

LAPPEENRANNAN TEKNILLINEN YLIOPISTO
Teknistaloudellinen tiedekunta
Tuotantotalouden osasto

YDINVOIMALAITOKSEN VUOSIHUOLTOAJANKOHDAN OPTIMOINTI
DIPLOMITYÖ

Essi Jalarvo

Eurajoella 24.3.2010

Tarkastaja:

Professori Tuomo Käksi

Professori Jarmo Partanen

Ohjaaja:

Diplomi-insinööri Petri Lavi, Teollisuuden Voima Oyj

TIIVISTELMÄ

Tekijä: Essi Jalarvo	
Työn nimi: Ydinvoimalaitoksen vuosihuoltoajankohdan optimointi	
Osasto: Teknistaloudellinen tiedekunta, Tuotantotalous	
Vuosi: 2010	Paikka: Eurajoki
Diplomityö Lappeenrannan teknillinen yliopisto 112 sivua, 34 kuvaa, 19 taulukkoa ja 14 liitettä Tarkastajat: professori Tuomo Kässi, professori Jarmo Partanen	
Hakusanat: sähkömarkkinat, sähkön hinta, uraani, ydinvoima, vuosihuolto	
<p>Viimeaikoina ydinvoima on ollut vahvasti esillä mediassa. Keskustelut lisäydinvoimasta, sähköntuotantomuodoista, Olkiluodon kolmannen ydinvoimalaitosyksikön rakennustöistä, sähkön kulutuksen tulevaisuudesta ja nykyisestä taloustilanteesta ovat vaikuttaneet tarpeeseen tutkia sähkön tuotantokustannuksia ydinvoiman osalta. Tutkimuksessa keskitytään erityisesti ydinvoimalaitosyksiköiden vuosihuolto- ja polttoainekustannuksiin, jotka muodostavat suurimman suunnitellun yksittäisen kustannuserän ydinvoiman käyttöön liittyen.</p> <p>Työ tehdään Teollisuuden Voima Oyj:lle, joka pääsääntöisesti toimii Eurajoen Olkiluodossa. Työssä optimoidaan jokaiselle Olkiluodon ydinvoimalaitosyksikölle mahdollisimman edullinen vuosihuoltoajankohta. Optimaalisin ajankohta määrittyy edullisimman sähkön hinnan, ihanteellisimman käyttöjakson pituuden sekä resurssien saatavuuden perusteella. Ydinvoimalaitosyksiköiden vuosihuoltoajankohdat suunnitellaan siten, että vuosihuollot ovat kokonaisuudessaan ja laitosyksikkökohtaisesti optimaaliset.</p> <p>Työn lopputuloksena on esitys Olkiluodon ydinvoimalaitosyksiköiden optimaalisista vuosihuoltoajankohdista. Työn tuloksien myötä Teollisuuden Voima Oyj:llä on mahdollisuus pienentää vuosihuoltokustannuksiaan ja osaltaan vaikuttaa ydinvoimalla tuotetun sähkön kannattavuuteen. Vuosihuoltoajankohdan optimointi palvelee myös Teollisuuden Voima Oyj:n osakkaiden vaatimuksia.</p>	

ABSTRACT

Author: Essi Jalarvo
Title: Optimization of nuclear power plants outage times
Department: The Faculty of Technology Management, Industrial Management
Year: 2010 Location: Eurajoki
Master's Thesis Lappeenranta University of Technology 112 pages, 34 figures, 19 tables and 14 appendices Examiners: Professor Tuomo Kässi, Professor Jarmo Partanen
Keywords: power market, price of electricity, uranium, nuclear power, outage
<p>Lately nuclear power has been a popular topic among the media. There have been conversations about building more nuclear power, modes of generating electricity, construction works of the third nuclear power plant in Olkiluoto, the future of electricity consumption and state of public economy. These conversations have been affecting on the need to explore production costs of electricity, especially on behalf of nuclear power and outages. Outage costs and fuel costs are the biggest planned cost item in the use of nuclear power.</p> <p>This research concentrates on the costs of planned outages in nuclear power plant. The study is made for Teollisuuden Voima Oyj. Teollisuuden Voima Oyj operates mainly in Olkiluoto in Eurajoki, where its three nuclear power plants are located. Purpose of this study is to optimize times when outages are held. The most optimal time is determined by the price of electricity, by an idealistic cycle length and by availability of resources. The optimal outage times are planned so that every plant alone and all plants together are as economical as possible.</p> <p>The outcome of this study is a proposal of outage times in Olkiluoto's nuclear power plants. Along with the results of this research Teollisuuden Voima Oyj has an opportunity to cut its outage costs and influence to the profitability of electricity produced by nuclear power. The optimization of nuclear power plants outage times fits also to the demands of Teollisuuden Voima Oyj's shareholders.</p>

ALKUSANAT

Tämä työ on tehty Teollisuuden Voima Oyj:n käyttötoimistossa Olkiluodossa. Työn valvojana on toiminut Lappeenrannan teknillisen yliopiston puolesta professori Tuomo Kässi ja ohjaajana Teollisuuden Voima Oyj:n puolesta käyttötoimiston päällikkö Petri Lavi. Kiitos molemmille työni ohjauksesta ja neuvoista.

Kiitos kuuluu myös Teollisuuden Voimalle mielenkiintoisesta aiheesta ja kaikille minua tässä työssä auttaneille tasapuolisesti. Apunne on ollut arvokasta työni valmistumisen kannalta. Haluan myös kiittää pitkäaikaisia sponsoreitani, äitiä ja isää, joiden ansiosta opiskeluni on ollut mahdollista. Kiitos.

Aihe on herättänyt runsaasti mielenkiintoa ja toivon, että aihetta tutkittaisiin vielä tämänkin jälkeen. Mikäli työni herättää kysymyksiä tai aihe muuten kiinnostaa, minuun voi ottaa yhteyttä (p. 050-5240311) aiheen tiimoilta.

Olkiluodossa 24.3.2010

Essi Jalarvo

SISÄLLYSLUETTELO

1.	JOHDANTO	1
1.1.	Työn tausta	1
1.2.	Tavoitteet ja rajaus	2
1.3.	Tutkimuksen toteutus	3
1.4.	Tutkimuksen rakenne	4
2.	TEOLLISUUDEN VOIMA OYJ	6
2.1.	Toiminta-ajatus ja visio	6
2.2.	Tärkeimmät sidosryhmät	7
2.3.	Ydinvoimalaitosyksiköiden toimintaperiaate	7
2.4.	Vuosihuoltopolitiikka	10
3.	POHJOISMAIDEN SÄHKÖMARKKINAT	13
3.1.	Sähkömarkkinoiden kehittyminen	14
3.2.	Sähkömarkkinoiden toiminta	16
3.3.	Sähkökauppa	20
3.3.1.	Fyysinen sähkökauppa	22
3.3.2.	Tase- ja säätösähkökauppa	23
3.3.3.	Johdannaiskauppa	24
3.4.	Sähkön hinnan muodostuminen pörssissä	27
3.5.	Sähkön hintaan vaikuttavat tekijät	31
3.6.	Sähkön hinnan mallintamismenetelmät	36
3.7.	Sähkömarkkinoiden riskit	38
3.8.	Sähkömarkkinoiden tulevaisuuden näkymät	40
4.	VUOSIHUOLTOAJANKOHDAN MÄÄRITTÄMINEN	43
4.1.	Sähkön hinnan vaikutus	43
4.1.1.	Systemihinnan analysointi	43
4.1.2.	Ajankohdan optimointi	58
4.2.	Käyttöjakson pituuden vaikutus	63
4.2.1.	Polttoaineen valmistuskustannukset	64
4.2.2.	Optimaalinen käyttöjakso	70

4.3.	Resurssien vaikutus.....	77
4.3.1.	Pohjoismaiden ydinvoimalaitosten vuosihuoltojen ajoittuminen....	78
4.3.2.	Keski-Euroopan ydinvoimalaitosten vuosihuoltojen ajoittuminen .	80
4.3.3.	Vuosihuoltopäivien lukumäärä eri käyttöjaksoilla	83
4.4.	Yhteenvedo optimaalisesta ajankohdasta	84
5.	LAITOSYKSIKÖKOHTAINEN OPTIMOINTI	86
5.1.	OL1 ja OL2	87
5.2.	OL3	89
5.3.	OL1, OL2 ja OL3 yhtenä kokonaisuutena	90
5.4.	Herkkyysanalyysi.....	92
6.	POHDINTA.....	96
7.	JOHTOPÄÄTÖKSET	103
	LÄHTEET	105
	LIITTEET	

Liite 1.	Seasonal Index 1998–2009.
Liite 2.	Viikoittaiset systeemihinnat vuosilta 1998–2009.
Liite 3.	Vesistövirtaamien poikkeamia vuosilta 1998–2009.
Liite 4.	Systeemihinnan vaihtelu ja vesivarastojen taso.
Liite 5.	Vesivoiman tuotantoon liittyviä tietoja.
Liite 6.	Systeemihinta- ja kulutuskäyrät 1998–2009.
Liite 7.	Uraanin jalostusvaiheiden hintakehitys.
Liite 8.	Esimerkki 12 kuukauden käyttöjakson polttoainekustannusten laskemisesta.
Liite 9.	OL1/OL2: Vaihtoehdot 18 kuukauden käyttöjakson vuosihuoltojen järjestykseksi ja ajoittumiseksi.
Liite 10.	Pohjoismaiden ydinvoimalaitosten vuosihuoltojen ajoittuminen vuosina 2008–2013.
Liite 11.	EEX-sähköpörssin alueen ydinvoimalaitosten vuosihuoltotietoja.
Liite 12.	OL1 ja OL2 -laitosyksiköiden vuosihuoltojen kustannukset.
Liite 13.	OL1, OL2 ja OL3 -laitosyksiköiden vuosihuoltojen ajoittumisen vaihtoehdot ja vuosihuoltokustannukset.
Liite 14.	Sähkön hinnan nousu.

LYHENTEET

A-sarja	Osakesarja, oikeuttaa Olkiluodon 1. ja 2. ydinvoimalaitosyksikön tuottamaan sähkөөn
B-sarja	Osakesarja, oikeuttaa Olkiluodon 3. ydinvoimalaitosyksikön tuottamaan sähkөөn
BWR	Boiling Water Reactor, kiehutusvesireaktori
CfD	Contract for Difference, aluehintatuote
C-sarja	Osakesarja, oikeuttaa Meri-Porin hiilivoimalaitoksen TVO-osuuden tuottamaan sähkөөn
EFPD	Effective Full-Power Day, eli täystehopäivä
HS	Huoltoseisokki
kV	kilovoltti
LWR	Light Water Reactor, kevytvesireaktori
MWh	Megawattitunti
OL1	Olkiluodon 1. ydinvoimalaitosyksikkö
OL2	Olkiluodon 2. ydinvoimalaitosyksikkö
OL3	Olkiluodon 3. ydinvoimalaitosyksikkö
OL4	Olkiluodon 4. ydinvoimalaitosyksikkö
OTC	Over the counter
PVS	Polttoaineenvaihtoseisokki
PWR	Pressurized Water Reactor, painevesireaktori
PX	Sähköpörssi
STUK	Säteilyturvakeskus
SWU	Separative Work Unit, isotooppiväkevöinnissä käytetty työn yksikkö, jonka perusteella hinta määräytyy.
TSO	Transmission System Operator, järjestelmäoperaattori, kantaverkkoyhtiötä vastaava yritys
TVO	Teollisuuden Voima Oyj

1. JOHDANTO

Sähkö, sen hinta ja tuotantomuodot ovat jossain määrin puheenaiheena aina ajasta riippumatta. Viimeaikainen keskustelu Suomen eduskunnan mahdollisesti tekemästä periaatepäätöksestä lisäydinvoiman rakentamiseksi on tuonut aiheen jälleen esille. Sähkö, sen hinta ja tuotantomuodot, erityisesti ydinvoima, ovat vieneet paljon palstatilaa mediassa ja jakaneet mielipiteitä. Perusteena lisäydinvoiman rakentamiselle käytetään muun muassa sitä, että kotimaisen sähköntuotannon lisääntymisen myötä Suomi olisi vähemmän riippuvainen tuontisähköstä ja saatavilla olisi enemmän halpaa ydinsähköä. Toisaalta taas yleinen uskomus ydinvoiman turvattomuudesta ja huoli ydinjätteen loppusijoituksesta luo vastustusta lisäydinvoiman rakentamiselle.

Tässä työssä perehdytään osittain juuri näihin mielipiteitä jakaviin asioihin. Työn ensisijaisena tarkoituksena on eri tutkimusten avulla optimoida ydinvoimalaitoksen vuosihuolloille sopiva ajankohta. Tutkimuksissa huomio kiinnitetään etenkin sähkön hintaan ja sen muodostumiseen, mutta myös uuteen ydinvoimaan turvallisuutta sivuten. Työn toissijaisena tarkoituksena on osallistua yleiseen keskusteluun sähkön hinnasta ja ydinvoimasta sekä tarjota faktatietoa keskustelun tueksi.

1.1. Työn tausta

Työ tehdään Teollisuuden Voima Oyj:lle (TVO). Teollisuuden Voima Oyj on julkinen osakeyhtiö, jonka omistavat Pohjolan Voima, Fortum Power and Heat, Oy Mankala Ab, EPV Energia Oy, Kemira Oyj sekä Karhuvoima Oy. Yhtiön päätehtävänä on tuottaa sähköä osakkailleen omakustannushinnalla, turvallisesti, taloudellisesti ja ilman hiilidioksidipäästöjä. Tällä hetkellä sähköä tuotetaan Olkiluodon kahdessa ydinvoimalaitosyksikössä, joiden virheetön ja turvallinen toiminta perustuu osaltaan kunnolliseen vuosihuoltopolitiikkaan. Laitosyksiköitä huolletaan kerran vuodessa, keväisin.

Tarve optimoida TVO:n ydinvoimalaitosyksiköiden vuosihuoltoajankohtia johtuu muuttuneista olosuhteista. Nykyisen matalasuhdanteen aikaansaama paine vähentää kustannuksia, Olkiluotoon valmistuva kolmas ja suunnitteilla oleva neljäs ydinvoimalaitosyksikkö, pohjoismaisten sähkömarkkinoiden muutokset ja Euroopan Unionin pyrkimys koko Euroopan laajuisiin yhteisiin sähkömarkkinoihin ovat viime vuosina muuttaneet vallitsevia olosuhteita ratkaisevasti. Olosuhteiden muutosten myötä on syntynyt tarve tarkastella ydinvoimalaitoksen vuosihuoltoja kokonaisuutena: sähkön hinta, resurssien saatavuus, käyttöjakson pituus eli polttoaineen vaihtotarveväli sekä Olkiluodon eri laitosyksiköt huomioiden.

1.2. Tavoitteet ja rajaus

Työn tavoitteena on selvittää optimaalinen ajankohta ydinvoimalaitoksen vuosihuolloille sähkön hintaa, resurssien saatavuutta ja käyttöjakson pituutta tarkastelemalla. Vuosihuoltoajankohta optimoidaan siten, että tulevaisuudessa kaikkien TVO:n ydinvoimalaitosyksiköiden vuosihuollot voidaan pitää mahdollisimman taloudellisesti. Tärkeimmät tutkimuskysymykset ovat:

- ✓ Mihin vuodenaikaan vuosihuollot olisivat sähkön hinnan suhteen edullisimmat?
- ✓ Onko edullisen sähkön hinnan ajanjakson aikana resursseja saatavilla?
- ✓ Miten käyttöjakson pituus vaikuttaa optimaalisen vuosihuoltoajankohdan suunnitteluun? Onko pidemmän käyttöjakson myötä mahdollista pienentää vuosittaisia huoltokustannuksia?

Työssä keskitytään erityisesti pohjoismaisten sähkömarkkinoiden toimintaan ja sähkön hinnan muodostumiseen niissä. Vuosihuoltoajankohtien optimointi aloitetaan kartoittamalla sähkön alhaisimman hinnan jakso vuositasolla, jonka jälkeen tutkitaan resurssien saatavuutta ja voimalaitosyksiköiden käyttöjaksoja. Pyrkimyksenä on, että alhainen sähkön hinta, resurssien saatavuus ja ihanteellinen käyttöjakson pituus kohtaisivat toisensa jokaisen eri ydinvoimalaitosyksikön vuosihuollossa.

Työn konkreettisena lopputuloksena on esitys vuosihuoltojen ajankohdista, jolloin vuosihuoltojen kustannukset ovat mahdollisimman pienet. Vuosihuoltoajankohdat on suurpiirteisesti suunniteltu neljälle TVO:n ydinvoimalaitosyksikölle. Työn tuloksien myötä TVO:lla on mahdollisuus minimoida vuosihuoltokustannuksiaan ja siten vastata osakkaidensa vaatimuksiin entistä paremmin.

Vuosihuoltojen suunnittelussa päähuomio keskitetään mahdolliseen vuosihuoltoajankohtaan. Vuosihuolloissa tehtäviin yksittäisiin töihin tai huollon tarkkaan keston ei syvennyttä. Vuosihuoltojen henkilö-, laitos- ja ympäristöturvallisuus rajataan suurilta osin työn ulkopuolelle.

Sähkömarkkinoiden toiminnan osalta tarkastellaan vain tukkukauppaa ja sähkön hinnan muodostumista. Näin ollen vähittäismarkkinat, päästökaupan rooli suurilta osin sekä syöttötariffit rajataan pois. Sähkön hintatarkastelu rajoittuu vain systeemi- ja aluehintoihin. Kuluttajahintoja ei niinkään tarkastella. Työssä tarkastellaan sähkömarkkinoita Suomen näkökulmasta.

Vuosihuoltoajankohdan optimoinnissa huomioidaan vain vuosihuoltojen kannalta kriittiset sidosryhmät. Viranomaisten, pienten alihankkijoiden sekä kilpailijoiden osuus optimoinnin tuloksiin on varsin pieni. Työn laajuuden vuoksi työssä joudutaan tekemään useita muitakin pieniä rajauksia, jotka esitellään ja perustellaan tehtävien rajausten yhteydessä myöhemmin tutkimuksessa.

1.3. Tutkimuksen toteutus

Työmenetelmiä tutkimuksessa ovat kirjallisuuteen perehtyminen, sähkömarkkina-alan tilastojen ja raporttien tulkitseminen sekä erilaiset asiantuntijahaastattelut. Lisäksi alakohtaisilla artikkeleilla ja muilla lehtijulkaisuilla pyritään vaikuttamaan työn ajantasaisuuteen. Tutkimuksen toteutuksessa käytetään sekä empiiristä että teoreettista tietoa. Valituilla työmenetelmillä saadaan niin kirjallisuudessa käytetty tieto kuin käytännön kokemuksen kautta jalostettu tieto hyödynnettyä mahdollisimman hyvin.

Tutkimusprosessi alkaa aiheeseen perehtymisellä, joka käytännössä tarkoittaa kirjallisuuteen tutustumista ja joitakin henkilöhaastatteluja. Aiheeseen tutustumisen ja perehtymisen myötä valmistaudutaan eri asiantuntijoiden haastatteluihin. Haastatteluiden jälkeen kerättyä tietoa prosessoidaan ja pyritään löytämään ratkaisu työn tutkimuskysymyksiin. Koska vuosihuoltoajankohdan optimointiin liittyy useita muuttuvia ja vaikuttavia tekijöitä, ratkaisun löytäminen ei tule olemaan yksinkertaista.

1.4. Tutkimuksen rakenne

Työn rakenne on esitetty taulukossa 1. Työ rakentuu tärkeimpien tutkimuskysymysten ympärille ja rakenne seurailee tutkimuksen kulkua. Työssä ei siis käytetä perinteistä kirjallisuustyön, teoria-empiria –rakennetta.

Työhön johdattelun ja yritysesittelyn jälkeen perehdytään pohjoismaisten sähkömarkkinoiden toimintaan, jotta ymmärrys sähköstä ja sen hinnan muodostuksesta kasvaisi. Kolmas luku antaakin edellytykset tutkia sähkön hinta- ja tuotantotilastoja sekä mahdollisuuden tulkita niitä neljännessä luvussa.

Neljännessä luvussa tutkitaan optimaalista vuosihuoltoajankohtaa sähkön hinnan, resurssien saatavuuden ja käyttöjakson pituuden suhteen. Luvussa seurataan sähkön hinnan kehitystä viimeisimpien vuosien aikana, muiden pohjoismaiden ydinvoimaloiden vuosihuoltojen ajankohtia sekä käyttöjakson pituuden merkitystä vuosittaisiin vuosihuoltokustannuksiin. Näiden historiatietojen seuraamisella ja ennustamisella pyritään optimoimaan vuosihuoltoajankohtia Olkiluodossa.

