän toimivuutta voidaan mitata hinta-alueiden eriytymisen ilmenemistajuuden avulla, sillä mitä harvemmin on tarvetta erillisille hinta-alueille, sitä paremmin markkinat toimivat. (Purasjoki 2006, 21.)

Siirtorajoitusten vuoksi ylitarjonta-alueella hinta laskee ja alitarjonta-alueella hinta nousee systeemihintaan verrattuna. Ylitarjonta- ja alitarjonta-alueilla sähkön hinta saadaan alueille saapuneiden osto- ja myyntitarjousten perusteella, mutta hintaan vaikuttaa myös siirtokapasiteetin sallima sähkönsiirto. Alitarjonta-alueella uusi tarjontakäyrä saadaan siirtämällä alkuperäistä tarjontakäyrää siirtokapasiteetin salliman määrän (MWh) verran oikealle, jolloin sähkö hinta laskee, ollen kuitenkin systeemihintaa korkeampi. Vastavasti ylituotantoalueella tarjontakäyrää siirretään vasemmalle siirtokapasiteetin sallimisrajoissa, jolloin hinta nousee, ollen kuitenkin systeemihintaa edullisempi. (Partanen et al. 2010, 26.) Aluehinta lasketaan siten, että siirtokapasiteetti maksimoidaan, jolloin sähköä siirretään mahdollisimman paljon ylitarjonta-alueelta alitarjonta-alueelle (Nord Pool Spot, 2011b).

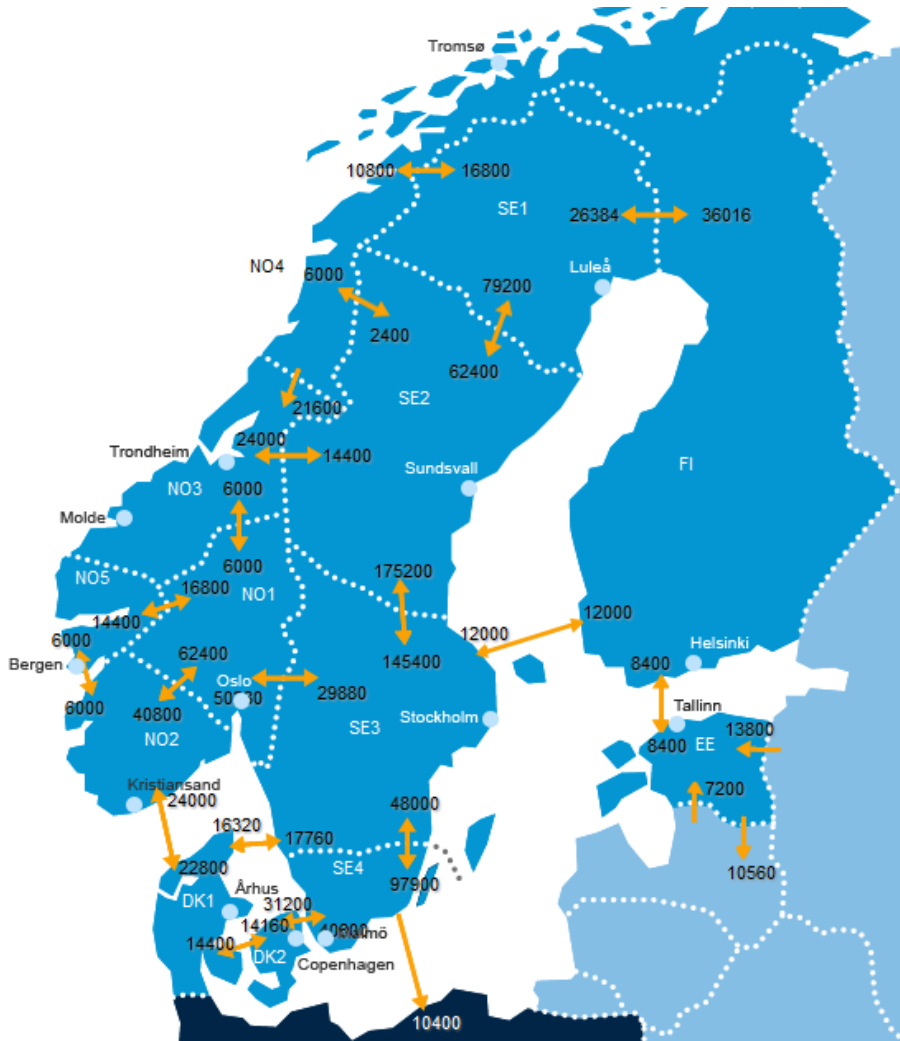
Kuvassa 3 on esitetty sähkön markkina-alueen yhteinen systeemihinta vuorokauden keskiarvona sekä systeemihinnasta eroavat aluehinnat.



Kuva 3. Markkina-alue sekä sähkön spot-hinta vuorokauden keskiarvona [€/MWh] 7.11.2011 (Nord Pool Spot, 2011c).

Kuvassa 3 on esitetty tyypillisen vuorokauden tilanne pohjoismaisella markkina-alueella. Systeemihinta on vuorokauden keskiarvona 42,90 €/MWh, mutta esimerkiksi Suomessa alituotannon vuoksi aluehinnan vuorokauden keskiarvohinta on 47,06 €/MWh. Vastaavasti esimerkiksi Norjan alueella 3 vuorokauden aikana on ylituotantoa, jolloin keskiarvohinta on 39,20 €/MW.

Kuvassa 4 on esitetty markkina-alueen siirtorajoitukset. Aluehintoja syntyy, mikäli siirtokapasiteetti ei riitä yhteisen systeemihinnan muodostamiseen.



Kuva 4. Siirtorajoitukset [MWh] (Nord Pool Spot, 2011c).

Kuvassa 4 siirtorajoitukset on ilmoitettu vuorokauden aikana maksimissaan siirrettävänä sähkön määränä. Esimerkiksi Pohjois-Suomesta voidaan siirtää vuorokauden aikana Ruotsin alueelle 1 korkeintaan 26 384 MWh sähköä vuorokaudessa. Vastaavasti Ruotsin alueelta 1 voidaan siirtää korkeintaan 36 016 MWh sähköä Pohjois-Suomeen vuorokauden aikana.

Suomi on ollut sähkön netto-ostaja suurimman osan ajasta vuoden 1996 markkinaudistuksen jälkeen. Sähköä tuodaan Suomeen, sillä sähkön markkinahinta on matalampi kuin sähkön tuotannon marginaalikustannukset osalla asennetusta kapasiteetista. Sähköä Suomeen tuodaan myös markkina-alueen lisäksi Venäjältä. Suomeen tuodaan sähköä sitä enemmän mitä halvempaa sähkön markkinahinta kullakin hetkellä on. (Keskikallio & Lindholm 2003, 51, 53.)

2.6 Pörssin ulkopuolinen sähkökauppa

Pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla ostetaan ja myydään sähköä myös paljon sähköpörssin ulkopuolella jolloin puhutaan OTC-markkinoista. OTC-markkinoilla voidaan sähkösopimuksia solmia suoraan kahden osapuolen välillä tai välitysyhteisön avulla. OTC-markkinoiden etuna on mahdollisuus tehdä sopimuksista hyvin tarkasti räätälöityjä ja yksityiskohtaisia. Pörssin kautta tehdyissä sopimuksissa ei ole vastapuoliriskiä, mutta OTC-markkinoilla sopimuksien toteutuminen saattaa riippua vastapuolen tahdosta sekä mahdollisuuksista noudattaa solmittua sopimusta. Nord Pool tarjoaa selvityspalveluita pohjoismaisille OTC-markkinoille, jolloin vastapuolena toimii pörssi, ja siten vastapuoliriskiä voidaan pienentää. (Kalatie. 2006, 28.) OTC-markkinoilla tehdään yleensä pitkäaikaisia kahdenkeskisiä hankintasopimuksia sähkönhankinnan perustarpeen kattamiseksi. Sähköpörssi ja OTC-markkinat muodostavat toisiaan täydentävän markkinamekanismin, jonka avulla voidaan hallita sähkön hinnan voimakasta vaihtelua. (Partanen et al. 2010, 30).