Koska edellä mainitut kolme muuttuvaa tekijää, sähkön hinta, resurssit ja käyttöjakso, käyttäytyvät kukin eri tavoin, tarvitsee näitä tekijöitä ja kutakin laitosyksikköä tarkkailla erikseen. Viidennessä luvussa pohditaan eri laitosyksiköiden edellytyksiä vuosihuollolle sekä taloudellisinta vuosihuoltoajankohtaa laitosyksikkökohtaisesti. Viidennen luvun tavoitteena on esittää kokonaiskuva Olkiluodon ydinvoimalaitoksen vuosihuolloista ja kunkin

Taulukko 1. Työn rakenne.

INPUT		OUTPUT
Tutkimuksen taustatiedot ja lähtökohdat	1. JOHDANTO	Johdatus työn sisältöön; tavoitteet, rajaukset, tutkimuksen kulku ja työn rakenne
Tietoa yrityksestä, omistajista ja yrityksen tärkeimmistä tehtävistä	2. TEOLLISUUDEN VOIMA OYJ	Kuvaus työn toimintaympäristöstä ja keskeisimmistä arvoista
Tietoa pohjoismaisten sähkömarkkinoiden toiminnasta	3. POHJOISMAISET SÄHKÖMARKKINAT	Ymmärrys sähköpörssin ja tukkimarkkinoiden toimintatavasta sekä sähkön hinnan muodostumisesta
Sähkön hinta- ja tuotantotilastot, käyttöjakson pituuden määrittäminen sekä resurssien kartoitus	4. VUOSIHUOLTO-AJANKOHDAN MÄÄRITTÄMINEN	Vuosihuollon taloudellisuuteen vaikuttavat tekijät ja niiden määrittäminen taloudellisiin vuosihuoltoajankohta
Laitosyksikkökohtaisten vaatimusten pohdintaa, taloudellisimman ajankohdan ja laitosyksiköiden tarpeiden yhteensovittaminen	5. LAITOSYKSIKÖ-KOHTAINEN OPTIMOINTI	Ajankohdat kunkin ydinvoimalaitosyksikön vuosihuolloille
Työn tuloksien tarkastelu ja haastattelujen tuoma lisätieto eri vaihtoehtojen hyvistä ja huonoista puolista	6. POHDINTA	Vuosihuoltojen suunnitteluun vaikuttavat tekijät taloudellisuuden lisäksi
Työn tulokset	7. JOHTOPÄÄTÖKSET	Suositus Olkiluodon ydinvoimalaitoksen vuosihuoltoajankohdiksi

laitosyksikön taloudellisimmasta vuosihuoltoajankohdasta. Ratkaisuja ja niiden oikeellisuutta pohditaan kuudennessa luvussa, kun taas työn tärkeimmät tulokset esitellään viimeisessä luvussa.

2. TEOLLISUUDEN VOIMA OYJ

Teollisuuden Voima Oyj on julkinen osakeyhtiö, joka on perustettu vuonna 1969. TVO toimii Olkiluodossa ja kuuluu Pohjolan Voima -konserniin, jonka emoyhtiö on Pohjolan Voima Oy. TVO:n lisäksi yhtiön tytäryritykset, TVO Nuclear Services Oy, Olkiluodon Vesi Oy ja yhteisyritys Posiva Oy kuuluvat Pohjolan Voima -konserniin.

TVO omistaa kaksi ydinvoimalaitosyksikköä, jotka yhdessä tuottavat noin 1720 megawatin nettosähkötehon. Olkiluotoon on myös rakenteilla kolmas, teholtaan 1600 megawatin, ydinvoimalaitosyksikkö, jonka lisäksi TVO omistaa myös osuuden Meri-Porin hiilivoimalaitoksesta. TVO työllistää vakituisesti noin 700 henkilöä, joiden lisäksi kolmannen ydinvoimalaitoksen rakennustyömaalla työskentelee yli 4000 henkilöä. TVO:n toimitusjohtaja, Jarmo Tanhua kertookin yrityksen uutiskirjeessä (Teollisuuden Voima Oyj 2009b), että Olkiluodon saarella työskentelee yhteensä yli 5000 henkilöä. TVO on siis alueellisesti merkittävä työnantaja. Tässä luvussa esitellään TVO:sta kaikki tämän tutkimuksen kannalta oleellinen tieto.

2.1. Toiminta-ajatus ja visio

TVO:n toiminta-ajatuksena on tuottaa sähköä omistajilleen turvallisesti ja taloudellisesti ilman hiilidioksidipäästöjä. Yhtiön tavoitteena on olla suomalaisten arvostama ydinvoimayhtiö ja alansa edelläkävijä. TVO arvostaa vastuullisuutta, jatkuvaa parantamista, ennakkointia ja avoimuutta. Yhtiö listaa menestystekijöikseen osaavan henkilöstön, sidosryhmien luottamuksen, kustannustehokkuuden, toimivan ydinjätehuollon, tuotannon laajentamisen, luotettavat ydinvoimalaitosyksiköt ja ennen kaikkea korkean laatu- ja turvallisuuskulttuurin (Teollisuuden Voima Oyj 2009a).

2.2. Tärkeimmät sidosryhmät

TVO:n tärkeimpiä sidosryhmiä ovat yhtiön osakkaat, jotka on listattu taulukkoon 2. Osakkeet on jaettu sarjoihin, jotka oikeuttavat joko ensimmäisen ja toisen ydinvoimalaitosyksikön (A-sarja), kolmannen ydinvoimalaitosyksikön (B-sarja) tai Meri-Porin hiilivoimalaitoksen (C-sarja) tuottamaan sähkөөn. Omistajien osuudet kuhunkin osakesarjaan on kirjattu taulukkoon (Teollisuuden Voima Oyj 2009).

Taulukko 2. Teollisuuden Voima Oyj:n osakkaat (Teollisuuden Voima Oyj 2009a).

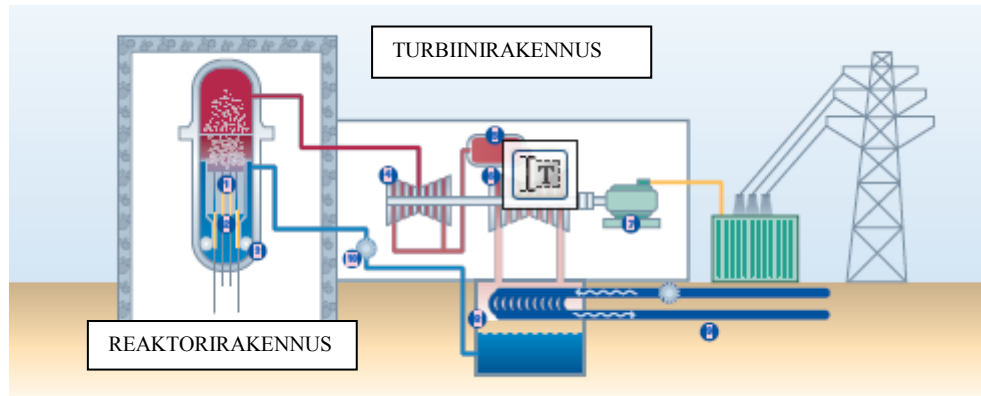
Osakas	A-sarja Osuus (%)	B-sarja Osuus (%)	C-sarja Osuus (%)
Etelä-Pohjanmaan Voima Oy	6,5	6,6	6,6
Fortum Power and Heat Oy	26,6	25,0	26,0
Karhu Voima Oy	0,1	0,1	0,1
Kemira Oyj	1,9	-	1,1
Oy Mankala Ab	8,1	8,1	8,1
Pohjolan Voima Oy	56,8	60,2	58,1
Yhteensä	100	100	100

Osakkaiden lisäksi tärkeitä sidosryhmiä ovat TVO:n toimittajat ja alihankkijat, joiden kanssa yritys on solminut pitkäaikaisia sopimuksia. Suuri osa vuosihuolloissa toteutettavista töistä tehdään juuri pitkäaikaisten kumppaneiden kanssa (Inkinen 2009a). TVO toimii myös jatkuvassa yhteistyössä viranomaisen, Säteilyturvakeskuksen (STUK), ja pienempien alihankkijoiden kanssa.

2.3. Ydinvoimalaitosyksiköiden toimintaperiaate

Tulevaisuudessa, näillä näkymin jo vuonna 2012, Olkiluodossa tuotetaan sähköä kolmella ydinvoimalaitosyksiköllä, mutta kahdella erilaisella tekniikalla. Jo käynnissä olevat laitosyksiköt (OL1 ja OL2) ovat kiehutusvesireaktoreita kun taas

uusi laitosyksikkö (OL3) on painevesireaktori. Pääpiirteissään laitosyksiköt toimivat kuitenkin samankaltaisesti ja ovat tyypiltään kevytvesireaktoreita, LWR. Sekä kiehausvesi- että painevesireaktoreiden prosessit noudattavat samaa kaavaa: veden kuumennus reaktorissa, höyryn paisuminen turbiinissa ja lauhtuminen prosessin alkutilaan.

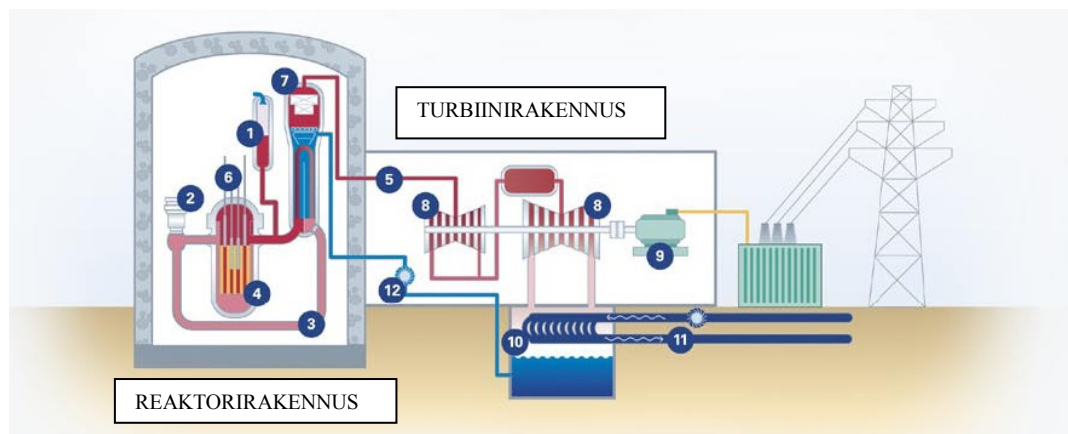


Kuva 1. Kiehausvesireaktori (Teollisuuden Voima Oyj 2007).

Prosessi alkaa, kun uraaniydin halkeaa reaktorisydämessä. Uraaniytimen haljetessa vapautuu energiaa ja 2-3 neutronia. Vapautuneet neutronit halkovat toisia uraaniytimiä, joista vapautuu jälleen neutroneita ja energiaa. Uraanin halkeaminen on siis ketjureaktio, jonka toteutuminen ei niinkään vaadi työtä, mutta sen hallinta vaatii erityistä tarkkuutta. Ketjureaktiossa syntyvä säteily ja neutronien liike-energia lämmittävät reaktorin läpi virtaavaa vettä (Kara, Helynen, Mattila, Viinikainen, Ohlström 2004, s. 280–281).

Kiehausvesireaktorissa reaktorissa höyrystetty vesi ja säteilevä, kuivattu höyry johdetaan suoraan pähöyryputkia pitkin turbiinille, kun taas painevesireaktorissa reaktorissa lämmitetty vesi johdetaan höyrystimille. Höyrystimien tehtävä on siirtää veden lämpö sekundääripiiriin. Painevesireaktori eroaa siis kiehausvesireaktorista siten, että painevesireaktorissa vallitsee korkeampi paine, jonka ansiosta vesi ei kiehu reaktorissa. Lisäksi painevesireaktorissa on primääri- ja sekundääripiirit, joiden ansiosta pähöyryputkia pitkin kulkee puhdasta, säteilemätöntä höyryä, toisin kuin kiehausvesireaktorissa (Kara et al. 2004, s. 280–281).

Turbiinilla höyryn lämpöenergia muunnetaan turbiinin akselin pyörimisenergiaksi, joka edelleen muuntuu sähköenergiaksi generaattorissa. Turbiinilla lauhtunut höyry johdetaan lauhduttimen ja syöttövesipumppujen kautta takaisin alkupisteeseen, joka kiehutusvesilaitoksella on reaktori. Painevesilaitoksella primääripiirissä vesi palaa lämmönvaihtimelta reaktorin paineastiaan ja sekundääripiirissä kiertävä vesi lämmönvaihtimeen, höyrystimeen (Teollisuuden Voima Oyj 2007 ja 2008a). Kuvat 1 ja 2 havainnollistavat pääprosesseja kiehutusvesi- ja painevesireaktoreissa. Kuvassa 2 reaktorirakennus sisältää useampia komponentteja, kuten höyrystimen ja primääripiirin, joiden kautta lämmitetty vesi kiertää.



Kuva 2. Painevesireaktori (Teollisuuden Voima Oyj 2008a).

Laitosyksiköiden 1,2 ja 3 teknisiä tietoja esitellään taulukossa 3. Taulukosta nähdään, että Olkiluodon kolmannen ydinvoimalaitosyksikön valmistuttua, TVO:n osuus Suomen sähköntuotannosta kasvaa. Vuonna 2008 TVO:n tuottaman sähkön osuus Suomen sähkön tuotannosta oli noin 20 prosenttia, joka vastaa 15 144 gigawattituntia. Sähköenergiamäärään on laskettu mukaan myös Meri-Porin hiilivoimalaitoksen tuotanto. Olkiluodon kolmannen ydinvoimalaitosyksikön valmistuttua TVO tuottaa noin 27 terawattituntia sähköä, jolloin TVO:n sähkön tuotannon osuus Suomen sähköntuotannosta kasvaa noin 30 prosenttiin. Taulukon 3 tavoitteena on havainnollistaa nykyisten ja valmistuvan laitosyksiköiden

kokoeroa sekä hahmottaa vuosihuoltojen suunnittelussa huomioon otettavia tekijöitä, kuten esimerkiksi polttoaineniippujen määrää.

Taulukko 3. Olkiluodon laitosyksiköiden tekniset tiedot (Teollisuuden Voima Oyj 2007 ja 2008a).

	OL1 ja OL2	OL3
Sähköteho (netto)	860 MW	1600 MW
Pääkiertovirtaus	7800 kg/s	23 135 kg/s
Reaktorin paine	70 bar	155 bar
Vuotuinen sähkön tuotanto	7 TWh	13 TWh
Polttoaineniippujen määrä	500 kpl	241 kpl
Lämpöteho	2500 MW	4500 MW

Käyvien laitosyksiköiden tehoa on vuosien saatossa nostettu 660 megawattista aina 860 megawattiin asti. Tämän on osittain mahdollistanut ansiokas vuosihuoltotoiminta (Teollisuuden Voima Oyj 2007). Vuosihuolloilla tässä työssä tarkoitetaan suunniteltua tuotantokatkosta, jonka aikana tehdään huoltotöitä. Huoltotyöt tehdään TVO:n vuosihuoltopolitiikan mukaisesti, jota esitellään tarkemmin seuraavassa luvussa.

2.4. Vuosihuoltopolitiikka

Ydinenergiasta on säädetty laki (990/1987). Sen mukaan ydinenergian käytön tulee olla yhteiskunnan kokonaisedun mukaista ja turvallista. Turvallisuutta on lain mukaan ylläpidettävä niin korkealla tasolla kuin käytännöllisin toimenpitein on mahdollista. TVO onkin määritellyt laitokselleen vuosihuoltopolitiikan, joka pohjautuu lakiin. Vuosihuoltopolitiikan tehtävänä on osaltaan vaikuttaa ydinvoimalaitoksen turvallisuuteen ja käyttövarmuuteen.

Vuosihuoltopolitiikan mukaan vuosihuoltotoiminnalla ja tarvittaessa muilla seisoikeilla tulee varmistaa laitosyksiköiden tulevien käyttöjaksojen turvallinen ja

häiriötön toiminta (Teollisuuden Voima Oyj 2008b). Vuosihuoltotoiminnan tavoite on siis varmistaa laitoksen jatkuva häiriötön tuotantokyky. Vuosihuoltoja pyritään optimoimaan siten, että vuosihuoltojen kesto, tuotanto ja kustannukset huomioon ottaen, päästään mahdollisimman hyvään käyttötulokseen henkilö-, laitos- ja ympäristöturvallisuutta vaarantamatta (Teollisuuden Voima Oyj 2003).

TVO:n ydinvoimalaitosyksiköiden (OL1 ja OL2) vuosihuollot jaetaan kahteen tyyppiin; polttoaineenvaihtoseisokkiin (PVS) ja huoltoseisokkiin (HS). Polttoaineenvaihtoseisokilla tarkoitetaan lyhyttä noin 8 päivän kestoista tuotantokatkoa, jonka aikana osa reaktorin polttoaineesta vaihdetaan uuteen. Huoltoseisokki on pidempi tuotantokatkos, jonka aikana toteutetaan suuriakin korjaus- ja muutostöitä. Huoltoseisokki voi kestää yli kaksikymmentä päivää (Teollisuuden Voima Oyj 2003).

Tällä hetkellä molemmilla laitosyksiköillä pidetään vuosihuolto kerran vuodessa. Vuosihuollot pidetään keväisin, useimmiten toukokuussa, jolloin osakkaiden korvaussähkön uskotaan olevan edullisinta. Laitosyksiköillä vaihtelee polttoaineenvaihto- ja huoltoseisokki vuosittain, siten että toisella yksiköistä on huolto- ja toisella polttoaineenvaihtoseisokki. Yksiköiden seisokit pidetään peräkkäin siten, että vain toinen yksiköistä on kerrallaan seisokissa (Teollisuuden Voima Oyj 2003). Taulukko 4 havainnollistaa kyseisiä vuosihuoltokäytäntöjä.

Taulukko 4. Vuosihuoltojen ajankohdat, tyypit ja pituudet nykyisen vuosihuoltopolitiikan mukaisesti.

	2009	2010	2011	2012
	Toukokuu	Toukokuu	Toukokuu	Toukokuu
OL 1	PVS	HS	PVS	HS
OL 2	HS	PVS	HS	PVS

Polttoaineenvaihtoseisokki järjestetään ennen huoltoseisokkia, koska polttoaineenvaihtoseisokin jälkeen laitosisyksikön ylösajo onnistuu kokemuksien

mukaan varmemmin ja ilman ongelmia. Huoltoseisokin venyminen ja pitkän vuosihuollon aikana mahdollisesti ilmenevät ongelmat eivät näin viivästyä toisen laitosesikön suunniteltua huoltoa (Hakola 2009). Näin saavutetaan mahdollisimman hyvä käyttötulos.

Vuosihoitoja suunnitellaan useaksi vuodeksi eteenpäin. Virallisesti vuosihoitoja suunnitellaan kolmella tasolla:

1. Pitkän tähtäimen suunnitelmassa vuosihoitot on suunniteltu pääpiirteittäin noin kymmeneksi vuodeksi eteenpäin.
2. Keskipitkän tähtäyksen suunnittelu kattaa kolme seuraavaa vuotta. Tässä suunnitelmassa vuosihoitoja on suunniteltu jo hieman edellistä suunnitelmaa tarkemmin. Pohjoismaiden sähköpörssin, Nord Pool Spotin omistajien tekemässä sopimuksessa sovitaan, että teholtaan yli 400 megawatin tuotantolaitoksen tulee ilmoittaa vuosihoitosuunnitelmansa kyseiseltä ja seuraavilta kolmelta vuodelta eteenpäin (Nord Pool Spot 2009d). Tämän suunnittelutason suunnitelmat ovat siis jo sopimusten määräämä velvoite.
3. Seuraavan kahden vuoden suunnitelmassa vuosihoitot on jo suunniteltu hyvinkin yksityiskohtaisesti (Teollisuuden Voima Oyj 2003).

Näiden suunnittelutasojen lisäksi TVO:lle on perustettu Ikä-työryhmä, jonka tehtävänä on suunnitella suurimmat laitosesiköllä tehtävät työt koko jäljellä olevan eliniän ajaksi (Inkinen 2009a). Työryhmän tavoitteena on pidentää käyvien laitosesiköiden elinikää ja turvallisuutta. Yleisesti TVO:lla toistettu lause onkin: Kuin uuden veroisena (Teollisuuden Voima Oyj 2007). Tavoitteena on siis pitää laitosesiköt toiminnaltaan uuden veroisina.