2.7 Finanssi- eli johdannaismarkkinat

Sähkön hinnan volatilitietin vuoksi markkinoilla toimiminen sisältää suuria riskejä, jonka vuoksi niiltä suojautuminen on hyvin tärkeää. Nord Poolin finanssimarkkinatuotteet ovat joko futuureja, forwardeja tai optioita ja niiden arvot määräytyvät sähköpörssin spot-hintojen mukaan, vertailuhintana ollen kulloinenkin systeemi hinta. (Purasjoki 2006, 20.) Finanssijohdannaisilla kaupankäynti tapahtuu nettoarvon tilityksenä eli rahaselvityksenä, jolloin kauppaan ei sisälly fyysistä sähköntoimitusta. Futuurit ja forwardit ovat sopimuksia ostaa tai myydä tietty hyödyke tulevaisuudessa ja ne sitovat sekä ostajaa että myyjää. Hyödykkeenä voi olla esimerkiksi sopimus sähkön hinnasta ensimmäiseltä vuosineljännekseltä. (Partanen et al. 2010, 27–28.) Forwardeilla käydään kauppaa seuraavien kuukausien, vuosineljännesten tai jopa seuraavien vuosien sähkön keskihinnosta, mutta futuureilla käydään kauppaa seuraavien 8-9 viikon sähköstä. (Purasjoki 2006, 20.) Optioita voidaan hankkia osto-optioina tai myyntioptioina ja niillä hankitaan oikeus tai velvollisuus myydä forwardi sovittuun hintaan. Tällöin joudutaan maksamaan tai ansaitaan preemio korvauksena riippuen option lajista. Futuurien, for-

wardien ja optioiden lisäksi pörssistä voidaan ostaa myös CFD-tuotteita (engl. Contracts For Difference). CFD-tuotteet ovat aluehintatuotteita, joilla voidaan suojautua aluehinteriskä vastaan. Finanssituotteilla kaupankäynnin vastapuolena on aina Nord Pool, jolloin kaupankäynti tapahtuu anonyymina ja se ei sisällä vastapuoliriskiä. (Partanen et al. 2010, 28–29.)

2.8 Tasehallinta ja säätösähkömarkkinat

Pohjoismaisella sähkömarkkina-alueella jokaisella valtiolla on verkonhaltija, joka vastaa sähköntuotannon ja – kulutuksen tasapainosta, toimitusvarmuudesta sekä alueen sisäisestä siirtoverkosta. Verkonhaltijan tulee olla ei-kaupallinen yritys sekä sen tulee toimia riippumattomasti markkinaosapuolien suhteen. (Nord Pool Spot 2011f.)

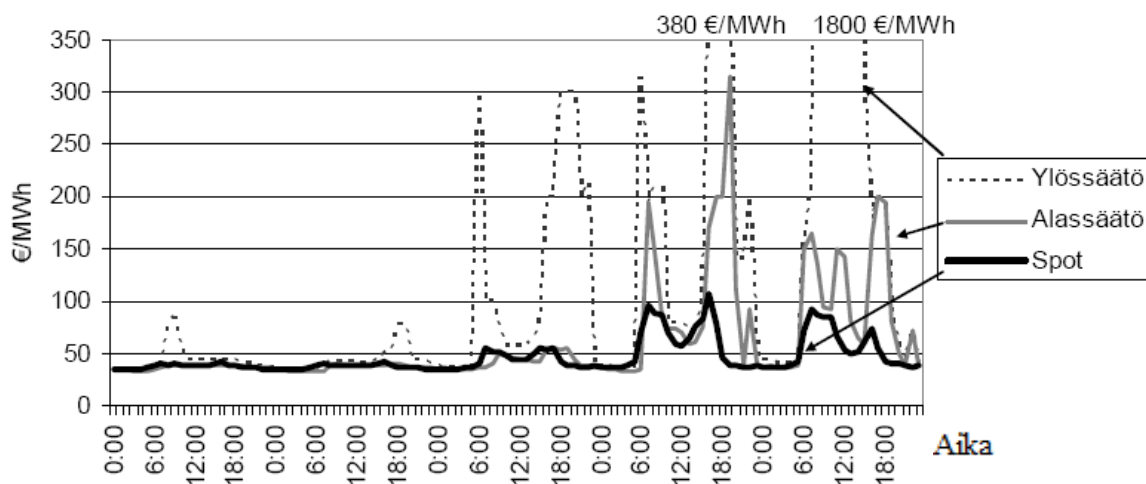
Pohjoismaisella sähkömarkkina-alueella verkonhaltijoita ovat Norjassa Statnett SF, Ruotsissa Svenska Kraftnät, Suomessa Fingrid, Tanskassa Energinet.dk sekä Virossa Elering (Nord Pool Spot 2011f). Verkonhaltijat huolehtivat tasetasapainosta sähkön vähittäismyyjien välillä sekä huolehtivat verkon kulutuksen ja tuotannon tasapainosta säätösähkömarkkinoiden avulla (Nord Pool Spot 2011g).

Tasasähköhallinnassa sähkön toimitustunnin päätyttyä sähkön vähittäismyyjien hankkima sähkön määrä pörssistä tai OTC-markkinoilta saattoi erota todellisesta kulutuksesta. Mikäli sähkön kuluttajien sähkön käyttö on ollut pienempi kuin vähittäismyyjien hankkima sähkö, vähittäismyyjät myyvät ylimääräisen sähkön verkonhaltijalle. Tällöin verkonhaltija maksaa korvauksen myydystä sähköstä. Vastaavasti sähkön kuluttajien sähkön käytön ollessa suurempi, vähittäismyyjät ostavat automaattisesti alijäämänsähkön verkonhaltijalta. Tällä tavoin vähittäismyyjien ja verkonhaltijan sähkötase tulee tasapainotettua. Vähittäismyyjien sähkön ali- tai ylijäämänsähkön kaupasta käytetään nimitystä tasesähkö. (Nord Pool Spot 2011g.)

Säätösähkömarkkinoiden avulla verkonhaltijat pitävät kokonaistuotannon ja – kulutuksen tasapainossa. Säätösähkömarkkinoilla tuotannon ja kuorman haltijoilla on mahdollisuus antaa säätötarjouksia säätökykyisestä kapasiteetistaan. Kaikista markkina-alueen säätötarjouksista laaditaan säätötarjouslista asettamalla tarjoukset hintajärjestykseen

siten, että ylössäättötarjouksista käytetään halvin ensin ja alassäättötarjouksista kallein ensin. Jokaiselle käyttötunnille määritetään erikseen sekä ylös- että alassäättöhinta. siten, että ylössäättöhinta on vähintään systeemihinta ja alassäättöhinta on korkeintaan systeemihinta. (Fingrid 2011.)

Kuvassa 5 on esitetty tammikuun 2006 erään viikon ylös- ja alassäättötuntien hinnat sekä systeemihinta kyseiseltä ajalta (Partanen et al. 2011, 41).



Kuva 5. Säättösähkön ylös- ja alassäättöhinnat sekä systeemihinta ajalta 16.1.2006–20.1.2006 (Partanen et al. 2011, 41).

Siirtokapasiteettia ollessa riittävästi säättötarjoukset voidaan toteuttaa hintajärjestyksessä jolloin säättösähkön hinta on sama eri markkina-alueilla. Muussa tapauksessa markkinat eriytyvät, jolloin syntyy alueellisia säättöhintoja. (Partanen et al. 2011, 41.)

3 SÄHKÖN HINTAAN VAIKUTTAVAT TEKIJÄT

Aikaisemmin työssä selvitettiin kuinka sähkön hinta muodostuu kysynnän ja tarjonnan tasapainotilanteessa, ja kuinka tasapainotilanteeseen tarvittava tuotantorakenne vaikuttaa sähkön markkinahintaan. Kuitenkin sähkön hinta vaihtelee monen ulkoisen tekijän vaikutuksesta ja Kalatien (2006, 1) mukaan hinnan vaihtelun selittävinä tekijöinä ovat yleensä lämpötila, jokien virtaamat, vesialtaiden täyttöasteet tai raaka-aineiden hinnat. Sähkön hinta saattaa vaihdella radikaalisti ja suuria hintapiikkejä saattaa ilmaantua poikkeavien ilmasto-olosuhteiden aikaan. (Kalatie 2006, 1.) Lyhyellä aikavälillä lämpötilalla ja ajankohdalla on merkittävin vaikutus sähkön hintaan, mutta vesivarantotilanteella on sähkön hintaan pitkän aikavälin vaikutus (Keskikallio & Lindholm 2003, 55).

3.1 Sähkön kulutus

Pohjoismaisella markkina-alueella sähkön kulutus on noussut jatkuvasti viimeisinä vuosina ja sen käytön uskotaan edelleen kasvavan. Talouden kehityssuunnat vaikuttavat sähkön kulutukseen, mutta yleisesti ottaen kulutuksella on ollut noususuuntainen trendi. (Keskikallio & Lindholm 2003, 15.) Teollisuus kuluttaa noin puolet ja kotitaloudet kuluttavat noin kolmanneksen kaikesta markkina-alueella käytettävästä sähköstä. Sähkön kulutukselle on hyvin oleellista lämpötilan vaikutus, sillä sähkölämmityksen määrä markkina-alueella on merkittävä. (Vehviläinen et al. 2010, 8.) Sähkön kulutus on yleensä matalampaa yöaikaan sekä viikonloppuisin, mikä ilmenee matalampana systeemihintana (Keskikallio & Lindholm 2003, 44).