3. POHJOISMAIDEN SÄHKÖMARKKINAT

Pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla toimivat Suomen, Ruotsin, Norjan ja Tanskan sähkön myyjät ja ostajat. Pohjoismaiden sähköpörssi, Nord Pool Spot, toimii maiden yhteisenä, fyysisenä kauppapaikkana sähkölle. Pörssissä käydään kauppaa päivittäin. Lokakuun 2009 ensimmäisenä päivänä pörssissä käytiin kauppaa yhteensä noin 790 gigawattitunnista sähköä kun koko päivän yhteiskulutus Pohjoismaissa oli hieman yli yksi terawattitunti (Nord Pool Spot 2009e). Päivän kulutukseen suhteutettuna pörssissä myytiin noin 76 prosenttia sähköstä. Pohjoismaiden sähköpörssin palveluita hyödynnetään siis melko paljon, jonka vuoksi yleinen sähkön hinta Pohjoismaissa voidaankin luotettavasti määrittellä pörssissä.

Usein puhuttaessa pohjoismaisista sähkömarkkinoista mainitaan markkinoiden vapautumisesta. Markkinoiden vapautumisella tarkoitetaan sitä, että markkinat ovat avoinna kilpailulle tuotannon ja myynnin osalta. Varsinaisesti vapautumisella viitataan vapautumista edeltäneeseen aikaan, jolloin koko sähköalalla vallitsi monopoli. Pohjoismaisten sähkömarkkinoiden vapautuminen ja kehittyminen voidaan tulkita alkaneeksi Norjasta vuonna 1991, jolloin Norja avasi sähkön tuotannon ja myynnin kilpailulle. Sähkömarkkinoiden kehittäminen jatkui, kun muut Pohjoismaat, Ruotsi, Suomi ja Tanska, vapauttivat sähkömarkkinansa myöhemmin 1990-luvulla. Kehityksen johdosta pohjoismaissa käydään nykyään sähkökauppaa monenlaisin eri sopimuksin. Sähkön hinnan muodostus on läpinäkyvämpää kuin ennen (Marckhoff, Wimschulte 2009).

Pohjoismaiset sähkömarkkinat ovatkin vanhimpia ja laajimmin vapautuneita sähkömarkkinoita maailmassa sekä monella tapaa muita sähkömarkkinoita kehittyneempiä. Tässä luvussa esitellään pohjoismaisten sähkömarkkinoiden syntyä, toimintaa ja rakennetta. Päähuomio kiinnitetään sähköpörssin toimintaan ja erityisesti sähkön hinnan muodostumiseen.

3.1. Sähkömarkkinoiden kehittyminen

Aiemmin sähkömarkkinoita pidettiin luonnollisena monopolina. Sähkön tuotanto, siirto, jakelu ja myynti katsottiin toiminnoiksi, joille kilpailu ei sovellu. Siirto- ja jakeluverkkojen osalta monopolitoimintaa selitettiin sillä, ettei rinnakkaisia verkkoja kannata rakentaa suurten kustannusten ja rinnakkaisista verkoista saatavan pienen hyödyn perusteella. Tuotannon osalta on monopolia muun muassa selitetty sillä, ettei kilpailu johda luotettavaan ja asianmukaiseen tuotantokoneistoon (Pirilä 1997, s. 7).

Monopolista luopuminen tapahtui sähkömarkkinoiden vapauttamisella. Pohjoismaisten sähkömarkkinoiden vapautuminen alkoi Norjasta, kun se vuonna 1990 päätti parantaa sähkömarkkinoidensa toimintaa. Vuosi tämän päätöksen jälkeen Norja avasi sähkömarkkinansa kilpailulle (IEA 2005, s. 181). Käytännössä tämä tarkoitti sitä, että sähkön tuotanto ja myynti eriytettiin sähkön siirto- ja jakelutoiminnoista kirjanpidollisesti (Viljanen 2008; Kara et al. 2004, s.194). Silloiselle sähkömarkkina-alalle tyypillinen monopolitoiminta lakkautettiin tuotannon ja myynnin osalta, jonka seurauksena kilpailu eri tuottajien kesken, uusien tuottajien markkinoille tulo sekä halvemmat sähkön hinnat mahdollistuivat. Norja hajotti sähkömonopolia johtaneen Statkraft-yhtiön kahdeksi erilliseksi yritykseksi. Toinen yrityksistä vastasi sähkön siirrosta ja toinen tuotannosta (Purasjoki 2006, s. 18). Sähkön jakelu- ja siirto säilytettiin monopolitoimintana (Pirilä 1997, s. 7).

Jo samana vuonna, 1991, Ruotsi aloitti vastaavat toimenpiteet sähkömarkkinoidensa toiminnan parantamiseksi (Kara et al. 2004, s. 194). Suomi innostui sähkömarkkinoidensa vapauttamisesta vuonna 1995 (IEA 2005, s. 182). Molemmissa maissa kehitys oli samankaltaista kuin Norjassa – markkinoiden vapauttaminen johti alueellisen sähköpörssin perustamiseen. Norjassa sähkön siirtotoimista vastaava yritys perusti oman sähköpörssinsä vuonna 1993, johon Ruotsin sähköpörssi liittyi vuonna 1996. Suomen sähköpörssi El-Ex aloitti yhteistyön Ruotsin ja Norjan omistaman sähköpörssin, Nord Pool ASA:n, kanssa vuonna 1998 ja Tanskan vuotta myöhemmin (Purasjoki 2006, s. 18).

Nord Pool Spot eli pohjoismaiden yhteinen sähköpörssi aloitti toimintansa nykyisessä muodossaan vasta vuonna 2002, kun pörssin toiminta organisoitiin uudelleen. Ruotsin ja Norjan omistamasta sähköpörssistä, Nord Pool ASA:sta, eriytettiin Nord Pool Spot omaksi yhtiöksi. Pohjoismaiset kantaverkkoyhtiöt sopivat Nord Pool Spotin omistuspohjasta siten, että jokaisen maan kantaverkkoyhtiöt ja alkuperäisyrittäjä Nord Pool ASA saisivat 20 prosentin osuuden osakekannasta (IEA 2005, s 183–184). Nord Pool Spot on siis sähkön fyysinen markkinapaikka, josta enemmistön omistaa Norja ja Ruotsi.

Sähkömarkkinoiden vapauttaminen sai alkunsa tarpeesta poistaa sähkön tuotannolle, jakelulle, siirrolle ja myynnille tyypillinen tehottomuus. Lisäksi markkinoilla haluttiin läpinäkyvyyttä sähkön hinnoittelulle ja kohtuullisuutta sähkölaskuihin. Markkinoiden vapauttamisen myötä syntyvä kilpailu nähtiin ratkaisuna tehottomuuteen. Kilpailu edesauttaisi tehokkaan ja toimivan markkinan syntyä, jonka seurauksena myös kustannukset pienisivät. Myös valtion sähköyhtiöiden yksityistämällä nähtiin olevan vaikutusta toiminnan tehostumiseen. (Jamash, Pollitt 2005; Turunen 1996, s. 24–25).

Kilpailun syntyminen edellytti tuotannon ja jakelun toisistaan eriyttämisen lisäksi kolmannen osapuolen päästämistä verkkoon sekä valinnan vapauden antamista kaikille kuluttajille (IEA 2005, s. 181; Løken 1996, s.47). Sähkön uusien tuottajien ja myyjien markkinoille tulon esteet siis poistettiin ja kuluttajalle annettiin oikeus valita sähkön toimittajansa. Toiminnot, jotka säilyivät vapauttamisenkin jälkeen monopolitoimintoina, olivat sähkön siirto ja jakelu. Sähkön siirron ja jakelun osalta kilpailulla ei nähty olevan ainakaan myönteistä vaikutusta markkinoille tai järjestelmän toteutustapaa (Kara et al. 2004, s. 194). Sähkön siirtoa ja jakelua valvomaan perustettiin Energiainfovirasto, jonka tehtävänä on huolehtia vastuullisesta ja kohtuullisesta sähkön siirrosta, jakelusta ja sähkön siirtohinnoista.

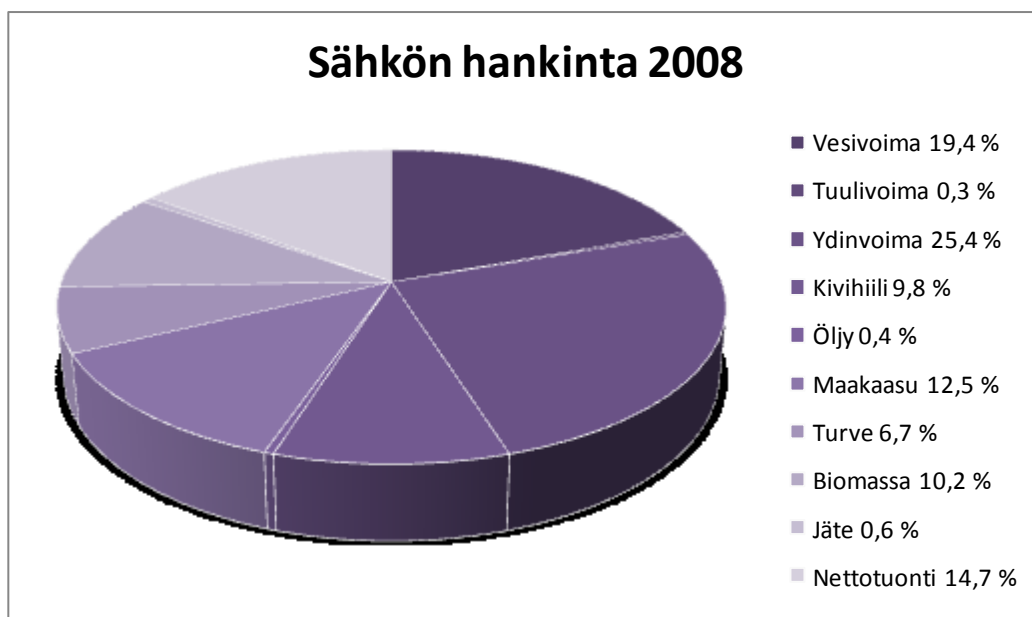
3.2. Sähkömarkkinoiden toiminta

Sähkömarkkinat voidaan jakaa eri liiketoimien perusteella neljään osaan; tuotanto, siirto, jakelu ja myynti. Sähkömarkkinoiden toiminta on melko monipuolista ja -tahoista, sillä osa markkinoilla toimijoista kilpailee vapaasti keskenään, kun taas toinen osa toimii viranomaisen valvonnassa. Sähkön siirtoa ja jakelua valvoo Suomessa Energiamarkkinavirasto (Partanen, Viljanen, Lassila, Honkapuro, Tahvanainen 2004, s. 2-3). Tässä luvussa esitellään sähkömarkkinoiden toimintaa, jotta kokonaiskuva sähkömarkkinoilla vaikuttavista tekijöistä hahmottuisi.

Tuotanto

Suomessa toimii tällä hetkellä noin 120 sähköä tuottavaa yritystä. Voimalaitoksia Suomessa on yhteensä nelisensataa. Suurimmat yksittäiset sähkön tuottajaryhmät ovat Fortum ja Pohjolan Voima. Fortumin osuus Suomen sähkön tuotannosta on noin 40 prosenttia ja Pohjolan Voiman noin 20 prosenttia. Sähkömarkkinoiden vapautumisen myötä myös monikansalliset tuottajat, kuten Vattenfall ja E.On, ovat hankkineet omistusosuuksia Suomen tuotantolaitoksista (Energiamarkkinavirasto 2009).

Kuvassa 3 kuvataan Suomen sähkön tuotantorakennetta vuonna 2008. Tuotantorakenne on hyvin monipuolinen, sillä sähköä tuotetaan niin uusiutuvilla kuin uusiutumattomillakin energialähteillä. Keskeisiä sähkön tuotantomuotoja ovat ydin- ja vesivoima sekä maakaasu. Kuvasta ilmenee myös tuontisähkön osuus, joka vuonna 2008 oli 14,7 prosenttia maamme sähköhankinnoista. 14,7 prosenttia vastaa noin 12,8 terawattituntia sähköä. Tuontisähkö on siis maamme kolmanneksi suurin sähkön hankintatapa. Sähkön hankinta vuonna 2008 oli yhteensä 86,9 terawattituntia.



Kuva 3. Sähkön tuotantorakenne vuonna 2008 (Energiateollisuus 2009).

Suomen monipuolinen ja hajautettu tuotantorakenne lisää sähkön hankinnan varmuutta (Energiateollisuus 2009). Toisaalta se, ettei Suomi ole omavarainen sähkön tuotannon suhteen tuo epävarmuutta sähkömarkkinoihin Suomen osalta. Riippuvuus tuontisähköstä on suhteellisen suurta.

Siirto

Toiminnallisesti Suomen sähköverkko jakaantuu kanta-, alue- ja jakeluverkkoihin. Kantaverkko on suurjännitteinen sähkönsiirtoverkko johon kuuluu 400, 220 ja tärkeimmät 110 kilovoltin johdot. Fingrid Oy vastaa kantaverkon toiminnasta ja valtakunnallisella tasolla tapahtuvasta sähkön siirrosta. Fingrid Oy omistaa myös valtakunnan rajat ylittävät johdot (Kara et al. 2004, s. 78–79).

Sähkömarkkinalain (386/1995) mukaan Fingrid Oy on vastuussa maamme sähköjärjestelmän teknisestä toimivuudesta ja käyttövarmuudesta. Fingrid Oy on myös velvoitettu huolehtimaan sähköverkkojen taseesta valtakunnallisella tasolla. Toisin sanoen, Fingrid Oy huolehtii siitä, että verkossa on yhtä paljon sähköä kun sitä kulutetaan.

Alueverkot muodostuvat kantaverkkoon kuulumattomista vähintään 110 kilovoltin jännitteisistä johdoista. Alueverkkojen omistajat ovat energiamarkkinaviraston luvan saaneita toimijoita, jotka siirtävät sähköä alueellaan (Energiamarkkinavirasto 2009b). Alue- ja kantaverkkojen haltijat ovat velvollisia siirtämään sähköä sitä tarvitseville kohtuullista korvausta vastaan. (Sähkömarkkinalaki 386/1995).

Jakelu

Jakeluverkot ovat pienijännitteisiä (0,4-20 kV) johtoja, joiden omistus kuuluu paikallisille jakeluyhtiöille (Elinkeinoelämän tutkimuslaitos 2003, s. 7). Jakeluverkonhaltijalle on määrätty maantieteellinen vastuualue, jolla hänen on pyynnöstä ja kohtuullista korvausta vastaan liitettävä sähkökäyttöpaikka verkkoonsa (Sähkömarkkinalaki 386/1995). Jakeluverkonhaltijoita Suomessa on yhteensä hieman alle sata, kun taas alueverkonhaltijoita runsaat kymmenen. Kantaverkosta huolehtii yksi yritys, Fingrid Oy.

Myynti

Sähkön myynti on vapaasti kilpailtu ala. Myynti voidaan jakaa vähittäis- ja tukkukaupaksi. Tukkukaupalla tarkoitetaan pörssissä tai erilaisten sopimusten perusteella tapahtuvaa kauppaa tuottaja- ja myyjäyritysten tai tuottajien ja teollisuuden suurten sähkön kuluttajien välillä. Tukkumarkkinoiden toimintaa esitellään tarkemmin sähkökaupan ja sähkön hinnan muodostuksen yhteydessä luvuissa 3.3 ja 3.4.

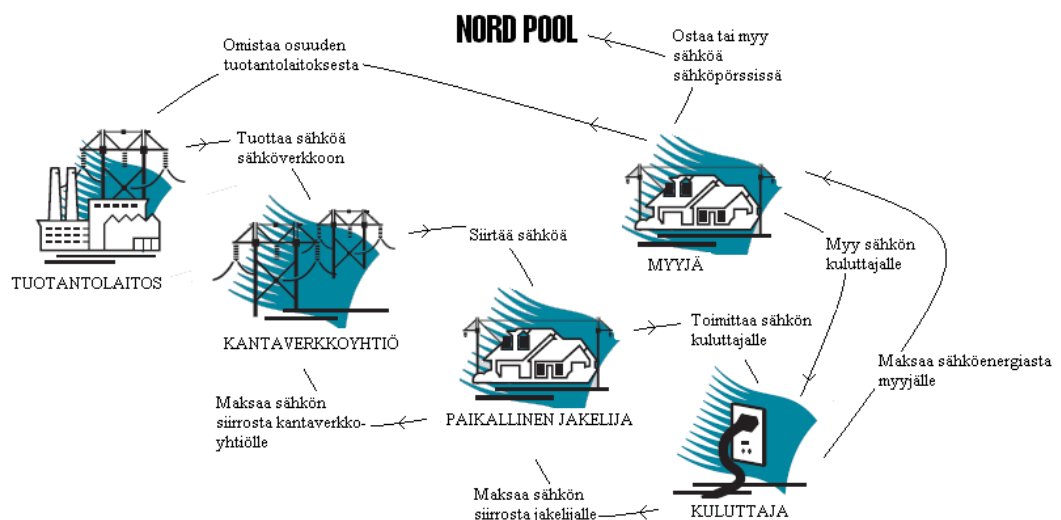
Vähittäiskaupalla tarkoitetaan kahdenvälistä, yleensä kuluttajan ja myyjän välillä tapahtuvaa kauppaa. Ennen sähkömarkkinauudistusta kuluttaja osti sähkön automaattisesti alueensa myyjältä myyjän määrittelemään sattumanvaraiseen hintaan. Markkinoiden vapautumisen myötä sähkökäyttäjällä on kuitenkin oikeus vaihtaa sähkön toimittajaansa. Käyttäjä voi siis ostaa sähkönsä keneltä toimittajalta tahansa maantieteellisestä sijainnista riippumatta ja luotettavaan hintaan. Kuitenkin alueella huomattavan markkinavoiman omaava sähkön

vähittäismyyjä on velvollinen toimittamaan sähköä sitä pyytävälle kuluttajille tietyin ehdoin ja asianmukaista korvausta vastaan (Sähkömarkkinalaki 386/1995).

Usein sähkön myyjä on fyysisesti sama yritys, kuin paikallinen jakeluverkonhaltija. Tällaisessa tapauksessa myynti- ja jakelutoiminnan täytyy kuitenkin olla kirjanpidollisesti erillään, koska toinen toiminnoista on valvonnan alaista monopolia.

Energiamarkkinavirasto

Energiamarkkinavirasto valvoo, että toiminta sähkömarkkinoilla on tasapuolista ja toisia osapuolia syrjimätöntä. Energiamarkkinavirasto on perustettu vuonna 1995 työ- ja elinkeinoministerin toimesta. Sen tehtäviin sähkömarkkinoiden osalta kuuluu muun muassa sähköverkkotoiminnan ja siirtohinnoittelun valvonta, sähkömarkkinoiden edistäminen ja sähkömarkkinatiedon julkaiseminen (Energiamarkkinavirasto 2009c). Kuvan 4 havainnollistamasta sähkömarkkinatoiminnasta Energiamarkkinavirasto keskittyy erityisesti kantaverkkoyhtiön, alueverkkojen omistajien sekä jakelijoiden toimintaan.



Kuva 4. Sähkömarkkinoiden toiminta.

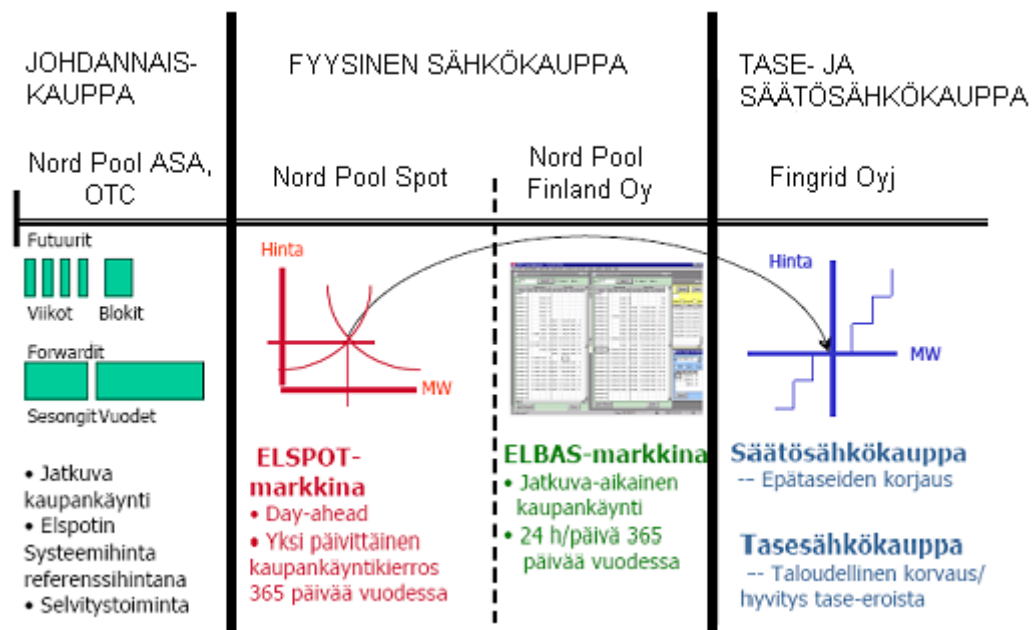
Kuvassa 4 havainnollistetaan sähköverkon rakenteen lisäksi sähkömarkkinoiden toimintaa. Lyhyesti voidaan todeta, että kantaverkkoyhtiö siirtää tuotantolaitoksen tuottaman sähkön alueellisten tai paikallisten verkonhaltijoiden verkkoon, jotka edelleen ovat velvoitettuja toimittamaan sähkön kuluttajalle asti. Kuluttaja maksaa korvauksia siirrosta jakelijalle ja sähköenergiasta myyjälle. Jakelija puolestaan korvaa kantaverkkoyhtiölle siirrosta aiheutuneita kuluja. Myyjä myy ainoastaan sähköenergiaa. Sähkön myyjä voi omistaa osuuden tuotantolaitoksen tuottamasta sähköstä tai ostaa sitä itse sähköpörssistä ja myydä sitä sitten kuluttajille. Sähköpörssin toimintaa selvitetään seuraavassa luvussa ja sähkön hintaan liittyvistä siirtomaksuista kerrotaan lyhyesti lisää luvussa 3.4.

3.3. Sähkökauppa

Ennen sähkömarkkinoiden vapauttamista sähkön hankintatapoja olivat tuottajien kanssa solmitut pitkäaikaiset sopimukset ja voimalaitososuuksien omistaminen. Markkinauudistuksen myötä vaihtoehtoiseksi sähkön hankintatavaksi tuli sähköpörssi, Nord Pool Spot (Partanen et al. 2004, s.18–19). Nord Pool Spot on pohjoismaisten sähkömarkkinoiden fyysinen markkinapaikka, joka tarjoaa luotettavan kaupankäyntipaikan lisäksi neutraalin ja läpinäkyvän hintareferenssin niin tukku- kuin vähittäismarkkinoillekin (Nord Pool Spot 2009a). Nord Pool Spotissa määritellään sähkön markkinahinta päivittäin, kysynnän ja tarjonnan perusteella.

Sähköpörssissä käydään kauppaa sähköstä kolmella eri tasolla. Sähköä voi ostaa ja myydä fyysisen sähkökaupan, johdannaiskauppojen tai tase- ja säätösähkökaupan kautta. Fyysisellä sähkökaupalla tarkoitetaan reaaliaikaista kauppaa, jolloin sähkö ostetaan 2-36 tuntia ennen sähkön toimitusta. Johdannaiskaupat ovat tulevaisuuteen sijoittuvia kauppvoja tai lupauksia tulevaisuudessa tehtävistä sähkökaupoista. Tase- ja säätösähkökauppaa käydään vasta varsinaisen sähkötoimituksen jälkeen. Sähkökauppaa käydään myös OTC-markkinoilla, eli sähköpörssin ulkopuolisilla kahdenvälisillä sopimuksilla (Marckhoff, Wimschulte 2009; Kara et al. 2004, s.197–199).

Kuvassa 5 havainnollistetaan kaupankäyntimuotoja sähköpörssissä sekä sähköpörssin tuotteita; futuureita, forwardeita, optioita, selvityspalveluita ja itse sähköä. Sähköpörssin tuotteiden runsautta selittävät markkinoiden erityispiirteet. Pohjoismaisille sähkömarkkinoille on tyypillistä, että sähkön hinta vaihtelee voimakkaasti. Tämä johtuu vesivoimalla tuotetun sähkön ja kysynnän suuresta vaihtelusta. Suuren vaihtelun vuoksi tukkumarkkinoiden on oltava joustavat (Partanen et al. 2004, s. 18–19).



Kuva 5. Sähköpörssin tuotteet (Mäkelä 2002, Partanen et al. 2004, s. 19 mukaan).

Erilaisten tuotteiden avulla pyritään siis joustamaan sekä suojautumaan sähkömarkkinoiden riskeiltä, joita esitellään tarkemmin luvussa 3.7. Erilaiset kaupankäyntimuodot ja tuotteet ovat syntyneet markkinoiden tarpeesta ja todistavat osaltaan myös markkinoiden joustavuutta. Tässä luvussa esitellään kaupankäyntimuotoja ja tuotteita Nord Pool Spotissa ja Nord Pool ASA:ssa. Nord Pool Spotissa käydään fyysistä sähkökauppaa kun taas finanssikauppaa hallinnoi Nord Pool ASA.

3.3.1. Fyysinen sähkökauppa

Fyysinen sähkökauppa johtaa aina sähkön toimitukseen. Fyysisellä sähkökaupalla tarkoitetaan Nord Pool Spotin Elspot ja Elbas-markkinoita, joilla käydään kauppaa joko seuraavan päivän tai lähituntien sähkötoimituksista. Sähköpörssin fyysiset markkinat eli spot-markkinat kehitettiin vastaamaan tilapäiskaupan tarpeisiin ja uskottavan sähkön referenssihinnan muodostusmekanismiksi. Uskottavan referenssihinnan muodostumisen lisäksi spot-markkinoiden hyötyjä ovat markkinaosapuolten tasa-arvoinen kohtelu sekä sähkön saatavuuden varmistaminen. Sähköä on kyettävä ostamaan ja myymään tarpeiden mukaisesti (Partanen et al. 2005, s. 20–21).

Elspot-markkinat ovat suljettu huutokauppapörssi, eli pörssissä tehdyistä tarjouksista ei anneta tietoa ennen kuin kaupankäyntikierron on sulkeutunut. Pohjoismaisten sähkömarkkina-alueen yhteinen sähkön systeemihinta muodostetaan tarjonnan ja kysynnän perusteella kullekin tunnille erikseen. Systeemihinta toimii referenssihintana muille pörssissä ja sen ulkopuolella käytäville kaupoille. Kauppaa käyvät osapuolet tekevät tarjouksensa sähkön hinnan ja määrän suhteen toistensa tarjouksista tietämättä. Pörssi laskee näiden tarjousten perusteella kullekin tunnille systeemihinnan, joka on kaikille osapuolille sama. Kaupankäynnin kohteena ovat aina seuraavan vuorokauden sähkön toimitustunnit aikavälillä 01-24 (Partanen et al. 2005, s. 20–21).

Elspot-markkinoilla kauppaa käydään 0,1 MWh:n ja sen kerrannaisten kiinteästä sähkötoimituksesta. Tunteja koskevan sähkökaupan lisäksi sähköä voi myös ostaa tai myydä blokkituotteena. Blokeilla tarkoitetaan aikavälejä 01–07, 08–18 ja 19–24. Osto- ja myyntitarjoukset lähetetään pörssiin edellisenä päivänä kello 13 mennessä. Tarjouksen tulee sisältää vähintään kaksi hinta/määrä -kombinaatiota. Tarjouksissa esitetään suurin mahdollinen osto/myynti -volyymi ja sen rajahinta sekä pienin mahdollinen volyymi ja sen rajahinta (Partanen et al. 2005, s. 20–21). Kaupankäyntikierron sulkeuduttua julkistetaan jokaiselle tunnille oma systeemihinta osto- ja myyntitarjousten perusteella. Tarjoukset toteutetaan

kyseisen tunnin systeemihinnalla tarjouksessa ilmoitettuna hetkenä, mikäli aluehintoja ei muodostu.

Elbas-markkinat toimivat koko pohjoismaisella markkina-alueella jatkuva-aikaisesti. Markkinoilta voi ostaa sähköä jopa 1-2 tuntia ennen varsinaista sähkön toimitusta (Nord Pool Spot 2009c). Markkinat on luotu vastaamaan Elspot-markkinoiden jälkeisiin tarpeisiin. Elspot-markkinoiden sulkeuduttua sähkön tarve saattaa muuttua ennakoitua suuremmaksi tai pienemmäksi esimerkiksi sääolosuhteiden muutosten takia (Kara et al. 2004, s. 197–198).

Elbas-markkinat toimivat lähes samalla tavalla kuin Elspot-markkinatkin. Ratkaisevana erona on, että kauppa syntyy heti kun toisiaan vastaavat osto- ja myyntitarjoukset löytyvät. Kauppaa käydään vähintään 7 ja enintään 31 tunnin sarjoista, joissa kohde-etuutena on 1 megawattitunnin sähkötoimitus tietylle markkina-alueelle. Samalle tunnille voi jättää sekä osto- että myyntitarjouksen. Tarjouksia voi tehdä kello 01-19 välisenä aikana (Partanen et al. 2004, s.26–27).

3.3.2. Tase- ja säätösähkökauppa

Sähkön kulutusta on mahdoton ennustaa absoluuttisella tarkkuudella joka hetki. Niinpä pohjoismaisille markkinoille on luotu Elspot- ja Elbas-markkinoiden lisäksi reaaliajassa ja sähkön toimituksen jälkeen käytävät tase- ja säätösähkömarkkinat. Näillä markkinoilla toimivat tasevastaavat ja järjestelmävastaava. Kaupankäynnin kohteena ovat lähimpien tuntien sähkötoimitukset säätösähkömarkkinoilla sekä tasesähkökaupoissa menneisyyteen kuuluvat sähkön toimitukset (Kara et al. 2004, s. 199–200).

Suomen järjestelmävastaava, Fingrid Oyj, vastaa valtakunnallisesta sähkötasapainosta ja käy kauppaa muiden pohjoismaiden järjestelmävastaavien kanssa tasesähköstä sovittujen menetelmien mukaan. Tasevastaavat puolestaan vastaavat oman alueensa sähkötaseesta ja käyvät Fingrid Oyj:n kanssa kauppaa tasesähköstä. Tasesähköstä maksetaan korvauksia muun muassa avoimille toimittajille, jotka ovat sitoutuneet huolehtimaan sähkön todellisesta kulutuksesta

järjestelmässä. Tasesähkön hintareferenssinä toimii systeemi- tai aluehinta ja säätösähkön referenssinä tuntikohtainen säätöhinta (Kara et al. 2004, s. 199–200).

3.3.3. Johdannaiskauppa

Elsport- ja Elbas -markkinoiden lisäksi sähköstä voi käydä kauppaa myös Nord Pool ASA:n Eltermin-markkinoilla tai OTC-markkinoilla, joilla tehtyjä kauppia kutsutaan johdannaiskaupoiksi. Johdannaiskaupoissa kaupankäynnin kohteena ovat sähkön fyysiseen toimitukseen johtavat johdannaiset ja finanssijohdannaiset (Kara et al. 2004, s. 200–201). Johdannaiskauppaa voidaan siis toteuttaa toimittamalla kohde-etuus tai nettoarvon tilitys kaupan toiselle osapuolelle. Kohde-etuuden toimittamisella tarkoitetaan sitä, että myyjä toimittaa sähkön sen ostajalle ja ostaja maksaa sähköstä. Nettoarvon tilitykseen ei puolestaan sisälly sähkön fyysistä toimittamista. Nettoarvon tilitys on ainoastaan rahaliikennettä ostajan ja myyjän välillä. Nettoarvon tilitys lasketaan sopimushinnan ja tarkasteluhetken markkinahinnan erotuksena, joka maksetaan kullakin hetkellä kaupan osapuolelle, jolle erotus kuuluu (Partanen et al. 2008, s. 27–30). Mikäli sopimushinta on korkeampi kuin tarkasteluajankohdan markkinahinta, myyjä maksaa ostajalle erotuksen ja päinvastoin.

Johdannaiskaupan tuotteita ovat futuurit, forwardit ja optiot sekä aluehintatuotteet. Näille tuotteille referenssihintana toimii Nord Pool Spotissa määritetty koko markkina-alueen sähkön systeemihinta. Kaupankäynnissä vastapuolena on aina Nord Pool, eli pörssi, jolloin kaupankäynti ei aiheuta riskiä vastapuolen suhteen ja anonymiteetti on taattu (Kara et al. 2004, s.200–201).

Futuurit ja forwardit ovat sopimuksia ostaa tai myydä kohdeajan pituinen vakiotehoinen sähköntoimitus tulevaisuudessa. Futuureilla käydään kauppaa päivän tai viikon sähköstä siten, että kaupankäynnille avoinna on seuraavien kahdeksan viikon sähköntoimituspäivät ja -viikot. Forwardi-tuotteiden sopimuskausi on kuukausi, neljännesvuosi (3 kuukautta) tai vuosi. Kuukausituotteiden kaupankäynnin kohteena ovat seuraavat 6 kuukautta, vuosineljännestuotteilla seuraava vuosi ja vuosituotteilla seuraavat kolme vuotta.

Futuurit ja forwardit eroavat toisistaan kaupankäyntiajan lisäksi myös nettoarvon tilityksen suhteen. Futuureita ostettaessa nettoarvontilitys aloitetaan heti kauppasopimuksen teon jälkeen, kun taas forwardeita ostettaessa tilitys aloitetaan vasta sopimuskauden alkaessa (Partanen et al. 2008, s. 27–30).

Aluehintatuotteilla (CfD) voidaan suojautua aluehinteriskiltä. Joillakin alueilla aluehinta voi sopimuskaudella olla poikkeuksellisen korkea eikä futuurit ja forwardit kata tätä riskiä, koska ne ovat sidottu ainoastaan systeemihintaan. Fyysinen sähkökauppa käydään aina aluehinnoilla (Partanen et al. 2008, s. 27–30).

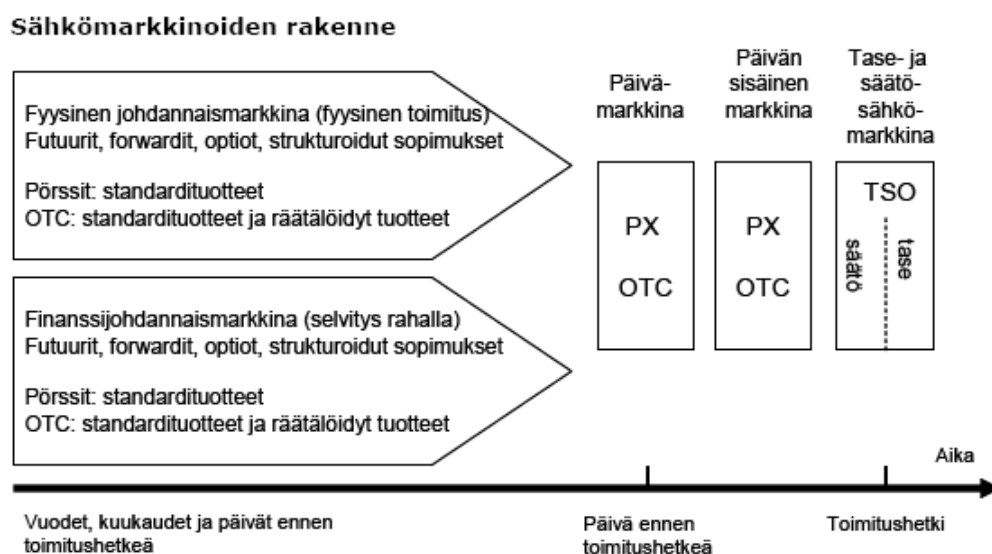
Optiot ovat sopimuksia tulevaisuudessa käytävästä kaupasta, jotka velvoittavat vain option myyjää. Option ostaja maksaa option myyjälle korvauksen, preemion, tämän ottamasta riskistä. Optio voi olla osto- tai myyntioptio. Osto-optiolla tarkoitetaan sitä, että osto-option ostajalla on oikeus ostaa kohde-etuus ennalta sovittuun hintaan ja osto-option myyjällä on velvollisuus myydä se. Myyntioptiolla puolestaan tarkoitetaan sitä, että myyntioption ostajalla on oikeus myydä kohde-etuus ennalta sovittuun hintaan ja myyntioption myyjällä on velvollisuus ostaa se (Partanen et al. 2008, s. 27–30).

Optiot ovat kohde-etuudeltaan finanssimarkkinoiden forward-sopimuksia. Kaupankäynnin kohteena on kaksi lähintä sesonkisopimusta tai kaksi lähintä vuosisopimusta. Option toteutuminen riippuu markkinahinnasta option päättymispäivänä. Osto-optio toteutuu jos markkinahinta ylittää option toteutushinnan ja myyntioptio toteutuu jos markkinahinta alittaa option toteutushinnan. Toisin sanoen, optioista saatavat voitot ja yhtäläillä mahdolliset tappiot voivat olla suuriakin (Partanen et al. 2008, s. 27–30).

Sähköpörssin finanssituotteiden sopimushinnat kuvastavat kaikkien alan toimijoiden uskomuksia tulevaisuudesta ja sähkön hinnan kehityksestä. Tulevaisuuden sähkön hinnan uskotaan olevan sama kuin nykyisen systeemihinnan ajallisen keskiarvon tilastollinen keskiarvo korjattuna transaktio-

ja korkokustannuksilla (Elinkeinoelämän tutkimuslaitos 2003, s. 14–15). Voidaan siis sanoa, että sähkökaupan riskien välttämisen lisäksi, johdannaiskaupat auttavat ennustamaan sähkön hinnan tulevaisuutta ja kehitystä.

OTC-markkinoilla tarkoitetaan pörssin ulkopuolisia kahdenvälisiä sopimuksia. OTC-markkinoilla voi räätälöidä juuri sopivan sähkön osto- ja myyntisopimuksen vastapuolen kanssa, mutta markkinoilla on olemassa aina vastapuoliriski. Mitä jos vastapuoli ei toimitakaan sähköä sovittuna ajankohtana? Sähköpörssissä käytävien kauppojen takaajana toimii luotettava kumppani, Nord Pool Spot. Sähköpörssi ja OTC-markkinat täydentävät toisiaan ja muodostavat yhdessä toimivat sähkön tukkumarkkinat (Partanen et al. 2008, s. 27–30). Kuvassa 6 on havainnollistettu pohjoismaisten sähkömarkkinoiden tuotteita ja rakennetta aikajanalla. Kuvasta ilmenee, missä ja milloin tietyn tuotteen kaupankäynti tapahtuu.

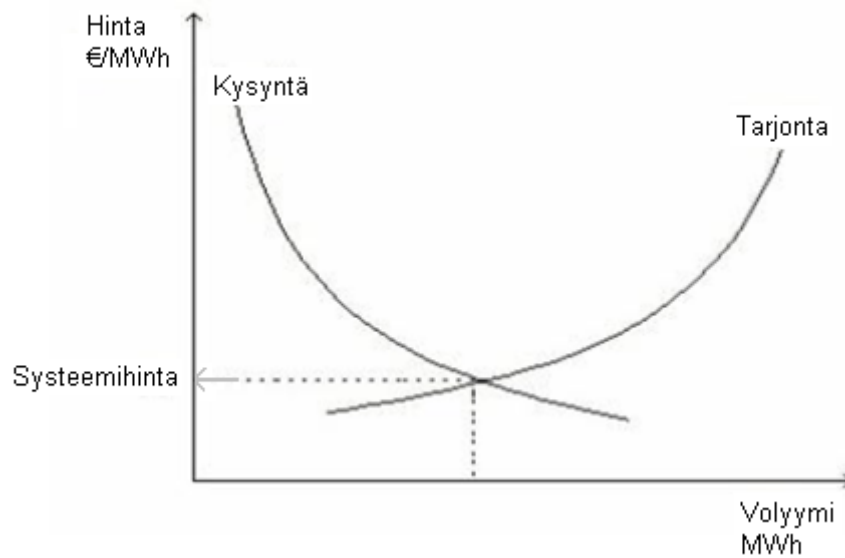


Kuva 6. Sähkömarkkinoiden rakenne (Energiateollisuus 2007).

Tietyn toimitustunnin sähkö on saatettu siis ostaa vuosia etukäteen jonkin finanssituotteen kautta, edellisenä päivänä tai jopa tunti ennen sähkön toimitusta. Saattaa myös olla, että sähköstä ei vielä toimitushetkelläkään ole kukaan maksanut mitään. Pohjoismaisten sähkömarkkinoiden tukkumarkkinat ovat kuvan 6 perusteella todella joustavat ja antavat näin ollen hyvät edellytykset suojautua sähkön hinnan volatilitteetilta.