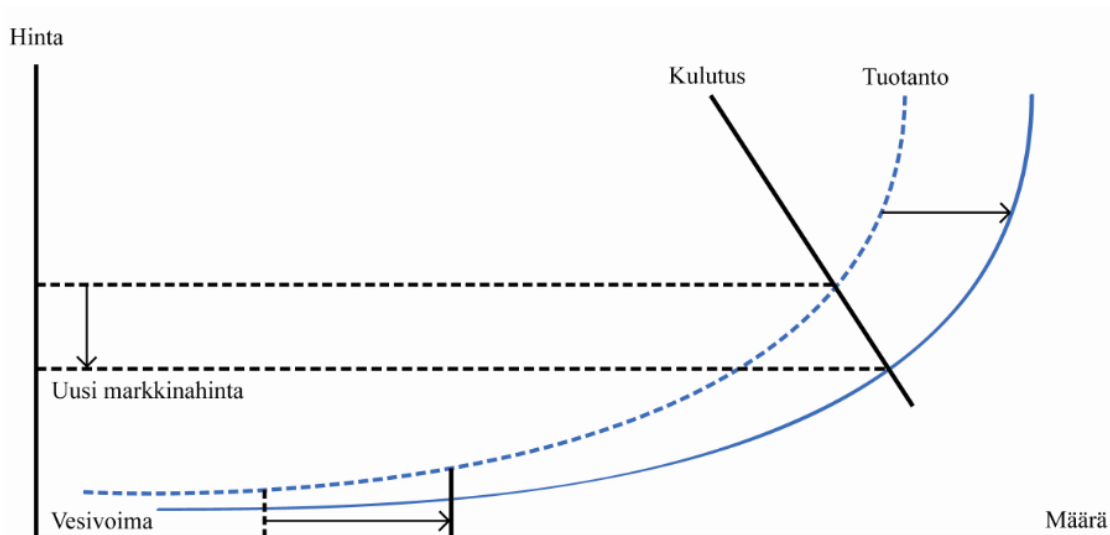
Sähkön kulutus on yleensä matalampaa yöaikaan ja sähkösopimuksia voidaan solmia erillisillä yö- ja päiväsaikkohinnoilla. Yösähkön halvemmallalla hinnoittelulla voidaan vuorokauden aikaista sähkön kulutusta tasoittaa. Sähköä paljon käyttävällä teollisuudella on erityisesti helppoa säädellä sähkön kulutusajankohtia, mutta kotitalouksilla ja toimistoilla tämä ei ole juuri mahdollista. (Keskikallio & Lindholm 2003, 37.)

Paperi- ja selluteollisuudella olisi mahdollisuus vaikuttaa merkittävästi sähkön kokonaiskulutukseen. Kyseisellä teollisuudella ei ole kuitenkaan tarvetta säädellä sähkön kulutustaan, sillä se tuottaa oman sähkönsä ja vain ajoittain oma kulutus ylittyy. Toisin sanoen sähkön kulutuksen ja tuotannon tasapainoon ei ole juuri merkitystä paperi- ja selluteollisuuden sähkön kulutuksen vaihtelulla, ja siten sillä ei myöskään ole vaikutusta sähkön markkinahintaan. (Keskikallio & Lindholm 2003, 38.)

3.2 Vesivarantotilanne

Vesivoiman osuus kokonaistuotannosta vuonna 2009 oli 55,7 % joten markkinoiden toiminta nojautuu hyvin vahvasti vesivoimaan. Markkina-alueen merkittävin vesivoiman tuottaja on Norja, sillä se tuotti vuonna 2009 vesivoimalla 128,3 TWh, joka on 62,2 % vesivoiman kokonaistuotannosta. (Nord Pool Spot 2011, 3.) Tämän vuoksi sähkön hintakehitys on voimakkaasti riippuvainen Norjan vesivarantotilanteesta. Suomen varantotilanne ei vaikuta vesivoiman saatavuuteen kuitenkaan merkittävästi, sillä Pohjo-lan vesivarannoista yli 90 % on muualla kuin Suomessa. (Energiateollisuus 2011a, 14.)

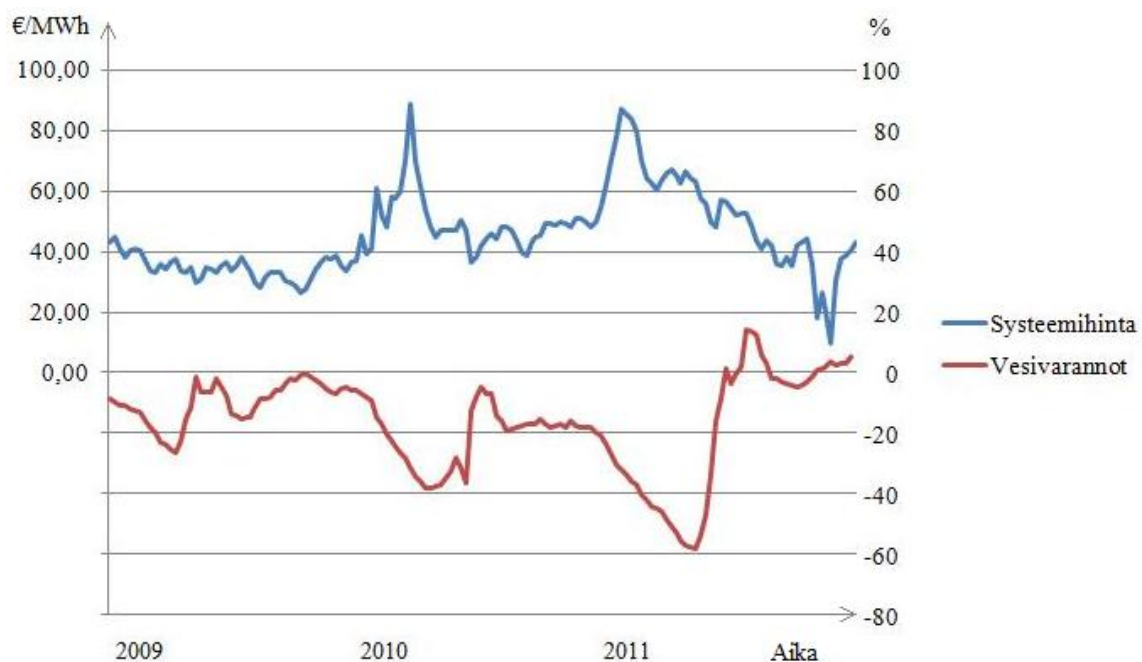
Kuvassa 6 on esitetty vesivarantotilanteen vaikutus sähkön markkinahintaan.



Kuva 6. Vesivarantotilanteen vaikutus sähkön hintaan (Keskikallio & Lindholm 2003, 39, muokattu).

Kuvassa 6 on esitetty hyvän vesivarantotilanteen vaikutus sähkön markkinahintaan. Lisääntyneen vesivoimatuotannon ansiosta tuotantokäyrä liikkuu oikealle kulutuskäyrän pysyessä samana. Tämän vuoksi sähkön markkinahinta laskee merkittävästi. Vastaavasti huonon vesivarantotilanteen vuoksi vesivoimatuotanto laskee, jolloin tuotantokäyrä liikkuu vasemmalle ja markkinahinta nousee. (Keskikallio & Lindholm 2003, 39.)

Kuvassa 7 on esitetty vesivarastojen taso suhteessa pitkän ajan mediaaniin sekä systeemihinnan kehitys vuoden 2009 viikosta 1 vuoteen 2011 viikolle 45 asti.



Kuva 7. Systeemihinnan kehitys ja vesivarastojen taso suhteessa pitkän ajan mediaaniin vuoden 2009 alusta vuoden 2011 viikolle 45 (Nord Pool Spot 2011e).

Kuvassa 7 esitetyt vesivarantotilanteen suhde mediaaniin ja systeemihinta ovat viikoittaisia keskiarvoja. Vesivarantotilanne on ilmoitettu suhteena, jossa 0 % on mediaanitilanne kullakin hetkellä. Kuvasta 7 huomataan, että vesivarantojen suhteen muuttuessa selvästi alle mediaaniin, sähkön hinta nousee. Esimerkiksi vuonna 2010 vesivarantotilanne laski alimmillaan lähes -40 % mediaanista, jolloin sähkön hinta nousi lähes 90 €/MWh hintaan. Toinen selvä yhteys huomataan vuoden 2011 alussa, jolloin vesivarannot laskivat lähes -60 % mediaanista. Tällöin sähkön nousi jälleen lähelle 90 €/MWh rajaa. Vesivarantotilanteen pysyessä lähellä mediaania sähkön hinta ei juuri tee suuria piikkejä ja sähkön hinta pysyy myös tällöin verrattain matalana.

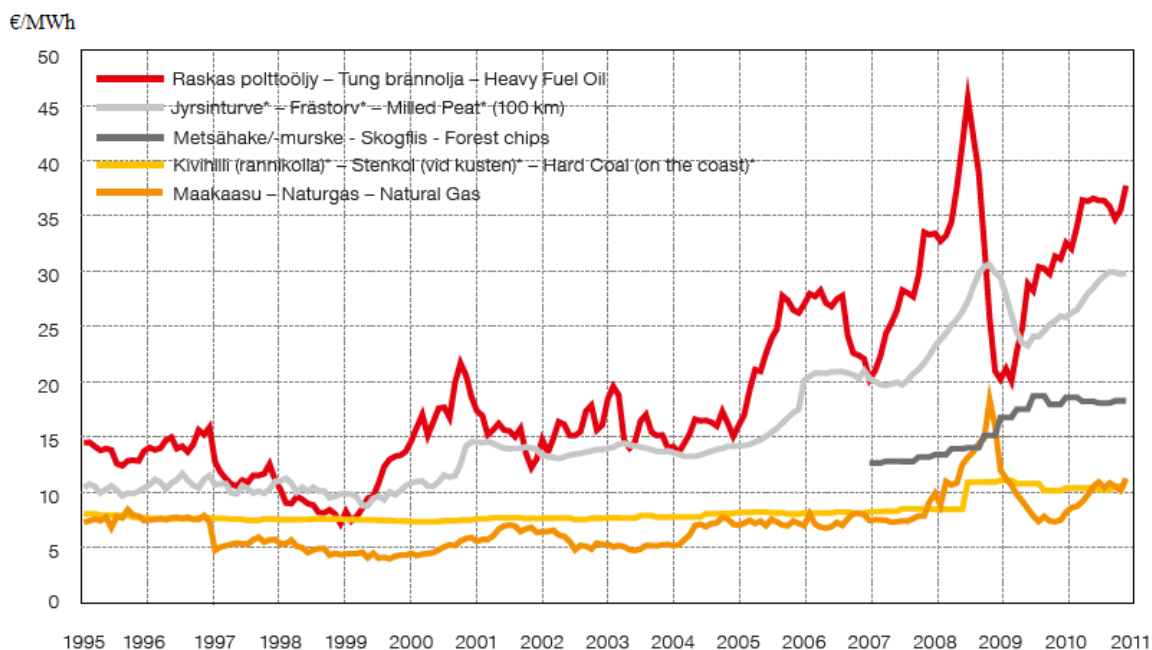
3.3 Lämpötila

Merkittävin yksittäinen sähkön kulutukseen vaikuttava muuttuja on ulkolämpötila, sillä ulkolämpötilan laskiessa sähkön kulutus kasvaa (Keskikallio & Lindholm 2003, 44). Sähkön kulutuksen kasvu lämpötilan laskiessa johtuu pääasiassa sähkölämmityksen tarpeen kasvusta markkina-alueella (Vehviläinen et al. 2010, 14).

3.4 Polttoaineiden hinnat

Vuonna 2008 pohjoismaisella markkina-alueella käytetyt polttoaineet sähkön tuotantoon olivat kivihiili, maakaasu, biopolttoaineet, turve, öljy, jättepolttoaineet sekä muut polttoaineet. Kivihiili oli vuonna 2008 käytetyin polttoaine (6,3 % kokonaisenergiantuotannosta) ja seuraavaksi käytetyimmät olivat biopolttoaineet (5,1 %), maakaasu (4,9 %), turve (1,5 %), jättepolttoaineet (1,1 %), öljy (0,5 %) sekä muut polttoaineet (0,3 %). (Nord Pool Spot 2011, 3.) Polttoaineiden hinnoilla on huomattava vaikutus sähkön markkinahintaan, sillä sähköntuotannon muuttuvat kustannukset riippuvat polttoaineiden hinnoista. Lisäksi monien polttoaineiden kaupankäynti tapahtuu USA:n dollareissa, jolloin myös valuuttakurssilla suhteessa euroon on selvä vaikutus sähkön hintaan. (Keskikallio & Lindholm 2003, 44.) Sähkön marginaalihintana on usein kivihiililauhteen hinta, joten kivihiilen polttoainekustannukset ovat merkittävä tekijä sähkön hinnan muodostumisessa.

Kuvassa 8 on esitetty raskaan polttoöljyn, jyrshinturpeen, metsähakkeen, kivihiilen ja maakaasun hintojen kehitys sähkön tuotannossa vuodesta 1995 vuoteen 2011 saakka.



Kuva 8. Polttoaineiden hintojen kehitys sähköntuotannossa vuodesta 1995 vuoteen 2011 (TEM 2011).

Kuvasta 8 huomataan, että polttoaineiden kustannukset sähköntuotannossa ovat nousseet erityisesti raskaalla polttoöljyllä ja jyrsinturpeella hyvin merkittävästi vuodesta 1995 vuoteen 2011. Muilla polttoaineilla nousu on ollut hillitympää kyseisellä aikavälillä.

3.5 Tuulivoima

Tuulivoimakapasiteetti markkina-alueella on lisääntynyt voimakkaasti ja sen vaikutus markkinahintaan kasvoi merkittävästi Tanskan liittyttyä markkina-alueeseen vuonna 1999 (Purasjoki 2006, 18). Tuulivoimatuotanto vaihtelee hyvin voimakkaasti ja tuuliolosuhteita on vaikeaa ennustaa. Tuotannon vaihtelut aiheuttavat ongelmia sähkömarkkinoilla, sillä sähkön kulutus ei laske tuulivoimatuotannon laskiessa, jolloin lisävoimaa markkinoille tarvitaan. Erityisesti ongelmia esiintyy hiilivoimaloilla, sillä niitä joudutaan pitämään jatkuvassa valmiustilassa tuuliolosuhteiden heilahtelujen vuoksi. Tämä on voimalaitoksien omistajille taloudellisesti kallista. Tuulivoimaa ei voida tuottaa täysin tyynellä säällä tai toisaalta myöskään liian navakalla tuulella. Tämän vuoksi vara-voimaa täytyy olla tuulivoimakapasiteetin verran rakennettuna eikä toisaalta uudella

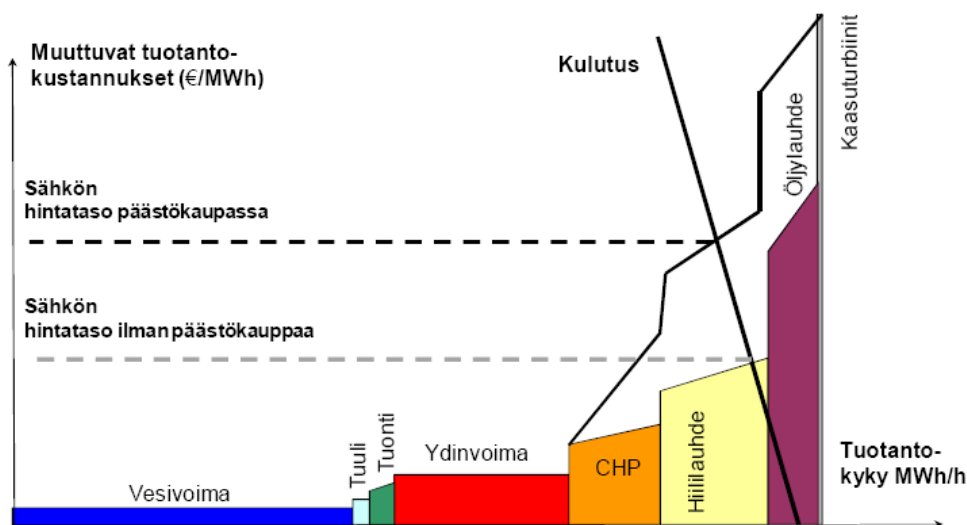
tuulivoimakapasiteetilla voida korvata olemassa olevaa muuta tuotantoa. Tuuliolosuh-
teiden ollessa hyvät, markkinahinta on alhaisempi kuin ollessa tyyntä, joten tuulivoiman
käytettävyydellä on samantyyppiset vaikutukset sähkön markkinahintaan kuten vesi-
voiman käytettävyydellä. Kuitenkin tuulivoiman käytettävyys vaikuttaa markkinahin-
taan paljon lyhemmällä aikavälillä. (Keskikallio & Lindholm 2003, 46.)