3.4. Sähkön hinnan muodostuminen pörssissä

Nord Pool Spot poikkeaa muista sähköpörseistä muun muassa kaupankäyntitapojensa perusteella. Pörssi toimii niin kutsutulla Market Splitting -menetelmällä. Menetelmän mukaan eri alueiden pörssit yhdistävät osto- ja myyntitarjouksensa. Yksi pörssi laskee näiden tarjousten perusteella systeemihinnan, joka on koko alueelle sama, mikäli sähkön siirtoruuhiakaan maiden välillä ei ole. Mikäli siirtoruuhiakaan kuitenkin ilmenee, jakautuu markkina-alue omiin hinta-alueisiin, joille määritellään aluehinta siirtoruuhiakaan perusteella (APX Group 2007). Pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla toimii siis Suomen, Ruotsin, Norjan ja Tanskan pörssit, jotka lähettävät oman maansa myynti- ja ostarjoukset Nord Pool Spotille. Nord Pool Spot laskee systeemihinnan, mikä on koko alueella sama. Jos siirtoruuhiakaan ilmenee verkossa, jakautuu pohjoismainen markkina-alue kahdeksaan hinta-alueeseen, jotka ovat Pohjois-, Keski- ja Etelä-Norja, Ruotsi, Suomi, Itä- ja Länsi-Tanska sekä saksalaisten tarjousalue (Nord Pool Spot 2009b).



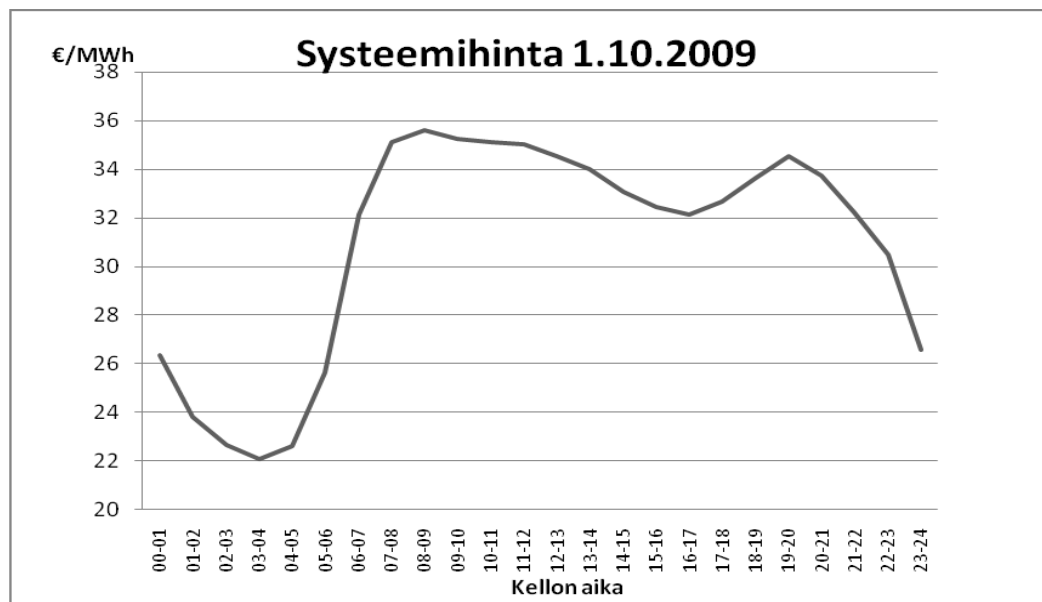
Kuva 7. Systeemihinnan muodostuminen (Partanen et al. 2004, s. 21 mukailten).

Pohjoismaisia sähkömarkkinoita voidaan myös kuvata implisiittisellä huutokaupalla. Tämä tarkoittaa sitä, että rajasiirtokapasiteetti määräytyy osana kaupankäyntiä. Rajasiirtokapasiteetti jaetaan pörssikaupan yhteydessä. Implisiittinen huutokauppa on markkinaehtoinen menetelmä (Viljanen et al.

2008). Rajasiirtokapasiteetti määräytyy siis pörssissä tehtyjen osto- ja myyntitarjousten perusteella siten, että halvemmalta hinta-alueelta siirtyy sähköä kalliimmalle.

Tunneittainen sähkön systeemihinta lasketaan pörssissä, tehtyjen tarjousten perusteella. Käyttötuntikohtaiset sähkön osto- ja myyntitarjoukset yhdistetään siten, että niistä muodostuu yksi kysyntä- ja yksi tarjontakäyrä. Näiden käyrien leikkauspiste on systeemihinta. Kuvassa 7 havainnollistetaan sähkön systeemihinnan muodostumista (Partanen et al. 2004, s. 21).

Systeemihinta vaihtelee tunneittain, koska sähkön kulutus, kysyntä ja tarjonta vaihtelevat vuorokaudenaikojen mukaan. Kuvassa 8 on esitetty systeemihinnan vaihtelua yhden päivän aikana. Systeemihinta on sama kaikille maantieteellisille markkina-alueille, mikäli sähkön siirtokapasiteetti riittää.



Kuva 8. Systeemihinta 1.10.2009 (Nord Pool 2009b).

Useimmiten pohjoismaisten sähkömarkkinoiden markkina-alue jakaantuu kuitenkin erilaisiin hinta-alueisiin. Siirtokapasiteetti maiden rajoilla ruuhkautuu melko usein ja joillakin alueilla on yli- tai alitarjontaa. Systeemihintojen lisäksi puhutaan aluehinnoista. Systeemihintaa laskettaessa ei huomioida

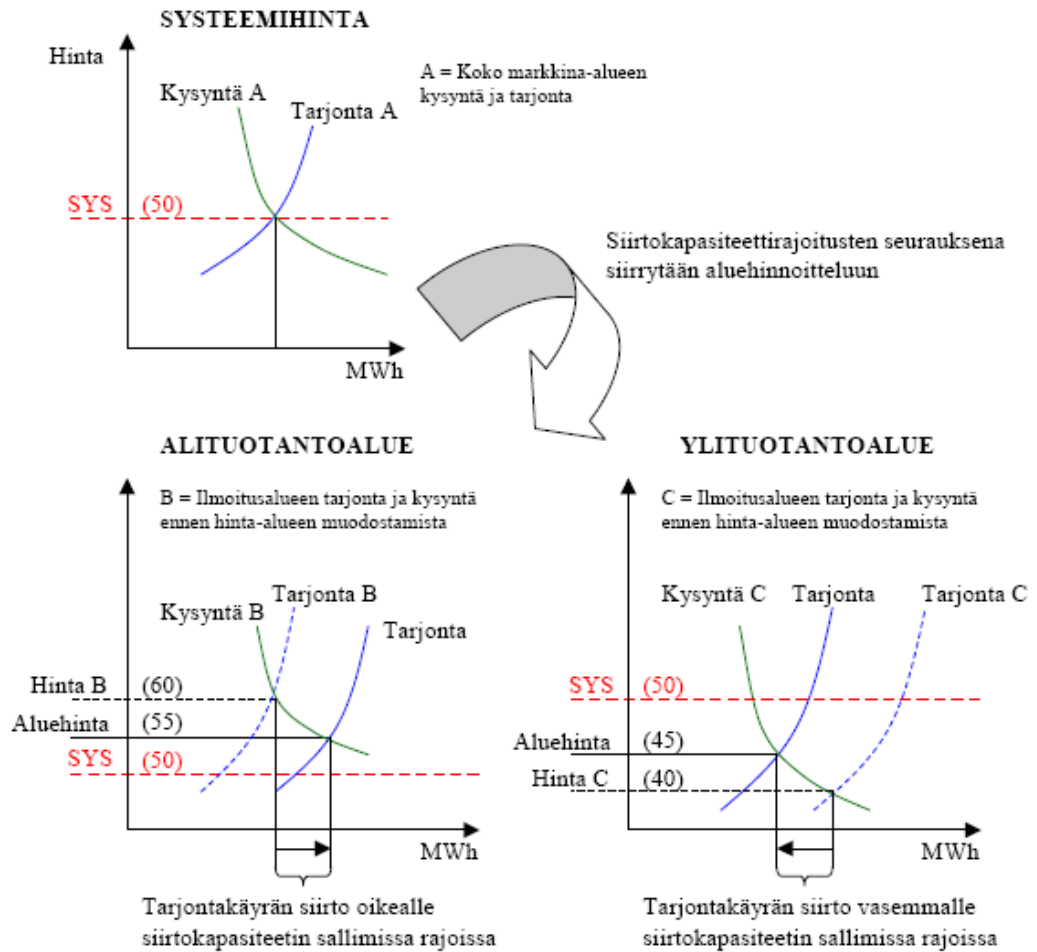
siirtokapasiteettirajoituksia, mutta aluehinnoissa ne huomioidaan. Kun systeemihinta on laskettu Nord Pool Spotissa, aletaan tarkastella siirtotarpeita eri alueiden välillä. Jos siirtotarve tietylle alueelle ylittää sopimuksen mukaan käytettävissä olevan siirtokapasiteetin, muodostetaan kyseiselle alueelle aluehinta (Nord Pool Spot 2009g).

Tavallisesti Suomi kuuluu alituotantoalueisiin, joten Suomeen muodostetaan aluehinta rajasiirtokapasiteettien perusteella. Taulukossa 5 on esitetty systeemihintojen ja Suomen aluehintojen eroja lokakuun ensimmäisenä päivänä vuonna 2009.

Taulukko 5. Systeemi- ja Suomen aluehinnan vaihtelua 1.10.2009 (Nord Pool Spot 2009b).

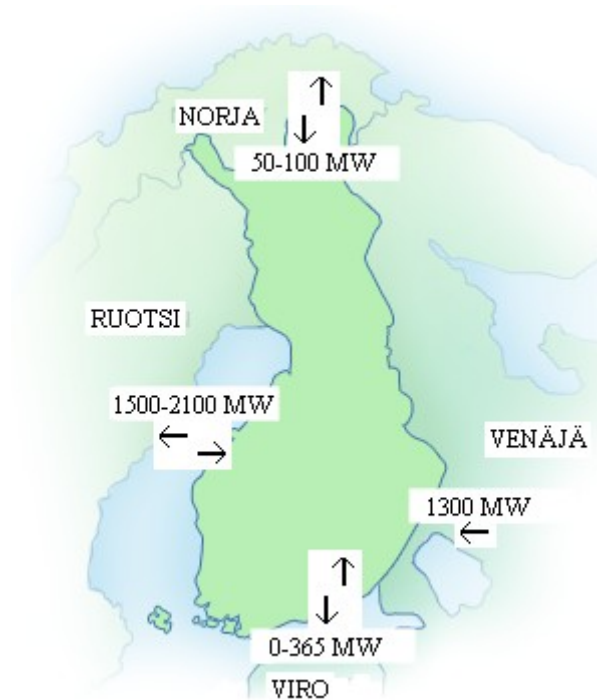
Kellon aika	Systeemihinta [€/MWh]	Suomen aluehinta [€/MWh]
05-06	25,63	32,99
08-09	35,63	39,84
13-14	34,01	35,97
17-18	32,69	35,28
23-24	26,58	31,90
Koko päivän keskiarvo	30,90	34,58

Aluehinta lasketaan siirtokapasiteetin perusteella. Alituotanto alueen tarjonta- ja kysyntä käyrät piirretään kuvan 6 osoittamalla tavalla. Sen jälkeen tarjontakäyrää siirretään oikealle siirtokapasiteetin verran, jolloin alueen hinta laskee, mutta pysyy kuitenkin systeemihintaa korkeammalla. Ylituotantoalueen tarjontakäyrää puolestaan siirretään vasemmalle siirtokapasiteetin verran, jolloin alueen hinta nousee, mutta on kuitenkin alempi kuin systeemihinta (Karjalainen 2006, s. 27). Kuvassa 9 on havainnollistettu ali- ja ylituotantoalueiden aluehinnoittelua.



Kuva 9. Aluehintojen muodostuminen yli- ja alituotannon alueilla (Karjalainen 2006, s. 27).

Kuten jo aiemmin on todettu, Fingrid Oyj omistaa Suomen rajat ylittävät verkot. Fingrid Oyj on antanut nämä verkot sähkömarkkinoiden käyttöön, eli toisin sanoen markkinoiden tarpeen mukaan Fingrid Oyj:n määrittelemää rajasiirtokapasiteettia saa käyttää maiden välisissä siirroissa (Fingrid Oyj 2009). Kuvassa 10 on kuvattu käytettävissä olevia rajasiirtokapasiteetteja. Esimerkiksi Suomen ja Ruotsin välinen rajasiirtokapasiteetti voi korkeimmillaan olla 2100 megawattia. Mikäli Suomeen pitäisi kysynnän kattamiseksi tuoda yli 2100 megawattia sähköä Ruotsista, syntyisi niin kutsuttu pullonkaulatilanne. Pullonkaulatilanteissa kantaverkko-operaattorit perivät ruuhkamaksuja sähkön siirrosta, jolloin aluehinta kallistuu edelleen. Ruuhkamaksut määräytyvät siirrettävän sähkön ja aluehintojen erotuksen tulona (Nord Pool Spot 2009f).



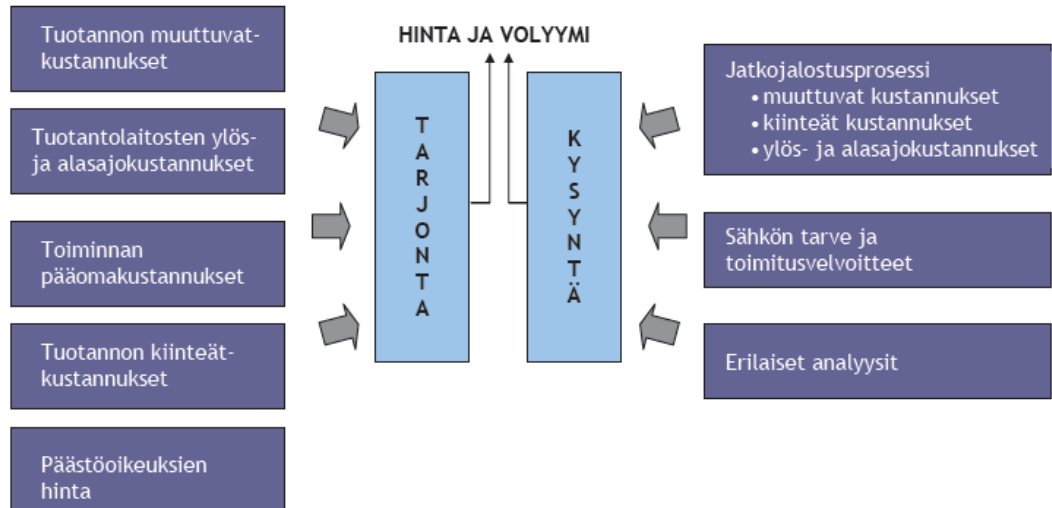
Kuva 10. Rajasiirtokapasiteetit (Fingrid Oyj 2009).

Fingrid Oyj kertoo vuoden 2008 toimintakertomuksessaan ansainneensa 23,2 miljoonaa euroa pullonkaulatuloilla, kun koko Pohjoismaiden pullonkaulatulot olivat yhteensä 244 miljoonaa euroa. Pullonkaulatulot jaetaan pohjoismaisten kantaverkko-operaattoreiden kesken tehdyn sopimuksen perusteella. Fingrid Oyj julkaisemia pullonkaulatulotilastoja tutkimalla, voidaan kuitenkin todeta, että kyseisiä tilanteita syntyy verrattain harvoin. Kuvassa 10 esitetyt rajasiirtokapasiteetit ovat todellisuudessa hieman mainittua isompia, mutta Fingrid Oyj pitää osan kapasiteetista reservinä tehopulan varalta (Fingrid Oyj 2009).

3.5. Sähkön hintaan vaikuttavat tekijät

Sähkön hinnan muodostumiseen vaikuttaa monet asiat. Sähkön hinta muodostuu kysynnän ja tarjonnan perusteella sähköpörssissä, joten on syytä olettaa että kysyntä ja tarjonta vaikuttavat oleellisesti sähkön hintaan. Sähkön hintaan vaikuttaa siis tarjonta, joka koostuu sähkön tuottajien ja myyjien tekemistä tarjouksista. Tarjousten hinta ja määrä, sähkön tuotantokustannukset ja

käytettävissä oleva tuotantokapasiteetti vaikuttavat suoraan sähkön hintaan. Toisaalta taas kysyntään vaikuttaa muun muassa sääolot ja vuorokauden aika. Sähkön hinnan muodostuminen ja sen ennustaminen ei siis ole aivan yksiselitteistä. Kuvassa 11 esitetään sähkön hintaan ja volyyymiin vaikuttavia tekijöitä (Partanen 2008).

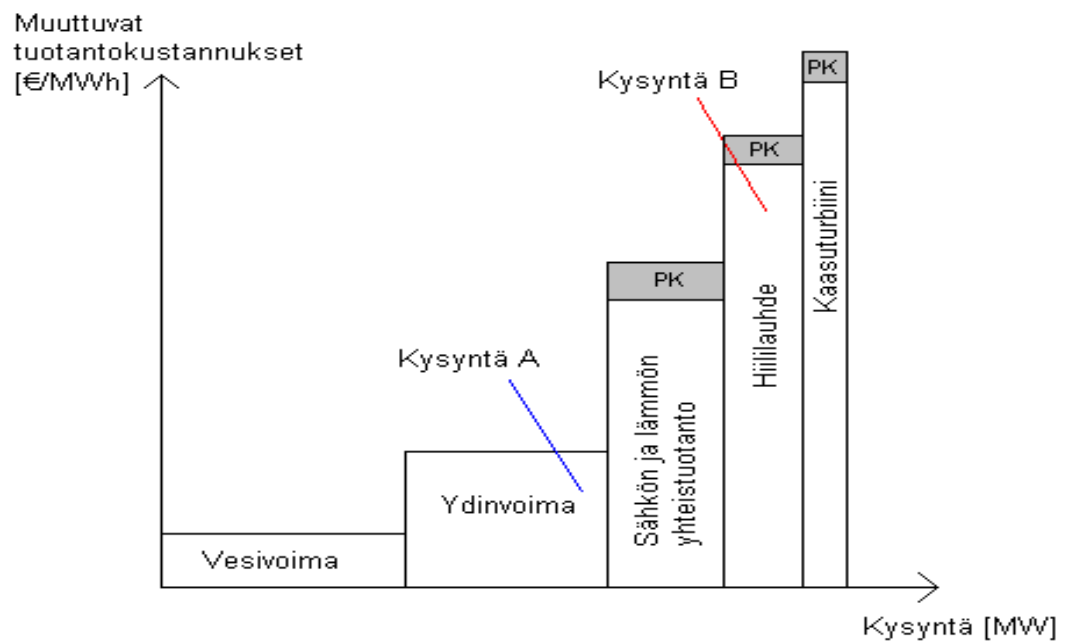


Kuva 11. Sähkön hintaan ja volyyymiin vaikuttavat tekijät (Partanen 2008).

Tuotannon muuttuvat ja kiinteät kustannukset, ylös- ja alasajokustannukset sekä päästöoikeudet määrittävät tarjousten hintoja ja volyymeja, kun taas sähkön tarve, toimitusvelvollisuudet, analyysit ja sähkön käyttötarkoitus määrittävät kysyntää. Sähkön hintaa ennustettaessa täytyy siis huomioida monia asioita. Sähkön varsinaista hintaa eniten määräävä tekijä on kuitenkin sähkön tuotantomuotojen marginaalikustannukset, joiden perusteella markkinahinta muodostuu sähköpörssissä.

Sähkön eri tuotantomuodoilla on eri tuotantokustannukset. Kuvassa 12 havainnollistetaan muuttuvien tuotantokustannusten eroa eri tuotantomuotojen välillä. Sähköpörssille tehdyt tarjoukset perustuvat juuri eri tuotantomuotojen muuttuvien marginaalikustannusten eroihin. Kysynnän kattamiseksi otetaan eri sähkön tuotantumuotoja käyttöön siten, että ensimmäisenä otetaan käyttöön marginaalisilta tuotantokustannuksiltaan halvin sähköntuotantomuoto, eli

vesivoima. Viimeisimpänä käyttöön otetun tuotantomuodon muuttuvat tuotantokustannukset määrittävät sähköstä saatavan hinnan (Kara 2005, s. 25–26). Toisin sanoen, vesivoiman tuottajat saavat sähköstään yleensä vähintään sähkön ja lämmön yhteistuotannon tuotantokustannusten hinnan eli voittoa tuottamastaan sähköstä, kun taas sähkön ja lämmön yhteistuottajat saavat ainoastaan kustannuksensa katettua.



Kuva 12. Sähkön tuotantomuotojen tuotantokustannukset ja hinnan määräytyminen eri kysynnöillä sekä päästökaupan vaikutus tuotantokustannuksiin (Koljonen, Kekkonen, Lehtilä, Hongisto, Savolainen 2004, s. 20–33).

Kuva 12 havainnollistaa vesivoiman tärkeyttä. Mitä vähemmän vesivoimaa pystytään tuottamaan, sen kalliimpaa sähkö on, sillä kysynnän ollessa vakio, joudutaan ottamaan aina kalliimpia tuotantomuotoja avuksi kattamaan vesivoiman tuotannon vajetta. Kysyntäkäyrät A ja B havainnollistavat kysynnän vaihtelun vaikutusta sähkön hintaan.

Pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla ratkaiseva hintaan vaikuttava tekijä on siis vesivoima, josta suurin osa tuotetaan Norjassa. Vuonna 2008 Norjassa tuotetusta sähköstä yli 99 prosenttia oli vesivoimalla tuotettua sähköä. Pohjoismaissa

vesivoiman osuus sähkön tuotannosta oli yhteensä 58 prosenttia (Tiusanen 2009). Vesivoiman tuottajilla on suuri valta vaikuttaa sähkön hintaan. Mikäli sähköstä saatava hinta ei tyydytä tuottajia, tuottajat voivat olla tuottamatta sähköä. Tuotanto on vapaasti kilpailtu ala sähkömarkkinoilla. Vesivoiman käytettävyyteen vaikuttaa myös oleellisesti veden määrä – vuosittaiset sademäärät ja lumenpaksuus vaikuttaa käytettävissä olevaan vesivoimaan (Vehviläinen, Pyykkönen 2005). Vaikka ydinvoiman tuotantokustannukset ovat muihin tuotantomuotoihin verrattuna pieniä, eivät ydinvoimantuottajat ole samanlaisessa asemassa vesivoimantuottajien kanssa. Ydinvoimaa on vaikeampi säätää.

Tuotannon kiinteät kustannukset, pääomakustannukset, laitosten ylös- ja alasajokustannukset vaikuttavat tarjontaan. Koska tuotanto on avoin kilpailulle, ei kukaan tuottaja suostu toimimaan tappiollisesti. Niinpä laitosten ylös- ja alasajon kustannukset, samoin kuin muut kiinteät kustannukset tulee sähköstä saatavalla hinnalla kattaa. Pääperiaatteena on kuitenkin, että kun markkinahinta ylittää sähkön marginaaliset tuotantokustannukset, on toiminta kannattavaa (Kara 2005, s. 26).

Taulukko 6. Sähkön vuosikeskihinnat eri päästöoikeushinnoilla (Koljonen et al. 2004, s.20-33).

Päästöhinta	2006	2010
[€/tCO₂]	Keskihinta	Keskihinta
0	20,1 €/MWh	22,2 €/MWh
5	24,1 €/MWh	25,8 €/MWh
15	31,2 €/MWh	31,9 €/MWh
30	39,7 €/MWh	39,1 €/MWh

Päästöoikeudet ovat vaikuttaneet sähkömarkkinoilla vasta vuodesta 2005, joten päästöoikeuksien todellista vaikutusta sähkön hintaan on vaikea tulkita varsinkin kun ensimmäisten vuosien päästöoikeudet on annettu ilmaiseksi (Partanen et al. 2008, s. 30). Arvioidaan kuitenkin, että päästöoikeuksien hinta vaikuttaa suoraan sähkön markkinahintaan, sillä sähkön tuottajat haluavat joka tapauksessa tehdä voittoja. Päästöoikeuksien vaikutus ei näy vesi- tai ydinvoimalla tuotetun sähkön

hinnassa, sillä kyseiset tuotantomuodot eivät aiheuta CO₂-päästöjä. Kalliimpien sähkön tuotantomuotojen, kuten sähkön ja lämmön yhteistuotannon, hiililauhteen ja kaasuturbiinien tuotantokustannukset nousevat (Koljonen et al. 2004, s. 20–33). Taulukossa 6 on Valtion teknilliselle tutkimuskeskukselle tehdyn tutkimuksen tulos päästöoikeuksien hinnan vaikutuksesta sähkön markkinahintaan.

Kuvassa 12 on havainnollistettu päästökaupan vaikutuksia sähköntuotantomuotojen marginaalikustannuksiin. Sähkön ja lämmön yhteistuotannon, hiililauhteen ja kaasuturbiinien tuotantokustannukset nousevat jonkin verran, joka näkyy kuvassa PK-nimisissä pylväiden jatkeissa. Päästökaupalla ei ole vaikutusta ydin- eikä vesivoiman tuotantokustannuksiin. Päästökaupan myötä vesi- ja ydinvoiman tuottajat hyötyvät tilanteesta.

Sähkön kysynnän vaikutus sähkön hintaan on selkeä, mutta kysynnän käyttäytymistä on vaikea ennustaa. Sähkön käyttö, esimerkiksi suurten teollisuustehtaiden huono markkinamenestys, vaikuttaa sähkön kysyntään sitä alentavasti, kun tehtailla ei ole varaa jatkaa toimintaa tai toimintaa on supistettava. Teollisuuden sähkön käyttö laski elokuiden 2008 ja 2009 välillä 20 prosenttia (Tekniikka ja talous 2009). Teollisuuden lisäksi yksittäisten kuluttajien kysyntää on vaikea tarkasti ennustaa. Nykyinen taloudellinen tilanne on laskenut sähkön kulutusta arviolta noin 3,5 prosenttia maailmanlaajuisesti vuonna 2009, arvioi maailman energiajärjestö IEA (Helsingin sanomat 2009).

Sähköenergian hinnan lisäksi tunnetaan sähkön siirto ja kuluttajahinnat. Edellä on kuvattu sähköenergian hintaan eli käytännössä sähkön markkinahintaan vaikuttavia tekijöitä. Seuraavaksi on tarkoitus lyhyesti kuvailla sähkön kuluttajahintoja ja niihin vaikuttavia tekijöitä. Sähkön kuluttajahinta muodostuu karkeasti sähköenergian hinnasta ja sähkön siirtomaksuista. Seuraavaksi esitellään lyhyesti siirtomaksujen perusteet ja hinnoittelutapa.

Verkonhaltijan on ylläpidettävä, käytettävä ja kehitettävä sähköverkkoaan sekä yhteyksiä toisiin verkkoihin. Lisäksi verkkonhaltijan on turvattava osaltaan

asiakkaiden hyvänlaatuisen sähkön saanti (Sähkömarkkinalaki 386/1995). Tämä sähkömarkkinalain määräämä asetus on johtanut siihen, että sähköenergian lisäksi kuluttajan on maksettava myös sähkön siirrosta maksuja. Sähkön siirtomaksut voidaan jakaa seuraavien kustannuskomponenttien kesken:

- ✓ hallintokustannukset
- ✓ alueverkko ja sähköasemat
- ✓ keskijänniteverkko
- ✓ jakelumuuntajat
- ✓ pienjänniteverkko
- ✓ mittaus- ja laitekustannukset
- ✓ kantaverkkomaksut
- ✓ häviösähkön hankinta
- ✓ taseiden hoito ja
- ✓ liiketoiminnan voitto (Partanen et al. 2004, s. 37).

Monopolitoimintaa harjoittavat sähkön siirtäjät ja jakelijat saavat siis tuottoensa sähkön siirtomaksuista. Maksuilla ylläpidetään sähköverkkoa ja sähkötasetta. Siirtomaksuja valvoo Suomessa Energiamarkkinavirasto, jonka tehtävänä on huolehtia siirtomaksujen kohtuullisuudesta.

Siirtomaksut hinnoitellaan mahdollisimman yksinkertaisesti, ymmärrettävästi ja edullisesti. Erilaisia hinnoittelutapoja ovat omakustannus-, aiheuttamis-, markkina-arvo-, yksinkertaisuus- ja samahintaperiaatteet. Käytännössä hinnoittelussa sovelletaan lähes kaikkia periaatteita. Lain mukaan verkkopalveluiden hinta ei saa riippua siitä, missä sähkön jakelupaikka sijaitsee. Keskijänniteverkon käyttäjät eivät joudu maksamaan pienjänniteverkkojen käytöstä. Siirtohintaa on sama samantyyppisille käyttäjille ja järjestelmä on yksinkertainen ja hinnoittelu on helppo ymmärtää (Partanen et al. 2008, s. 43–44).

3.6. Sähkön hinnan mallintamismenetelmät

Sähkön hinnan ennustamiseksi on kehitetty useita menetelmiä, jotka voidaan karkeasti jakaa kahteen ryhmään. Hinnan mallintamismenetelmät voivat olla joko

teknisiä (tilastollisia) tai fundamentaalisia (Vehviläinen, Pyykkönen 2005). Menetelmät eroavat toisistaan siten, että tilastollisten menetelmien avulla pyritään ennustamaan sähkön hintaa tulevaisuudessa kun taas fundamentaaliset menetelmät keskittyvät mallintamaan tulevaisuuden hintaskenaarioita simulointien ja historiatiedon perusteella (Vehviläinen, Keppo 2003).

Fundamentaaliset menetelmät huomioivat markkinatiedon kokonaisvaltaisesti ja pyrkivät löytämään yleisiä taloudellisia malleja markkinoilta. Toisin sanoen, hintaan vaikuttavia tekijöitä, kuten sademääriä, lämpötiloja, kysyntää ja tulevaisuuden tuotantokustannuksia, tutkitaan fundamentaalisia menetelmiä käytettäessä. Fundamentaalisilla menetelmillä voidaan ennustaa sähkön hinnan tulevaisuutta keskipitkällä aikavälillä. Huono puoli fundamentaalisilla menetelmillä on se, että kokonaisvaltaista markkinatietoa on vaikea kerätä ja hallita. Fundamentaalisilla menetelmillä saadaan usein mallinnettua vain yksi mahdollinen sähkön hintaskenaario, joten menetelmä ei välttämättä ole kattava ja luotettava (Vehviläinen, Pyykkönen 2005). Fundamentaalisia hinnan sähkön hinnan ennustamismalleja ovat kehittäneet muun muassa Eydeland ja Wolyniec (2003).

Tekniset menetelmät pohjautuvat tilastolliseen historiatietoon. Historiatietojen avulla pyritään löytämään säännönmukaisuuksia sähkön hinnan vaihtelusta ja siten ennustamaan tulevaisuuden sähkön hintaa. Pohjoismaisten sähkömarkkinoiden historiatietoa on vähän, koska markkinat ovat niin nuoret, joten pohjoismaisten sähkömarkkinoiden hintaa on vaikea arvioida teknisin menetelmin ainakaan kovin pitkällä tähtäimellä. Tekniset menetelmät soveltuvatkin lyhyen aikavälin hinnan ennustamiseen (Vehviläinen, Pyykkönen 2005). Teknisiä menetelmiä ovat muun muassa kehittäneet Lucia ja Schwartz (2002).

Wallacen ja Fleten (2003) ovat esittäneet stokastisen menetelmän sähkön hinnan ennustamiseksi, joka on tilastollisen ja fundamentaalisen menetelmän sekoitus. He kuitenkin toteavat, että pohjoismaisten vapaiden sähkömarkkinoiden hinnan

ennustamiseksi menetelmä ei välttämättä sovellu eikä oikeaa ja täysin toimivaa hinnan ennustamismenetelmää ole vielä keksitty sähkömarkkinoiden erikoisen luonteen takia. Myöhemmin Vehviläinen ja Pyykkönen (2005) ovat esittäneet kehittyneemmän stokastisen menetelmän sähkön hinnan ennustamiseksi, joka hyödyntää teknisen ja fundamentaalisen menetelmän hyviä puolia ja sopii vapaillekin markkinoille.

Redl, Haas, Huber ja Böhm (2009) ovat kehittäneet uusimpia tutkimuksia edustavan menetelmän, joka huomioi hinnan ennustamisessa tehdyt mahdolliset virheet, sähköpörssin tuotteiden vaikutuksen tulevaan markkinahintaan sekä osittain myös Manner-Euroopan sähköpörssin vaikutuksen pohjoismaiseen sähköpörssiin ja sen hintoihin. Mallin uskotaan korreloivan Manner-Euroopan sähkömarkkinoiden kanssa, joka tulevaisuutta ajatellen vaikuttaa kattavammalta mallilta sähkön hinnan mallintamiseksi, kun huomioidaan EU:n sähkömarkkinaintegraatiopyrkimykset. Menetelmä painottuu hieman enemmän teknisen analyysin puolelle, mutta parhaimmillaankin ennustaa vain kolmen vuoden päähän.

Tässä työssä sähkön hintaa pyritään mallintamaan lähinnä fundamentaalisin mallein eikä varsinaisia hintaennusteita tehdä. Tavoitteena on tutkia sähkön hintaan vaikuttavien tekijöiden käyttäytymistä ja pyrkiä sitä kautta arvioimaan sähkön hinnan volatilitteettia. Seuraavassa luvussa esitellään lyhyesti sähkömarkkinoiden riskejä, jotka edelleen vahvistavat käsitettä ennustamisen vaikeudesta.

3.7. Sähkömarkkinoiden riskit

Sähkömarkkinoilla on riskinsä. Riskejä ovat hinta-, kysyntä-, luotto- ja valuuttariskit, sekä operatiiviset ja poliittiset riskit (Kara et al. 2004, s. 205). Riskejä on kuvattu taulukossa 7. Sähkömarkkinoilla suurimpia ja arkisimpia riskejä ovat hintariskit ja luottoriskit, joilta pyritään suojautumaan pörssin johdannaistuotteilla ja pörssissä tehdyillä kaupoilla.

Taulukko 7. Sähkömarkkinoiden riskejä (Kara et al. 2004, s. 205).

RISKI	KUVAUS	ESIMERKKI
Hintariski	Sähkön hinnan volatilitiitin aiheuttama riski voi johtaa korkeaan sähkön hankintahintaan	Sähköä hankitaan pörssistä tietylle tunnille viime hetkillä, jolloin hinta on yllätyksellisen korkea äkillisesti muuttuneen sääolosuhteen vuoksi
Kysyntäriski	Sähkön käyttäjän oikeus valita sähköntoimittajansa johtaa kysynnän epävarmuuteen	Suuri teollisuusasiakas vaihtaa toiseen sähköntoimittajaan, jolloin alkuperäisen toimittajan asiakkaiden sähkön yhteiskulutus laskee huomattavasti
Luottoriski	Tiedottomuus markkinaosapuolen vakavaraisuudesta ja luottokelpoisuudesta aiheuttaa luottoriskin	Markkinaosapuoli ei pystykään maksamaan ostamastaan sähköstä ja aiheuttaa sähkön toimittajalle suuren tappion
Valuuttariski	Eri maiden valuutat seurailevat kurseja, jolloin epäsuotuisat kurssit voivat aiheuttaa tietyn valuutan käyttäjälle huonon aseman	Norjan kruunun heikkeneminen suhteessa euroon aiheuttaa vaikeuksia norjalaisille sähkön ostajille
Operatiivinen riski	Sähkön hankinnan ja myynnin suunnittelu tehtyjen kulutusennusteiden pohjalta aiheuttaa epävarmuutta	Kysyntä arvioidaan väärin. Liian pieneksi arvioidun kulutuksen seurauksena sähkön toimittaja joutuu ostamaan kallista tasesähköä
Poliittinen riski	Lainsäädännön vaikutus sähkömarkkinoihin	29.9.2009 Suomen työ- ja elinkeinoministeriö tiedotti, että uusiutuvia sähkön tuotantomuotoja aletaan tukea syöttötariffeilla (TEM 2009). Asetus vääristää kilpailua.

Hintariski liittyy sähkön hinnan suureen vaihteluun. Kysyntäriski liittyy puolestaan kuluttajien mahdollisuuteen vaihtaa sähköntoimittajaansa. Markkinaosapuolten vakavaraisuuteen ja luottokelpoisuuteen perustuu luottoriskit, kun taas valuuttariski kohdataan kansainvälistymisen ja useiden eri valuuttojen yhteydessä. Operatiivisen riskin aiheuttaa sähkön hankinnan ja

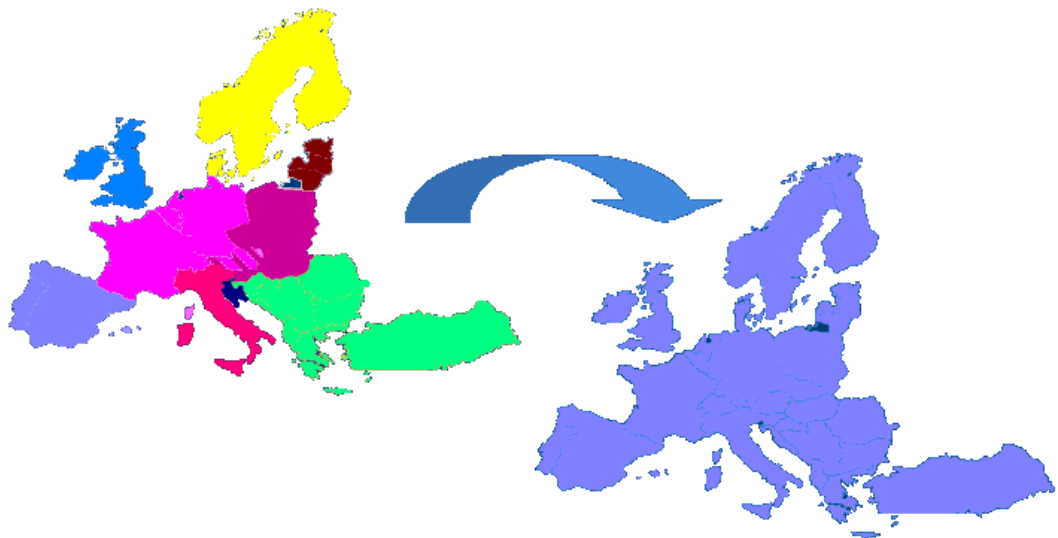
myynnin suunnitteluun liittyvä epävarmuus hankinnoista ja sähkön kulutuksen optimoinnista. Poliittinen riski liittyy lähinnä lainsäädäntöön: uudet lait ja asetukset ohjaavat toimintaa markkinoilla sekä tuotantovaihtoehtojen kehittymistä (Kara et al. 2004, s. 205).

3.8. Sähkömarkkinoiden tulevaisuuden näkymät

Euroopan komissiolla on selkeä visio sähkömarkkinoiden tulevaisuudesta. Tavoitteena on koko Euroopan laajuinen sähkön sisämarkkina, jolla toiminta perustuu todelliseen kilpailuun. Toimenpiteet on jo aloitettu tavoitteen toteutumiseksi. Pyrkimyksenä on taata syrjimätön kolmannen osapuolen verkkoon pääsy ja laajentaa markkinoiden sääntelyviranomaisten toimintaa koko Euroopan tasolle. Lisäksi verkonhaltijoiden yhteistyötä tulisi parantaa, jotta sähkön siirtokapasiteetit ja yhteistyön puute eivät estäisi vapaita Euroopan sisämarkkinoita toimimasta (Euroopan komissio 2007).

Markkinaintegraatio toteutunee toimijavetoisesti ja vapaaehtoisen Market Coupling -menetelmän perusteella siirtoyhteyksien vahvistuttua. Integraation myötä Euroopan maiden väliset sähkön hintaerot tasaantuvat. Pohjoismaiden kannalta tämä tarkoittaa sitä, että sähkön hinta nousee, sillä tällä hetkellä Nord Poolissa myydään Euroopan halvinta sähköä (Energieallisuus 2007). Market Coupling eroaa pohjoismaissa käytetystä Market Splitting -menetelmästä siinä, että eri alueiden sähköpörssit yhdistetään yhdeksi pörssiksi, joka vastaa sähkön hinnan laskemisesta ja rajasiirtokapasiteetin jakamisesta (Viljanen 2008).

Kuvassa 13 havainnollistetaan Euroopan markkinaintegraatiota ja sen laajuutta. Nykyään Euroopassa toimii monia sähkömarkkina-alueita, mutta tulevaisuudessa vain yksi. Tällä hetkellä Pohjoismaiden sähkömarkkinat ovat kehittyneimpiä sähkömarkkina-alueita Euroopassa ja pohjoismaisia markkinoita tutkitaan oppimismielessä hyvin paljon.



Kuva 13. Euroopan sähkömarkkinoiden nykytila ja tulevaisuus (Lilius 2005).

EU-komission tavoitteiden lisäksi Pohjoismaiden energiaviranomaiset ovat saaneet Pohjoismaiden ministerineuvoston tuekseen sitoutumaan yhteispohjoismaisen sähkön vähittäismarkkinoiden järjestämiseen. Energiaviranomaiset suunnittelevat yhteisten vähittäismarkkinoiden aloittavan toimintansa jo vuonna 2015 (Nordreg 2009). Sähkön pohjoismaiset vähittäismarkkinat lisäävät kilpailua Pohjoismaissa ja luultavasti tehokkuutta. Kuluttajan sähkölasku saattaisi kilpailutuksen myötä pienentyä ja puolestaan sähkön myyjät painostaisivat tuotantolaitoksia tuottamaan aina edullisempaa sähköä.