3.6 Päästökauppa

Päästökauppa alkoi vuonna 2005 päästökauppadirektiivin (2003/87/EY) tullessa voi-
maan. Päästökauppa perustuu siihen, että päästöjä vähennetään siellä missä se on kus-
tannustehokkainta. Mikäli yritys saa päästöoikeuksia markkinoilta edullisemmin kuin
mitä vähentämistoimet omassa toiminnassa maksaisivat, on edullisempaa hankkia pääs-
töoikeuksia markkinoilta. Toisaalta päästöjen vähentämistoimien ollessa edullisempia,
ne kannattaa toteuttaa. (Partanen et al. 2010, 33.)

Päästökaupan piiriin kuuluvat fossiilisilla polttoaineilla energiaa tuottavat tuotantolai-
tokset. Fossiilisten polttoaineiden osuus kokonaistuotannosta oli vuonna 2009 15,8 %.
Fossiilisilla polttoaineilla päästökauppa lisää sähkön tuotannon muuttuvia kustannuksia
ja siten sillä on myös vaikutusta sähkön markkinahintaan. (Partanen et al. 2010, 34.)

Kuvassa 9 on selvennetty päästökaupan vaikutusta sähkön hintaan.



Kuva 9. Päästökaupan aiheuttama hintalisä (Partanen et al. 2011, 34).

Kuvassa 9 on esitetty päästökaupan piiriin kuuluvat energiantuotantomuodot. Vesivoima, tuulivoima, tuontisähkö ja ydinvoima ovat täysin hiilidioksidivapaata energiantuotantoa, mutta CHP-tuotanto, hiili- ja öljylauhde sekä kaasuturbiinilla tuotettu sähkö ovat päästökauppaan kuuluvaa.

3.7 Tuotantolaitoksien odottamattomat vikaantumiset

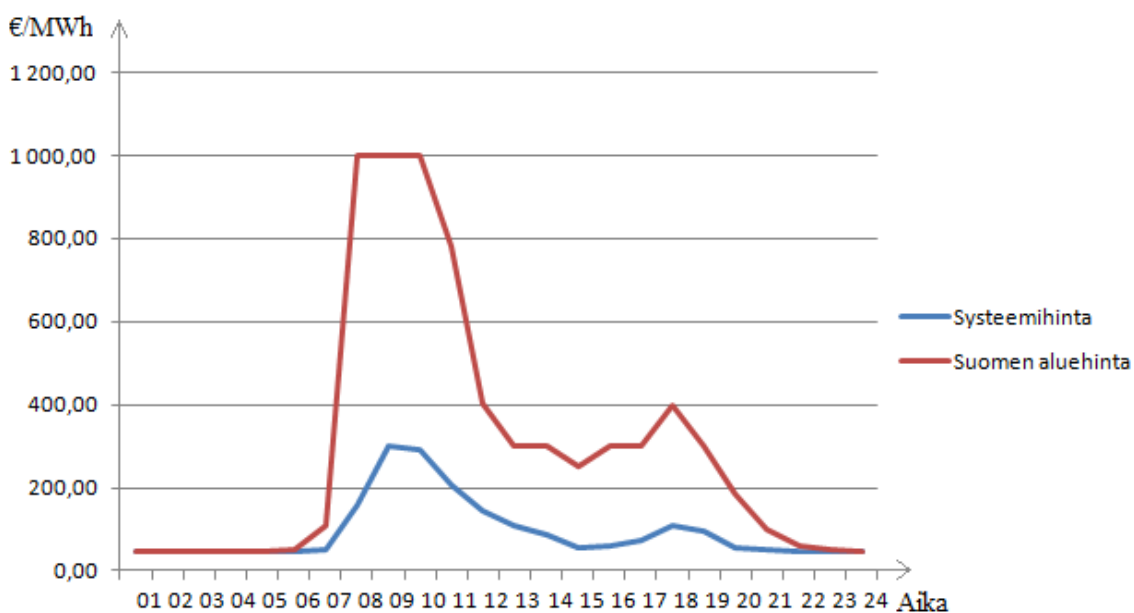
Tuotantolaitoksien vikaantumisilla voi olla selvä vaikutus sähkön hintaan. Tuotantolaitoksen vikaantuessa sähkön kulutuksen ja tuotannon tasapainottamiseksi joudutaan uutta kapasiteettia ajamaan ylös korvaamaan syntynyttä tuotantovajetta. Sähkön hinta muodostuu kalleimman tuotantomuodon keskimääräisten muuttuvien kustannuksien perusteella, jolloin esimerkiksi vesi- tai ydinvoimalan vikaantuessa joudutaan tuotantovaje täyttämään esimerkiksi hiililauhdevoimalla. Hiililauhdevoiman muuttuvien kustannuksien ollessa suuremmat, sähkön hinta myös nousee.

4 SÄHKÖN HINNAN KEHITYS

4.1 Suurien hintapiikkien esiintyminen

Pohjoismaisella markkina-alueella talven 2009–2010 aikana esiintyi sähkön hinnassa huimia piikkejä, jolloin sähkön hinnaksi nousi ajoittain jopa yli 1000€/MWh (vrt. sähkön keskimääräinen systeemihinta vuonna 2010 53,10 €/MWh) (Nord Pool Spot 2011e). Sähkön hinta ylitti tämän rajan vuonna 2009 joulukuun 17. päivä aikavälillä 16–18, vuonna 2010 tammikuun 8. päivä aikavälillä 7–10 sekä vuonna 2010 helmikuun 22. päivä aikavälillä 7-12 ja 17–19. (Vehviläinen et al. 2010, 12.)

Kuvassa 10 on esitetty systeemihinnan ja Suomen aluehinnan kehitys tammikuun 8. päivä vuonna 2010.



Kuva 10. Systeemihinta ja Suomen aluehinta tammikuun 8. päivänä vuonna 2010 (Nord Pool Spot 2011e).

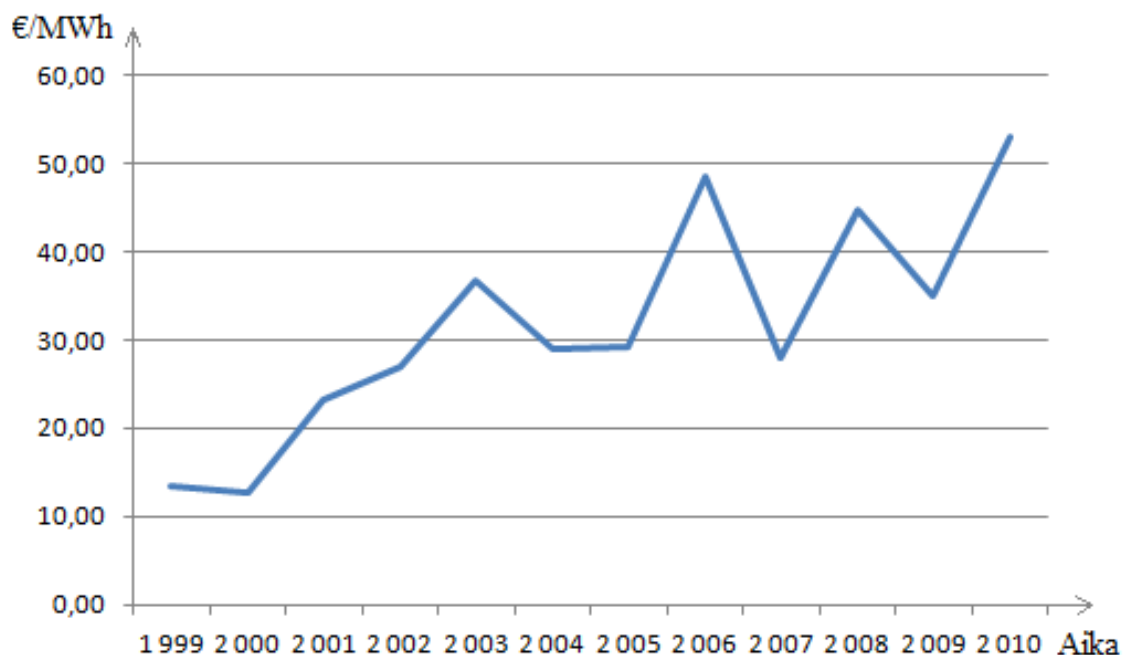
Kuvasta 10 huomataan, että tammikuun 8. päivä vuonna 2010 Suomen aluehinta ylitti 1000 €/MWh hinnan aikavälillä 7-10. Tällöin myös Ruotsissa, Tanskan toisella hinta-

alueella sekä Norjan kolmella eri hinta-alueella hinta ylitti kyseisen rajan samaan aikaan. Systemihinta kyseisellä ajankohdalla nousi jopa yli 300 €/MWh hintaan.

Suurien hintapiikkien syntymisiin oli monia syitä. Vehviläinen et al. (2009, 12–16) mukaan hintapiikkien syinä olivat Ruotsin ydinvoimatuotannon vajaakäyttö, heikko vesivarastotilanne, keskiarvoa kylmempi talvi sekä poikkeukselliset siirtoyhteystilanteet. Ruotsin ydinvoimatuotanto oli talvella 2009–2010 vajavaista, koska keväällä ja kesällä 2009 tehtyjä revisioita ja kunnossapitotöitä ei saatu valmiiksi ennen talvea. Lokakuun ja maaliskuun välisenä aikana ydinvoiman käytettävyys Ruotsissa oli 61 % keskiarvotuotannosta. Joulukuun 17. päivän hintapiikin aikaan käytettävyys oli alimmillaan (46 %) ja tammikuun 8. päivän hintapiikin aikaan käytettävyys oli 69 %. Ruotsin ydinvoimailoiden vajaan toiminnan vuoksi vesivoimaa käytettiin talvella poikkeuksellisen paljon, mikä johti vesivarastojen laskuun. Lisäksi sademäärät olivat matalat vesivoimatuotantoalueilla, huolimatta muuten sateisesta talvesta. Sähkön kulutus oli markkina-alueella talvella 2009–2010 korkea, sillä lämpötilat olivat keskilämpötiloja matalammat. Sähkön kulutusmäärät olivat hyvin suuret huolimatta maailmanlaajuisesta heikosta talouden tilanteesta ja siitä seuranneesta tavallista pienemmästä teollisuuden kulutuksesta. Siirtoyhteydet olivat poikkeukselliset talven 2009–2010 aikana, mikä aiheutti sähkön siirto-ongelmia kulutuspiikkien aikaan. Sähkön siirtoyhteydet Alankomaista Etelä-Norjaan olivat pois käytöstä ja siirtokapasiteettia oli pienennetty Etelä-Norjasta Ruotsiin kaapelivian vuoksi. Lisäksi siirtoyhteys Länsi-Tanskasta Ruotsiin oli pienennetty puoleen tehoon teknisten ongelmien vuoksi. (Vehviläinen et al. 2010, 13–16, 41.)

4.2 Sähkön hintakehityksen historiaa

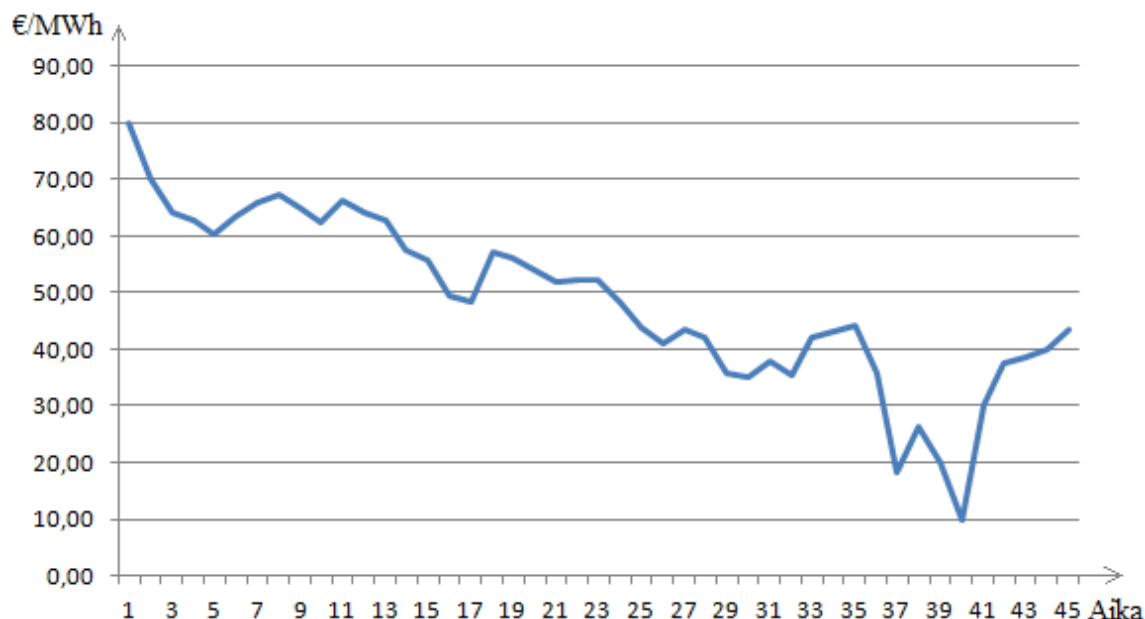
Kuvassa 11 on esitetty sähkön systemihinnan kehitys vuodesta 1999 vuoteen 2010. Systemihinta on esitetty jokaisen vuoden keskiarvohintana.



Kuva 11. Sähkön systeemihinnan kehitys (Nord Pool Spot 2011e).

Kuvasta 11 huomataan, että systeemihinnan vuosittainen keskiarvo on noussut kyseisellä aikavälillä. Vuonna 1999 systeemihinnan vuosittainen keskiarvo oli 13,5 €/MW, mutta vuonna 2010 keskiarvo oli 53,1 €/MW. Sähkön kulutus on kasvanut kyseisellä aikavälillä merkittävästi, mutta tuotantokapasiteettia ei ole rakennettu samassa suhteessa lisää. Tämän vuoksi sähkön hinta on noussut. Lisäksi polttoaineiden hinnat ovat nousseet, millä on ollut myös yhteys sähkön hinnan nousuun. Päästökauppa alkoi vuonna 2005 joten sillä voidaan myös osittain selittää hinnan nousu. Yksittäisten vuosien hintapiikkien esiintyminen on selitettävissä huonoilla vesitilanteilla kyseisten vuosien aikana.

Kuvassa 12 on esitetty sähkön systeemihinnan kehitys vuodelta 2011. Systeemihinta on viikoittainen keskiarvo viikosta 1 viikkoon 45 asti.



Kuva 12. Systemihinnan kehitys vuonna 2011 viikosta 1 viikkoon 45 asti (Nord Pool Spot 2011c).

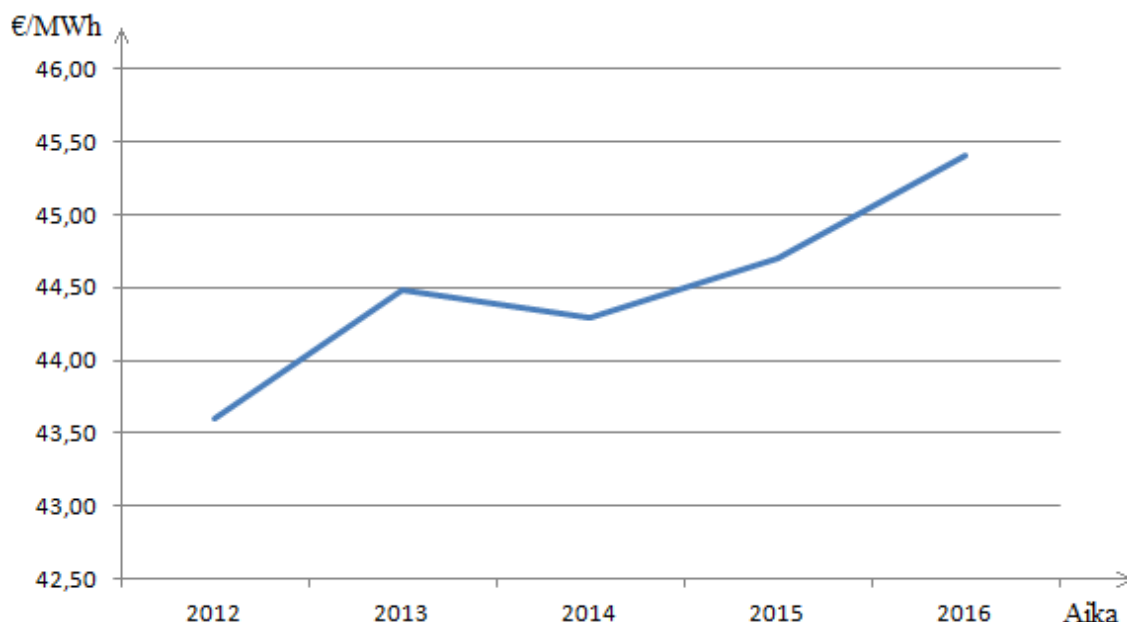
Kuvasta 12 huomataan, että sähkön viikoittainen keskiarvohinta alkuvuonna oli noin 80 €/MWh, mutta kuluvana vuonna sähkön hinnalla on ollut laskeva trendi. Sähkön viikoittainen keskiarvohinta oli alimmillaan viikolla 40, jolloin hinnaksi muodostui noin 10 €/MWh. Tämän jälkeen sähkön hinta on noussut ja viikolla 45 keskiarvohinta oli noin 43 €/MWh. Sähkön hinta alkuvuonna oli korkea huonon vesivarantotilanteen vuoksi, mutta vesivarantotilanteen parantuessa vuoden kuluessa, myös sähkön hinta on laskeutunut.