Markkinaintegraatioiden myötä sähkömarkkinoihin oleellisesti vaikuttaa myös kysynnän ja tarjonnan tulevaisuus. Sähkön kulutus on viimevuosia lukuun ottamatta kasvanut muutaman prosentin vuosivauhtia. Pohjoismaiden sähkötase on kehittymässä yhä alijäämäisemmäksi, joten sähköntuonti muilta markkinoilta kasvaa tulevaisuudessa (Finergy 2002, s. 45–46). Nykyisen taloustilanteen ansiosta sähkön kulutuksen kasvu on kuitenkin pysähtynyt ja tilastokeskuksen raportin mukaan Suomen energian kokonaiskulutus on vähentynyt 8 prosenttia vuoden 2009 aikana (Tilastokeskus 2009).

Ennen nykyistä talouskriisiä ennustettiin, että Norjan sähkön kulutus ja samalla tuotannon alijäämä kasvavat vesivoiman tuotannon pysyessä vakiona. Ruotsissa uusiutuvilla energialähteillä pyritään tuottamaan enemmän energiaa ja ydinvoimasta luovutaan hiljalleen. Tanskassa on otettu käyttöön hiilidioksidikiintiöt, jotka ylittänyt tuotantolaitos joutuu maksamaan sakkoja. Tämä aiheuttaa nousupainetta sähkön hinnalle erityisesti kuivina vesivuosina, jolloin Tanskasta tuodaan sähköä muihin Pohjoismaihin. Suomen sähkön kulutukseen vaikuttaa voimakkaasti energiaintensiivinen teollisuus, joten Suomen sähkön kulutus riippuu osittain myös kansainvälisestä talouskehityksestä (Finergy 2002, s.46–50). Lisäksi pyrkimykset energiankäytön vähentämisestä luultavasti lisäävät sähkön kulutusta, kun esimerkiksi öljylämmitteisiä taloja aletaan lämmittää sähkökäyttöisillä ilmalämpöpumpuilla (Kosonen 2009).

Päästökaupan myötä markkinoilla keskitytään luultavasti entistä puhtaampaan ja päästöttömämpään energiantuotantoon. Energiateollisuuden mukaan Suomessa tullaan ainakin sulkemaan hiilivoimaloita lähivuosina melko paljon juuri päästökaupan ja -rajoitusten vuoksi (MTV3 Uutiset 28.10.2009). Luultavasti suunta on samanlainen muissakin Pohjoismaissa. Hiilivoimaloiden ja muiden hiilidioksidipäästöjä aiheuttavien tuotantolaitosten sulkeminen tarkoittaa uuden sähköntuotantokapasiteetin rakentamista. Sähkön kulutus on katettava.

Pohjoismaisten sähkömarkkinoiden tulevaisuudessa keskitytään luultavasti uusiutuvien energialähteiden käyttöön ja päästöjen minimointiin. Markkinoita pyritään yhä parantamaan ja toimintaa tehostamaan edelleen esimerkiksi yhteisvähittäismarkkinoiden myötä. Suurella todennäköisyydellä Euroopan sähkömarkkinat tulevat yhdistymään tulevaisuudessa, joten luultavasti pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla varaudutaan pikkuhiljaa myös sähkön hinnan nousuun. Sähkön kulutuksen kasvaessa huomio kiinnitetään myös uuden tuotantokapasiteetin rakentamiseen.

4. VUOSIHUOLTOAJANKOHDAN MÄÄRITTÄMINEN

Vuosihuoltoajankohdan optimoinnissa huomioidaan sähkön hinta, käyttöjakson pituus ja resurssien saatavuus. Tässä luvussa tutkitaan näitä vuosihuoltoajankohtaan vaikuttavia tekijöitä, niiden ominaisuuksia sekä niihin vaikuttavia tekijöitä. Tavoitteena kussakin alaluvussa on selvittää vuosihuoltoajankohtaan vaikuttavan yksittäisen tekijän kannalta optimaalisinta ajankohtaa.

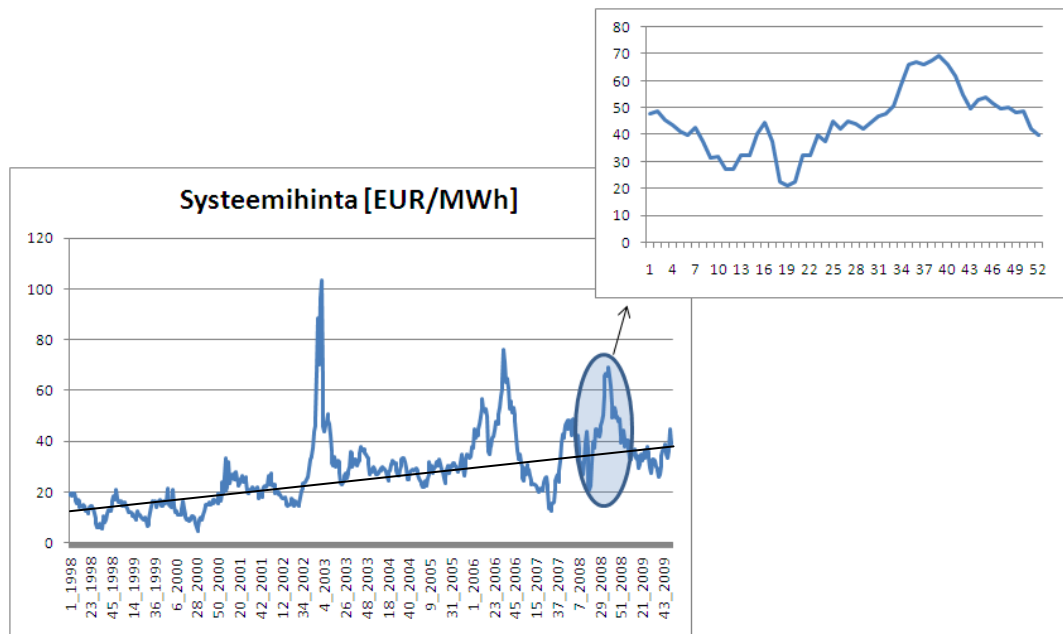
4.1. Sähkön hinnan vaikutus

Sähkön hinnan vaikutusta vuosihuoltoajankohtaan tutkitaan viikoittaisten systeemihintojen ja sähkön hintaan vaikuttavien tekijöiden avulla. Tutkimuksessa sovelletaan pääosin fundamentaalista analyysiä edullisimman sähkön hinnan ajanjakson löytämiseksi. Sähkön hintaa tarkastellaan vuodesta 1998 alkaen, jolloin Suomi liittyi pohjoismaiseen sähköpörssiin. Sähkön hintaan vaikuttavista tekijöistä analysoidaan erityisesti tarjontaa, kysyntää ja markkinoiden odotuksia. Optimointi tehdään sähkön hintakehitystä analysoimalla sekä hintaan vaikuttavia parametreja tutkimalla.

4.1.1. Systeemihinnan analysointi

Yksinkertaisin tapa analysoida sähkön systeemihinnan kehitystä on piirtää systeemihinnan käyttäytymistä kuvaava kuvaaja. Kuvaajien tekeminen onkin yksioikoisin tapa hyödyntää teknisiä analyysejä (Schwager 1995, s 14). Kuvaajien avulla voidaan helposti havainnollistaa historiadataa. Kuvassa 14 on esitetty sähkön hinnan vaihtelua vuosien 1998–2009 ajalta. Systeemihinnan kehitys selviää pääpiirteittäin kuvasta, mutta ei juurikaan hyödytä sähkön systeemihinnan analysointia vuositason tai selkeiden ennusteiden tekemistä, joita tämän työn tavoitteet edellyttävät. Kuvasta voidaan ainoastaan päätellä, että sähkön hintakehitys on ollut nousujohteista, kuten trendiviiva kuvassa osoittaa.

Sähkön systeemihinnan käyttäytymistä vuositasolla tarkkaillaan viikoittaisten systeemihintojen keskiarvojen avulla. Kuvan 14 oikeassa yläreunassa on havainnollistettu esimerkinomaisesti sähkön systeemihinnan käyttäytymistä vuonna 2008. Vuoden 2008 kuvaaja on tehty viikoittaisia systeemihinnan keskiarvoja käyttäen.



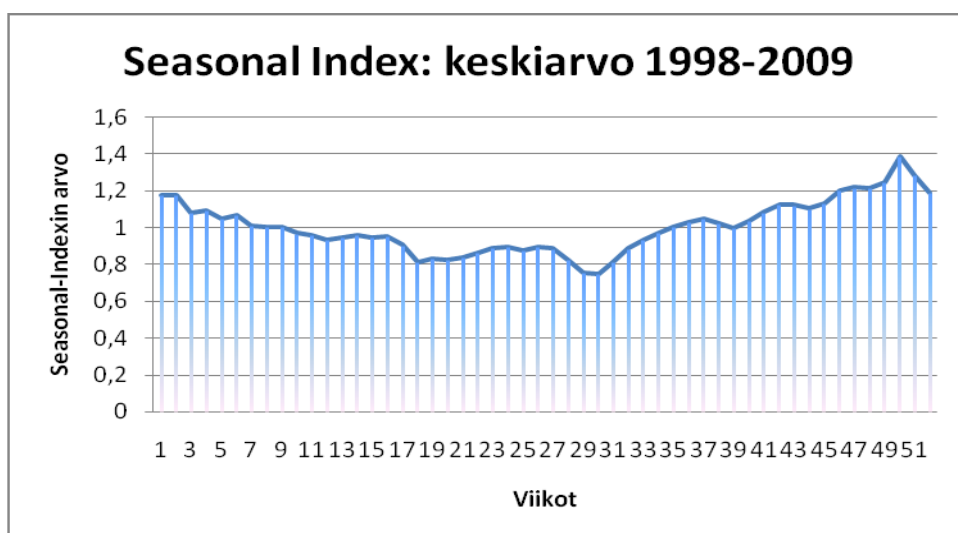
Kuva 14. Systeemihinta vuosilta 1998-2009 (Nord Pool Spot 2010).

Systeemihinta vaihtelee melko voimakkaasti, eikä sen käyttäytymiselle ole helposti löydettävissä mallia. Lisäksi eri vuosien sähkön viikoittaisten keskihintojen vertailu on hankalaa teknisen analyysin avulla, sillä hintataso on kahdentoista vuoden aikana muuttunut yleisen hintatason nousun ja inflaation takia.

Jack Schwager (1984, s.70) esittää yksinkertaisen fundamentaalisen analyysin, jonka avulla voidaan tutkia kausittaisia vaihteluita ja vertailla eri kausia keskenään. Tämä analyysi on nimeltään Seasonal Index, eli kausi-indeksi. Kausi-indeksi lasketaan siten, että kauden yksittäistä arvoa verrataan koko kauden keskiarvoon. Näistä suhdeluvuista muodostetaan kuvaaja.

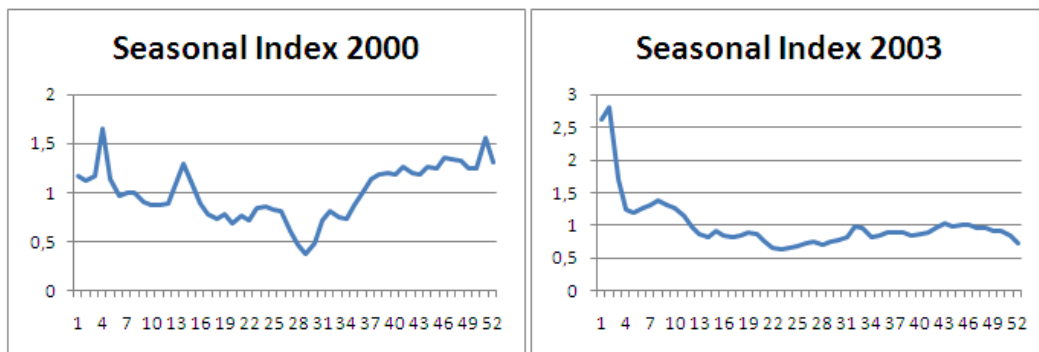
Sähkön systeemihinnan kausi-indeksi lasketaan tässä tapauksessa siten, että viikoittaista systeemihinnan keskiarvoa verrataan koko vuoden keskiarvoon, joka

on laskettu viikoittaisten keskihintojen avulla. Liitteessä 1 on jokaisen vuoden (1998–2009) kausi-indeksien kuvaajat, jotka on laskettu liitteessä 2 ilmoitettujen viikoittaisten systeemihintojen avulla. Tässä esitellään yksinkertaisuuden vuoksi vain kyseisten vuosien kausi-indeksien keskiarvot. Kuvan 15 kuvaama systeemihinnan vuosivaihtelu on siis keskimääräinen systeemihinnan vaihtelu viimeisten 12 vuoden ajalta. Vaaka-akselilla on aika viikkoina ja pystyakselilla kausi-indeksin arvo. Kuvasta voidaan tulkita, että sähkön hinta on alhaisimmillaan viikkojen 17 ja 32 välissä, eli ajanjaksolla huhtikuun lopusta elokuun alkuun. Sähkön systeemihinta on tuolloin noin 0,8 -kertainen verrattuna ajanjakson keskiarvoon.



Kuva 15. Systeemihinnan Seasonal Index, keskiarvo vuosilta 1998–2009.

Liitteen 1 kuvaajista voidaan päätellä, että jonakin vuosina sähkön hinta noudattelee samaa vaihtelukaavaa. Esimerkiksi vuosina 1998, 1999 ja 2000 sähkön hinta käyttäytyi hyvin samalla tavalla: sähkön hinta laski kesää, viikkoa 27, lähestyttäessä ja saavutti alhaisimman sähkön hinnan ajanjakson viikkojen 29–31 tienoilla. Tämän jälkeen sähkön hinta alkoi nousta ja saavutti vuoden suurimman arvonsa joulutammikuun vaihteessa. Kuvassa 16 on esitetty vuoden 2000 systeemihinnan kausi-indeksi.



Kuva 16. Vuosien 2000 ja 2003 systeemihinnan kausi-indeksit.

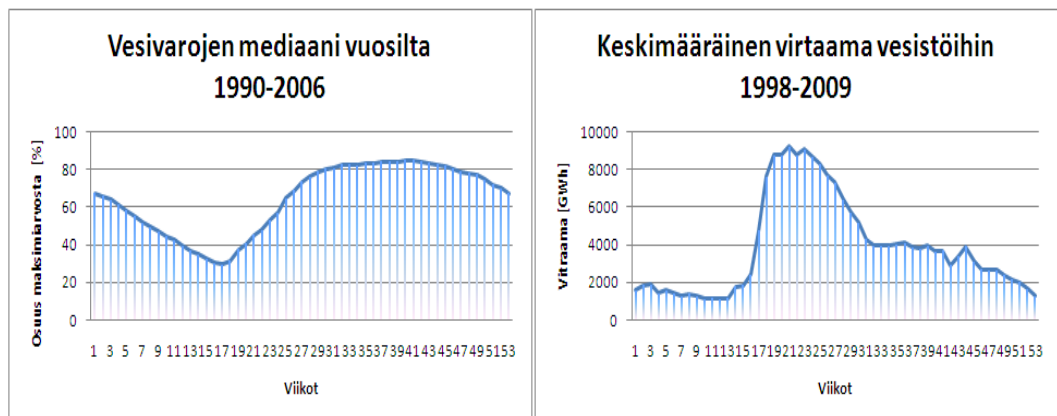
Liitteessä 1 esitettyjen kausi-indeksien perusteella voidaan myös todeta, ettei sähkön hinta noudata kuitenkaan selkeää vaihtelukaavaa, kuten vuosina 1998–2000. Esimerkkinä tästä on kuvassa 16 esitetty systeemihinnan kausi-indeksi vuodelta 2003, jolloin alkuvuonna systeemihinta oli poikkeuksellisen korkea eikä vaihdellut suuresti loppuvuodesta. Sähkön systeemihinnan vaihtelua ei siis voida tulkita ainoastaan systeemihintoja tutkimalla, vaan tulkitsemisessa on käytettävä muitakin tarkastelutasoja. Sähkön hinta itsessään ei selitä systeemihinnan vaihtelua.

Tarjonta

Aiemmin todettiin, että sähkön hinta muodostuu kysynnän ja tarjonnan pohjalta. Pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla sähkön tarjonnasta yli puolet katetaan vesivoimalla (Tiusanen 2009). Koska sähkön hinta määräytyy viimeisempänä käyttöön otetun tuotantomuodon muuttuvien kustannusten perusteella (ks. kuva 12), on vesivoiman vaikutus sähkön hintaan ilmeinen. Ensin otetaan käyttöön edullisin saatavissa oleva tuotantotapa, eli vesivoima, jonka jälkeen käyttöön otetaan muuttuvilta kustannuksiltaan aina kalliimpia tuotantomuotoja: ydinvoima, sähkön ja lämmön yhteistuotanto, hiililauhteet ja kaasuturbiinit. Mitä enemmän eri tuotantomuotoja otetaan käyttöön kysynnän kattamiseksi, sen korkeampi sähkön hinta on.

Vuonna 2008 Pohjoismaissa tuotettiin noin 230 terawattituntia sähköä vesivoimalla, joista Norja tuotti noin 142, Ruotsi 69 ja Suomi 17 terawattituntia (Tiusanen 2009). Vesivoiman tuotanto voi vaihdella valumatilastojen mukaan vuosittain jopa 160–240 terawattituntia (Kara et al. 2004, s.195), kun taas ydinvoiman tuotanto pysyy vuosittain lähes vakiona eikä tuotannon säätely ole tuotantotavalle tyypillistä. Sähkön ja lämmön yhteistuotantoa määrittää lämmön tarve eikä niinkään sähkön kulutus. Vesivoima on siis oikeastaan ainoa tuotantomuoto, jolla on vaikutusta hintatasoon pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla.

Nord Pool Spot (2010) seuraa vesivarastojen kehittymistä Pohjoismaissa. Kuvassa 17 esitetään vesivarastojen mediaani vuosilta 1990–2006. Mediaani kuvaa keskimääräistä vesivarastojen tasoa kyseisten vuosien ajalta. Mediaani ilmoitetaan osuutena vesivarastojen maksimitasosta. Kuvasta näkee, että vesivarastot kertyvät kevään ja alkukesän aikana, jolloin lumet sulavat ja virtaama vesistöihin on suurimmillaan. Syksyn aikana vettä on varastoissa eniten ja talven aikana vettä hiljalleen kulutetaan. Vesivarastot ovat kaikkein alhaisimmalla tasolla huhti- ja toukokuun vaihteessa.

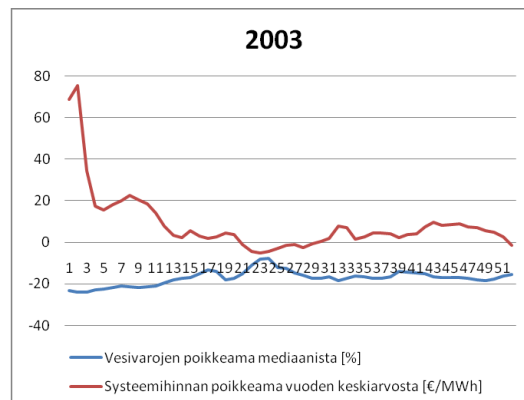


Kuva 17. Vesivarojen mediaani ja keskimääräinen virtaama vesistöihin Pohjoismaissa (Nord Pool Spot 2010).

Liitteessä 3 on esitelty jokaisen vuoden (1998–2009) virtaamien poikkeamat normaalista, eli kuvassa 17 esitetystä keskimääräisestä virtaamasta vesistöihin.

Liitteen taulukoista nähdään helposti, koska vettä on ollut tavallista enemmän käytettävissä.

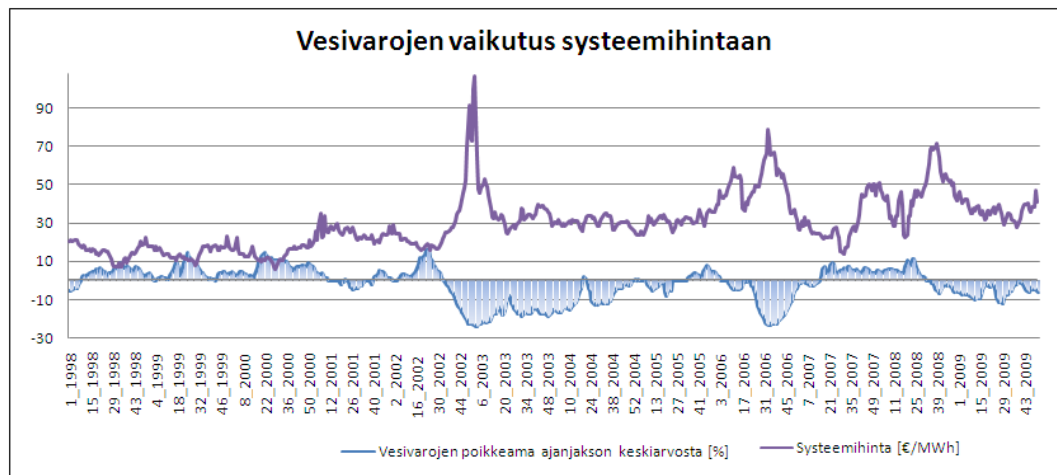
Vesivarastojen tutkiminen mahdollistaa sähkön systeemihinnan vaihtelun tarkemman analysoinnin. Esimerkiksi kuvan 16 esittämä systeemihinnan vaihtelu vuodelta 2003 selittyy paremmin, kun tarkastellaan vesivarastoja ja systeemihintaa yhdessä, kuten kuvassa 18. Vuonna 2003 vesivarastot olivat poikkeuksellisen alhaisella tasolla, joka aiheutti sen, että sähkön hinta nousi historiallisen korkeisiin lukemiin. Tuolloin sähkön viikoittainen keskihinta oli korkeimmillaan jopa 103,65 €/MWh. Vesivarastot olivat paikoin yli 20 prosenttia alhaisemmalla tasolla kuin normaalisti ja systeemihinta vastaavasti lähes 80 €/MWh vuoden keskiarvoa korkeammalla.