4.3 Sähkön hinnan kehitys tulevaisuudessa

Pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla sähkön hintaan vaikuttavista tekijöistä merkittävimmät ovat vesivarantotilanne ja lämpötila. Tämän perusteella sähkön hintakehitykselle lähitulevaisuudessa on olennaista näiden muuttujien kehitys. Mikäli sademäärät merkittävillä vesivoimatuotantoalueilla jäävät lähitulevaisuudessa mataliksi ja tulevasta talvesta tulee tavanomaista kylmempi, oletettavasti sähkön hinta tulee nousemaan. Vastaavasti sademäärien ollessa korkeat sekä talven ollessa leuto, tulee sähkön hinta pysymään matalana.

Sähkömarkkinoiden hintakehitykselle lähitulevaisuudessa on keskeistä talouden kehitys. Talouden tilan keskeisiä haasteita ovat tällä hetkellä Euroopan velkakriisin ratkaisu ja yleinen maailmantalouden tilanne. Talouden ajautuminen taantumaan toisi polttoaineiden hintoja alas, mikä johtaisi sähkön hinnan laskuun. Talouden heikko tilanne ei ole toistaiseksi heijastunut polttoaineiden hintoihin, mutta kivihiilen hinta nousi keväällä Saksan tehtyä päätös luopua ydinvoimasta vuoteen 2022 mennessä. Tämän jälkeen kivihiilen hinta on kuitenkin pysynyt verrattain vakaana. (Energiakolmio 2011a.)

Sähkön hinnan kehitystä voidaan arvioida forwardien hintojen kehityksillä. Kuvassa 13 on esitetty vuosiforwardien hinnat vuodesta 2012 vuoteen 2016 saakka.



Kuva 13. Vuosiforwardien hintojen kehitys vuoteen 2016 saakka (NASDAQ OMX Commodities Europe 2011).

Kuvasta 13 huomataan, että vuosiforwardin hinta vuonna 2012 on 43,60 €/MWh ja vuonna 2016 vuosiforwardin hinta on 45,40 €/MWh. Vuosiforwardien hintojen nousulla voidaan olettaa sähkön hinnan nousevan tulevaisuudessa. Toisaalta finanssimarkkinoilla pitkällä aikavälillä epävarmuus markkinoiden kehityksestä kasvaa, mikä saattaa osiltaan selittää forwardien hintojen nousun.

5 MARKKINOIDEN JA MARKKINA-ALUEEN KEHITYSNÄKYMÄT

5.1 Pohjoismaisten sähkömarkkinoiden laajentuminen

Pohjoismainen markkina-alue on jatkuvien muutoksien alla. Tämän hetkistä markkina-alueetta kehitetään jatkuvasti ja sitä on tarkoitus laajentaa Manner-Eurooppaan (Vehviläinen et al. 2010, 39). Markkina-alueen integraation ansiosta sähkömarkkinoiden toiminta paranee, sillä markkinoiden tehokkuus ja kilpailukyky kasvavat. Resurssien tehokas käyttö paranee, sillä alueen laajentuessa sähköä tuotetaan paremmin siellä missä se on kullakin hetkellä edullisinta. Lisäksi integraation ansiosta toimitusvarmuus paranee. Siirtoyhteyksien kehittäminen ja toimivat sisämarkkinat vähentävät energian saatavuuskriisien uhkaa. (Hirvonen 2011.) Tavoitteena on yhdistää Euroopan kuusi eri sähköpörssiä. Maantieteellisesti pörssien yhdistäminen tarkoittaisi alueita Portugali, Espanja, Italia, Belgia, Alankomaat, Iso-Britannia, Ranska, Saksa, Itävalta, Sveitsi, Tanska, Norja, Ruotsi, Suomi ja Baltian maat. Kyseisellä maantieteellisellä alueella käytetään yli 80 % Euroopan sähköstä. (Nord Pool Spot 2011i.)

Markkinaintegraatio on haasteellista toteuttaa monista syistä. Haasteina ovat muun muassa siirtoverkkojen rakentamisen vaikeus, ilmastotavoitteiden edellyttämän uusiutuvan energian vaikutus markkinamekanismin ja voimajärjestelmän toimivuuteen, pörssien yhteistyövaikeudet, kehityserot eri markkina-alueiden välillä, EU-sääntöjen puutteellinen toteuttaminen sekä kansallinen energiapolitiikka. (Hirvonen 2011, 18–19.)

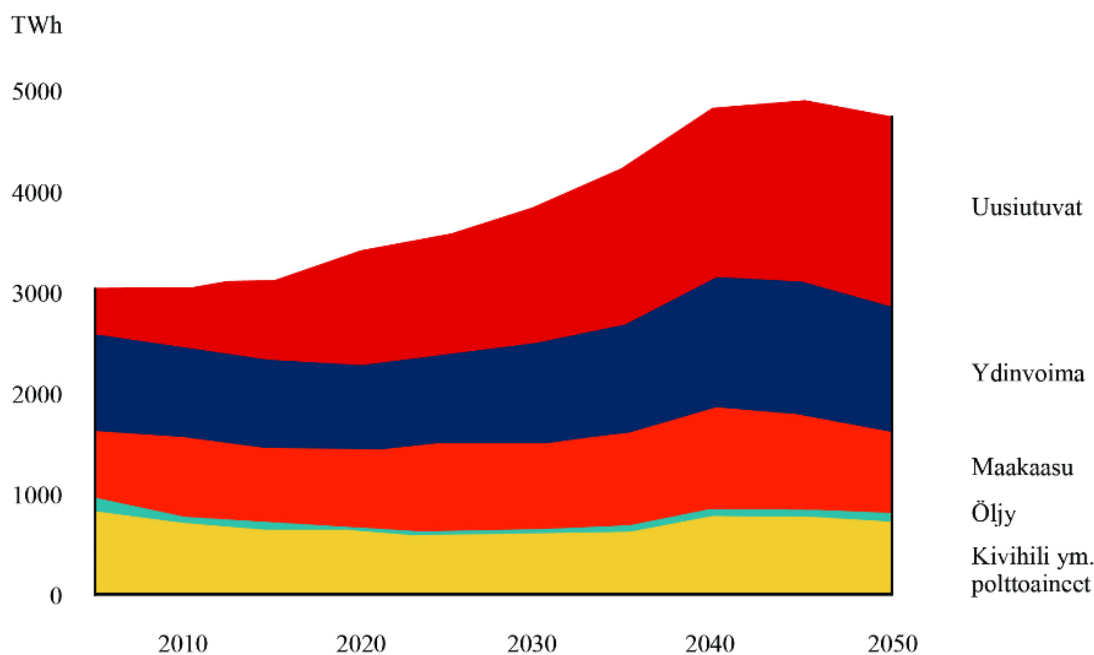
Sähkömarkkinoiden ja – pörssien yhdistyminen ja niiden vaikutus pohjoismaiseen sähkön hintaan on ollut esillä viime aikoina julkisuudessa. Huolta on herättänyt pohjoismaisen hinnan kehitys, sillä sen epäillään välittömästi nousevan Keski-Euroopan sähkön hintatasoon. Markkinaintegraation vuoksi pohjoismaisilla markkinoilla ja Keski-Euroopan markkinoilla tulisi teoriassa yhteinen sähkön hinta. Kuitenkin siirtoyhteydet ovat tällä hetkellä todella rajalliset, jolloin pullonkaulatilanne muodostuu Keski-Euroopan verkon ja pohjoismaisen verkon välille. Tämän vuoksi sähköpörssien välisen

sähkönsiirron yhdistäminen ei juuri tuo merkittävää muutosta sähkön tukkuhintoihin Pohjoismaissa eikä Keski-Euroopassa. (Energiakolmio 2011b.)

5.2 Sähkön tuotantorakenteen kehitys Euroopassa

Energiateollisuuden (2011b, 6) mukaan olemme siirtymässä kohti vähäpäästöisempää sähköntuotantorakennetta uusiutuvan energian ja ydinvoiman hyödyntämisen kasvaessa. Uusiutuvan energian tarvitsemien tukien määrä tulevaisuudessa tulee laskemaan päästöoikeuksien hintojen nousun vuoksi.

Kuvassa 14 on esitetty Euroopan sähkön tuotantorakenteen arvioitu kehitys vuoteen 2050 asti, sekä havainnoitu uusiutuvan energian tuotannon kasvua.



Kuva 14. Sähkön tuotantorakenteen arvioitu kehitys Euroopassa vuoteen 2050 asti (Energiateollisuus 2011b, 7).

Kuvasta 14 huomataan, että sähkön kulutus Energiateollisuuden (2011b, 7) mukaan tulee kasvamaan vuoteen 2045 asti jonka jälkeen se alkaa hitaasti laskea. Uusiutuvan energian tuotanto kasvaa hyvin merkittävästi tulevina vuosikymmeninä. Kuitenkin uusiutuvan energian kasvava tarjonta lisää sähkön hinnan kysynnän ja tarjonnan vaihtelua tulevaisuudessa.

6 YHTEENVETO

Työssä selvitettiin pohjoismaisten sähkömarkkinoiden rakennetta, sähkön hinnan muodostumista sekä hintaan vaikuttavia tekijöitä. Työn lopussa tarkasteltiin sähkön hinnan kehitystä sekä pohdittiin sähkömarkkinoiden tulevaisuutta.

Pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla erityispiirteinä ovat suuri vesivoiman osuus kokonaistuotannosta sekä voimakkaat lämpötilavaihtelut. Tämän vuoksi sähkön tuotannon ja kulutuksen tasapainon ylläpitäminen on ajoittain haasteellista ja tämä saattaa ilmetä sähkön hinnan suurina hintapiikkeinä. Pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla sähkö hankitaan sähköpörssistä tai vaihtoehtoisesti pörssin ulkopuolisilta kahdenvälisiltä sopimuksilta.

Sähkön hintaan merkittävimmät vaikuttajat ovat vesivarantotilanne, hetkellinen kulutus, vallitseva lämpötila, raaka-aineiden hinnat, päästökaupan aiheuttama hintalisä, tuuli-voiman tuotannon heittelyt sekä tuotantolaitoksien odottamattomat vikaantumiset. Sähkön hintaan vaikuttavia tekijöitä on siten useita, minkä vuoksi sähkön hintakehityksen arvioiminen on hyvin haasteellista. Kuitenkin hinnan vaihtelulta voidaan suojautua sähköpörssin finanssituotteilla. Sähkön hintakehityksellä on ollut selvä nousutrendi, sillä vuodesta 1999 vuoteen 2010 sähkön markkinahinta on lähes neljänkertaistunut.

Pohjoismainen sähkömarkkina-alue on laajentunut jatkuvasti ja viimeiseksi markkina-alueeseen on liittynyt Viro vuonna 2010. Markkina-alue on seuraavaksi laajentumassa Keski-Eurooppaan, mikä aiheuttaa markkinoille merkittäviä haasteita. Haasteina ovat ensisijaisesti sähkön siirtoyhteyksien rajallisuus. Markkina-alueen laajentaminen parantaa kuitenkin muun muassa resurssien käyttöä ja toimitusvarmuutta.

LÄHDELUETTELO

Energiakolmio 2011a. Talouden kehitys keskeisessä roolissa [Energiakolmio www-sivu]. [Viitattu 6.11.2011]. Saatavissa:

<http://www.energiakolmio.fi/content/view/301/lang,fi/>

Energiakolmio 2011b. Pörssien yhteistyön vaikutus sähkön hintaan [Energiakolmio www-sivu]. [Viitattu 6.11.2011]. Saatavissa:

<http://www.energiakolmio.fi/content/view/275/lang,fi/>

Energiateollisuus 2011a. Sähkömarkkinakatsaus [kalvosarja]. Julkaistu 29.8.2011 [viitattu 18.9.2011] 19 s. Saatavissa PPT-kalvoina:

<http://www.energia.fi/sahkomarkkinat/sahkon-hinta-ja-sopimukset/sahkomarkkinakatsaus>

Energiateollisuus 2011b. Sähkömarkkinavisio 2030 [verkkodokumentti]. Julkaistu 6.4.2011 [viitattu 8.11.2011] 12 s. Saatavissa PDF-dokumenttina:

http://www.energia.fi/sites/default/files/sahkomarkkinat_2030_-_visio_taskuesite.pdf

Fingrid 2011. Säätä sähkömarkkinat [Fingridin vww-sivu]. [Viitattu 15.11.2011]. Saatavissa: <http://www.fingrid.fi/portal/suomeksi/palvelut/tasepalvelut/saatosahkomarkkinat/>

Hirvonen 2011. Sähkömarkkinapäivä 17.3.2011 [verkkodokumentti]. Julkaistu 16.3.2011 [viitattu 13.11.2011] Eurooppalainen markkinaintegraatio ja tulevaisuus

Fingrid Oyj. Saatavissa PDF dokumenttina:

http://www.fingrid.fi/attachments/fi/media/Seminaarit/smp_2011/markkinaintegraatio_ritva_hirvonen.pdf

J. Partanen et al. 2010. Sähkömarkkinat opetusmoniste. LUT. 92 s. ISSN 1459-3114, ISBN 951-764-819-9.

J. Partanen et al. 2011. Sähkömarkkinat opetusmoniste. LUT. 92 s. ISSN 1459-3114, ISBN 951-764-819-9.

Keskikallio Jukka. Lindholm Jonas 2003. The Nordic Electric Power Market. A Study of the Market Characteristics, Price Factors and the Competitive Environment of the Nordic Power Market. Julkaistu 11/2003 Helsinki: Ministry of Trade and Industry Finland, Studies and Reports 79 s. ISSN 1236-2352, ISBN 951-739-733-X.

NASDAQ OMX Commodities Europe 2011. Prices Financial Market [NASDAQ OMX Commodities Europe www-sivu]. [Viitattu 20.11.2011]. Saatavissa: <http://www.nasdaqomxcommodities.com/trading/marketprices/>

Nord Pool Spot 2011a. Day-ahead market [Nord Pool Spot www-sivu]. [Viitattu 25.10.2011]. Saatavissa: <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Day-ahead-market-Elspot-/>

Nord Pool Spot 2011b. Price calculation [Nord Pool Spot www-sivu]. [Viitattu 25.10.2011]. Saatavissa: <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Day-ahead-market-Elspot-/Price-calculation/>

Nord Pool Spot 2011c. Elspot market overview [Nord Pool Spot www-sivu]. [Viitattu 25.10.2011]. Saatavissa: <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Maps/Elspot-Market-Overview/Elspot-Prices/>

Nord Pool Spot 2011d. Intraday market [Nord Pool Spot www-sivu]. [Viitattu 25.10.2011]. Saatavissa: <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Intraday-market-Elbas/>

Nord Pool Spot 2011e. Elspot Prices [Nord Pool Spot www-sivu]. [Viitattu 1.1.2011]. Saatavissa: <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Elspot/Area-Prices/ALL1/Hourly/>

Nord Pool Spot 2011f. Transmission system operators (TSOs) [Nord Pool Spot www-sivu]. [Viitattu 14.11.2011]. Saatavissa: <http://nordpoolspot.com/How-does-it-work/Transmission-system-operators-TSOs/>

Nord Pool Spot 2011g. Balancing power [verkkodokumentti]. Julkaistu 7.2.2011 [viitattu 14.11.2011]. 2s. Saatavissa PDF -dokumenttina: http://nordpoolspot.com/Global/Download%20Center/how-does-it-work_balancing-power.pdf

Nord Pool Spot 2011h. Nordic production split 2004–2009 [verkkodokumentti]. Julkaistu 11.4.2011 [viitattu 18.9.2011]. 7 s. Saatavissa PDF -dokumenttina: http://www.nordpoolspot.com/Global/Download%20Center/nordic-power-market/Nordic-production-split_2004-2009.pdf

Nord Pool Spot 2011i. European Integration [Nord Pool Spot www-sivu]. [Viitattu 23.11.2011]. Saatavissa: <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/European-Integration/>

Purasjoki Matti 2006. Sähkön tukku- ja vähittäismarkkinoiden toimivuus – Selvitysmies Matti Purasjoen raportti. Julkaistu 1/2007 Helsinki: Kauppa ja teollisuusministeriö Suomi 53s. ISSN 1459-9376, ISBN 952-489-087-9 Saatavissa: http://www.tem.fi/files/16728/SAHKOMARKKINOIDEN_TOIMIVUUS.pdf

TEM 2011. Energiakatsaus 2011 [verkkodokumentti]. Julkaistu 16.6.2011 [viitattu 21.11.2011]. 57s. Saatavissa: http://www.tem.fi/files/30326/WEB_Energiakts1_11.pdf

Vehviläinen Iivo. Bröckl Marika. Virtanen Elina. 2010. Gaia 2009-2010 Nordic electricity peak prices during the winter 2009– 2010. Gaia Consulting Oy. Julkaistu 30.9.2010 [viitattu 1.11.2011]. 48s.