Kuva 18. Systeemihinnan ja vesivarastojen tason yhteys Pohjoismaissa vuonna 2003.

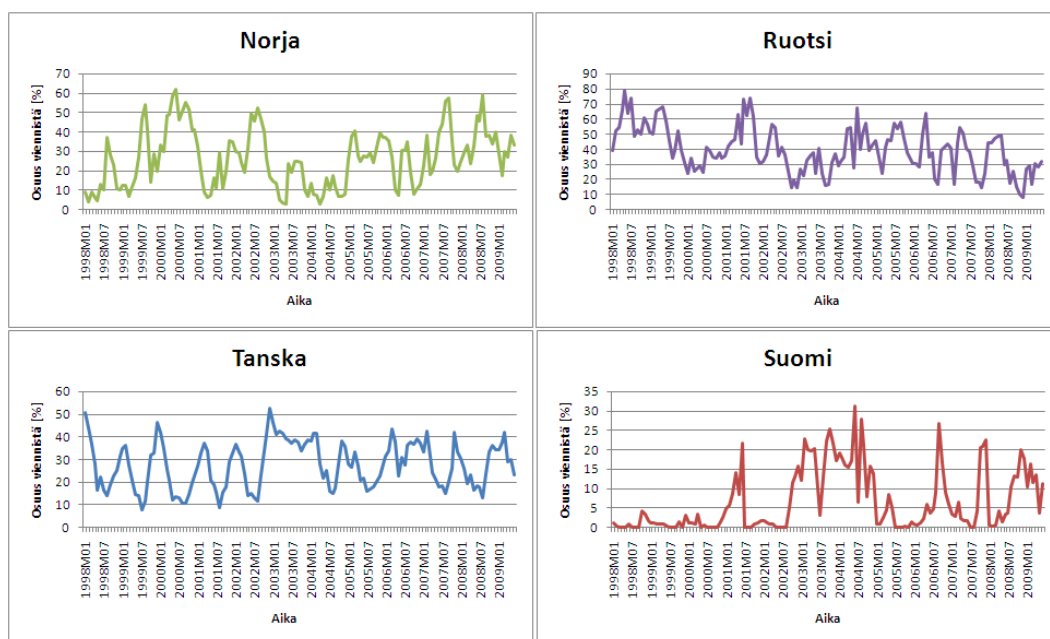
Sähkön korkeaa hintaa vuonna 2003 voidaan helposti selittää jälkepäin tutkimalla vesivarastojen tasoa. Toisaalta markkinoilla hyödynnetään jatkuvasti tulevaisuuteen liittyviä signaaleja, jotka heijastuvat systeemihintaan. Markkinoillatoimijalla täytyy siis olla jonkinlainen käsitys siitä, mitä lähitulevaisuudessa tapahtuu. Vesivarastojen tason laskusta on jo vuoden 2002 puolella välissä viestinyt tavallista vähäisemmät valumat vesistöihin (kts. liite 3). Vähäiset valumat ovat lähes välittömästi vaikuttaneet sähkön hintaan, joka näkyy puolestaan liitteessä 1.

Kuva 19 kertoo, että sähkön hinnan ja vesivarastojen tason välillä on yhteys. Kun vettä on saatavilla normaalia vähemmän, on sähkön hinta korkeammalla. Kun taas vettä on normaalisti, lähenee sähkön hintakin vuosittaista keskiarvoaan. Vesivarastojen tason alentuessa mediaania alhaisemmalle tasolle, alkaa sähkön systeemihinta nousta. Kuvassa 19 on kuvattu vesivarastojen tason poikkeamaa mediaanista ja sähkön hintaa tarkasteluajavälillä 1998-2009.



Kuva 19. Vesivarastojen tason poikkeama normaalista ja systeemihinta 1998-2009 (Nord Pool Spot 2010).

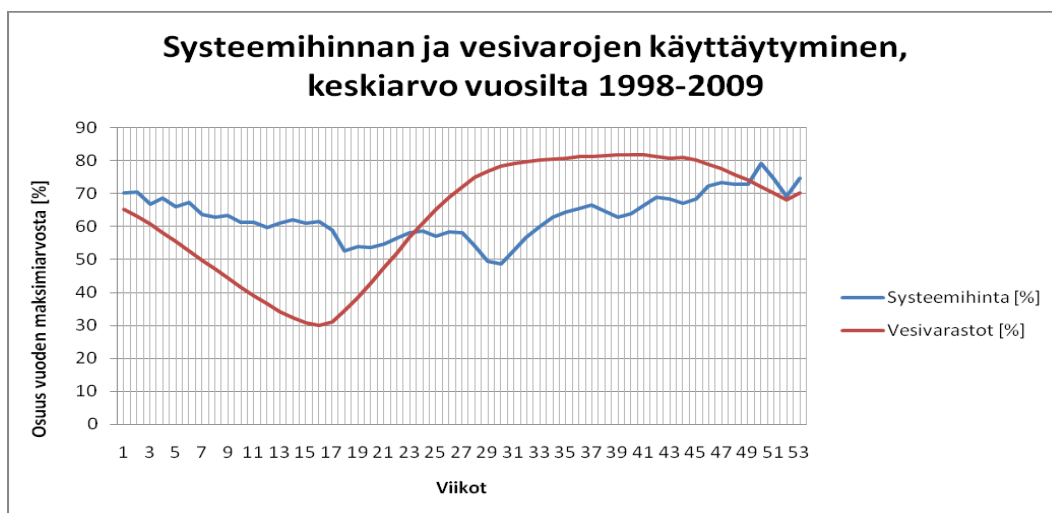
Vesivoiman tuotannon vaihtelu säätelee pohjoismaisten sähkömarkkinoiden toimintaa, muun muassa käytössä olevaa tuotantorakennetta sekä vientiä ja tuontia eri maiden välillä. Esimerkiksi vuosina 2003 ja 2004 vettä oli vähän, jolloin vesivoimalla tuotettu sähkö jouduttiin korvaamaan Pohjoismaissa tuontisähköllä. Vaikka Tanska kuuluukin pohjoismaiseen sähköpörssiin, on Tanskassa aluehinta lähes aina korkeampi. Tanskassa sähköä tuotetaan lämpö- ja tuulivoimalla sekä geotermisesti. Kyseisinä vuosina Tanskasta tuotiin paljon sähköä Ruotsin ja Norjan alueille, jotka kärsivät vesipulasta. Suomenkin vienti kasvoi kyseisenä aikana, vaikka Suomi on tyypillisesti kuulunut tuontimaihin. Vastaavasti Norjasta ja Ruotsista tuonin osuus pieneni merkittävästi. Kuvassa 20 on havainnollistettu vientiä eri maista tarkasteluajanjaksolla.



Kuva 20. Norjan, Ruotsin, Tanskan ja Suomen sähkön viennin osuus Pohjoismaiden kokonaisviennistä vuosina 1998-2009 (Nord Pool Spot 2010).

Kuvan 19 ja 20 tarkoituksena on havainnollistaa vesivoiman tärkeyttä ja vaikuttavuutta pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla. Kuvassa 20 esitettyjen viennin lisäksi vesivoiman tärkeyttä korostavat jokaiselta tarkasteluajaväliltä laaditut kuvat, joista näkee vesivarastojen tason ja sähkön hinnan vaihtelun sekä tyypillisen tuotantorakenteen. Kuvat esitetään liitteessä 4 ja 5.

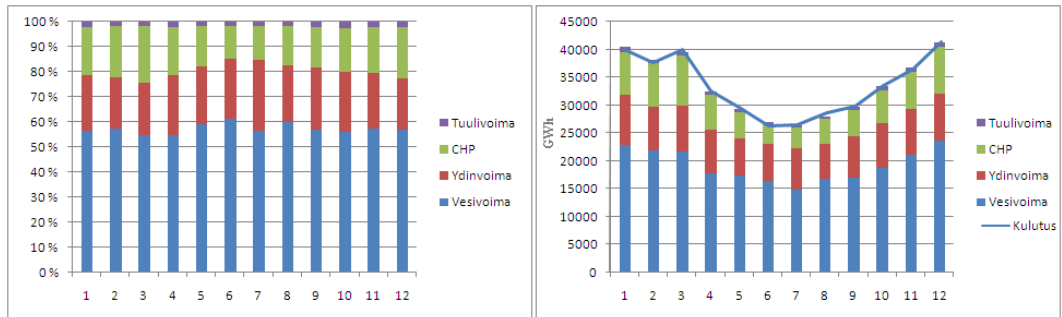
Kuvassa 21 kuvataan sähkön keskiarvon mukaisilla viikkohinnoilla systeemihinnan vaihtelua siten, että vuoden suurin systeemihinta saa arvon 100 prosenttia ja muut hinnat määräytyvät sen mukaan. Vesivarastot on ilmoitettu niiden osuutena vesivarojen maksimiarvosta. On huomattava, ettei sähkön hinnan ja vesivarojen yhteistarkastelukaan tuota välttämättä riittävän tarkkaa analyysiä sähkön hinnasta. Sähkön hinta on näet alhainen esimerkiksi viikolla 18, vaikka vesivarastojen taso on silloin kaikista pienin. Viikolla 32 tilanne on päinvastainen vesivarastojen suhteen, mutta hinta on edelleen samaa luokkaa kuin viikolla 18. Huomioiden vielä keskimääräiset valumat vesistöihin (kts. kuva 17), viikkojen 18-32 välissä valumat ovat lähes yhtä suuria. Valumatilastotkaan eivät siis välttämättä selvitä hintojen eroja.



Kuva 21. Systemihinnan ja vesivarojen keskiarvot vuosilta 1998-2009 (Nord Pool Spot 2010).

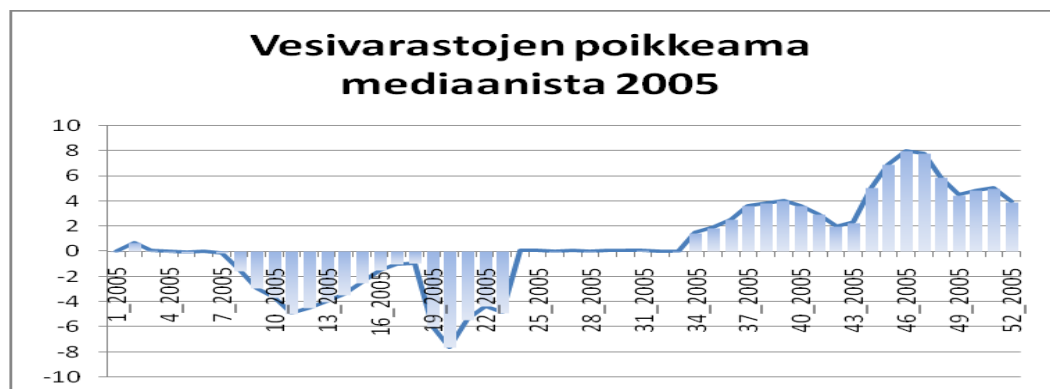
Vesivoiman tuottajat voivat itse valita, koska myyvät vesivoimalla tuotettua sähköä. Tuotantohan on avoinna kilpailulle. Systemihinnan vaihtelun ja vesivarastojen tason lisäksi on siis tarkasteltava myös vesivoimalla tuotetun sähkön määrää eri vuoden aikoina. Tavoitteena on löytää vesivarastojen, vesivoiman tuotannon ja systemihinnan vaihtelun välille säännönmukainen ja toistuva yhteys, jotta alhaisimman sähkön hinnan ajanjakso voitaisiin kartoittaa.

Mahdollisuus tuottaa vesivoimalla sähköä on riippuvainen vesivarastojen tasosta, mutta korkeat varastotasot eivät siis välttämättä tarkoita sitä, että vesivoimalla tuotettaisiin paljon sähköä. Kuvassa 22 on esitetty vesivoimalla tuotetun sähkön osuutta vesi-, ydin- ja tuulivoiman sekä sähkön ja lämmön yhteistuotannon kokonaistuotannosta Suomessa, Ruotsissa, Norjassa ja Tanskassa vuonna 2005. Kuvasta näkee, että vesivoimalla tuotetaan määrällisesti vähiten sähköä kesällä, mutta kulutukseen ja tuotantoon suhteutettuna eniten. Kesäkuussa vesivoimalla tuotettiin noin 16 terawattituntia sähköä, joka vastaa noin 61 prosenttia kokonaiskulutuksesta. Verrattuna joului- tai tammikuuhun, jolloin vesivoimalla tuotetaan 20–25 terawattituntia sähköä, vesivoiman osuus kulutuksesta on vain noin 54 prosenttia. Liitteessä 5 on esitelty vuosilta 1998–2009 vastaavat tiedot, kuin kuvassa 22. Lisäksi liitteestä selviää vesivarastojen poikkeama normaalista ja vesivoiman suhteellinen osuus tuotannosta.



Kuva 22. Sähkön tuotanto Pohjoismaissa tuotantomuodoittain suhteellisesti ja absoluuttisesti sekä sähkön kulutus Pohjoismaissa vuonna 2005 (Eurostat 2010).

Kuvassa 23 on esitetty vuoden 2005 vesivarojen poikkeama normaalista. Vertaamalla kuvia 22 ja 23 voidaan todeta, ettei vesivoimaa välttämättä tuoteta sen mukaa, mitä varoja on. Esimerkiksi vuoden ensimmäisinä kuukausina vesivoimalla tuotettiin vuoden keskimääräistä kuukausituotantoa enemmän, yli 20 terawattituntia sähköä, vaikka vesivarat olivat tavallista alhaisemmalla tasolla. Vuoden keskimääräinen vesivoimatuotanto kuukautta kohden oli vuonna 2005 18,6 terawattituntia. Loppuvuodesta vesivaroja oli tavallista enemmän käytettävissä, mutta silti sähköä tuotettiin vesivoimalla alkuvuotta vähemmän. Vuoden 2005 systeemihinta oli alhaisimmillaan vuoden alusta, jolloin vesivarat olivat normaalia pienemmät. Vaikka vettä oli saatavilla loppuvuodesta normaalia enemmän, kipusi systeemihinta vuoden korkeimpaan arvoonsa.

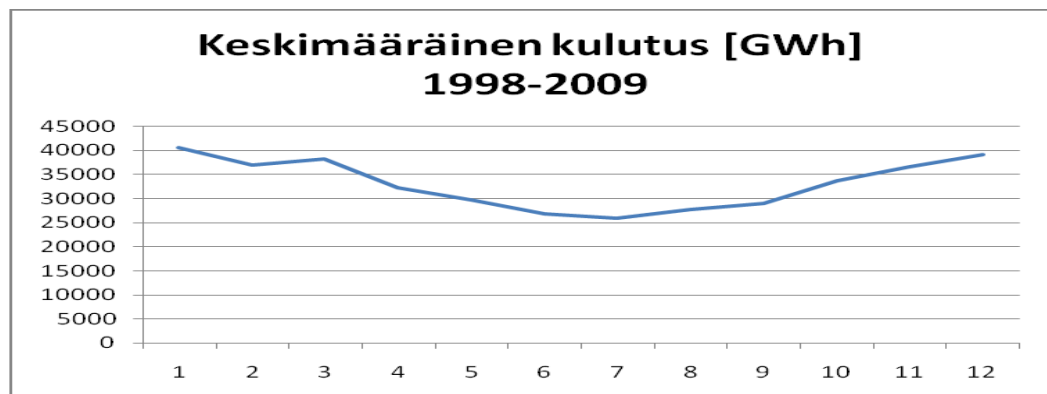


Kuva 23. Vesivarastojen poikkeama mediaanista vuonna 2005 (Nord Pool Spot 2010).

Tarjonta kertoo paljon sähkön systeemihinnan vaihtelusta, mutta ei kuitenkaan riittävästi. Yksin vesivoimaa, vesivarastojen tasoa ja valumia tutkimalla ei saada kattavaa kuvaa systeemihinnan vaihtelusta. Tässä luvussa tutkitaan vielä kysynnän ja markkinoiden odotusten vaikutusta sähkön hintaan.

Kysyntä

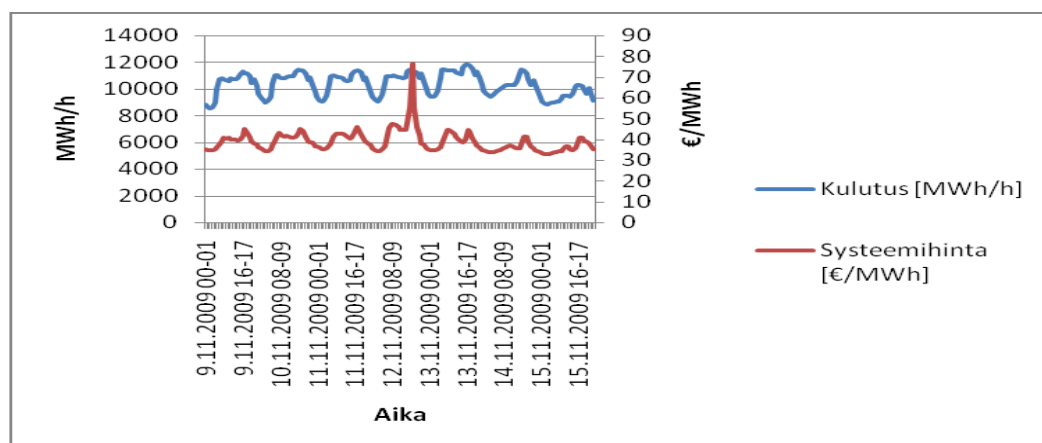
Systeemihinta muodostuu kun tarjonta ja kysyntä kohtaavat. On siis selvää, että myös kysyntää tulee tutkia sähkön hintaa analysoitaessa. Kuvan 22 yhteydessä mainittiinkin jo kulutuksesta, joka vaihtelee vuodenaikojen mukaan. Kulutus on suurimmillaan talvella ja vastaavasti pienimmillään kesäisin. Syy kulutuksen vaihteluun on yksinkertaisesti ilmasto. Talvella on kylmää, jolloin lämmitystä tarvitaan kesää enemmän. Kuvassa 24 esitetään keskimääräistä kulutusta Suomessa, Ruotsissa, Norjassa ja Tanskassa vuosilta 1998–2009. Talven kulutushuippujen ja kesän kulutuksen välinen ero on jopa 15 terawattituntia.



Kuva 24. Keskimääräinen sähkönkulutus Pohjoismaissa vuosilta 1998–2009 (Eurostat 2010).

Systeemihintaa ja kulutusta tarkastellessa, voidaan todeta, että systeemihinta vaihtelee aivan kuten kulutuskin. Kuvassa 25 on esitetty systeemihinnan ja kulutuksen vaihtelua viikon aikana. Kuten kuvasta näkee, vaihtelu on lähes täysin identtistä. On siis loogista päätellä, että kysynnällä on vaikutusta sähkön hintaan ja suuri rooli sähkön hinnan ennustamisessa. Kun kysyntä kasvaa, sähkön hinta nousee. Kuvassa 25 marraskuun 12. päivänä kello 17–18 välillä systeemihinta nousi ajanjaksoon nähden poikkeuksellisen korkealle, vaikka kulutus ja tuotanto

pysyivät normaalilla, totutulla tasolla eikä suuria vajeita niiden välillä ollut. Selitys hintapiikille saattaa olla markkinoiden odotukset – tarjouksia tehdessään markkinaosapuolet ovat uskoneet kulutuksen olevan suurempaa, jolloin heidän tekemänsä tarjoukset ovat olleet kalliimpia. Kysyntä ja tarjonta ovat kohdanneet todellisuutta korkeammalla hintatasolla, jolloin korkeat hinnat ovat jääneet voimaan.



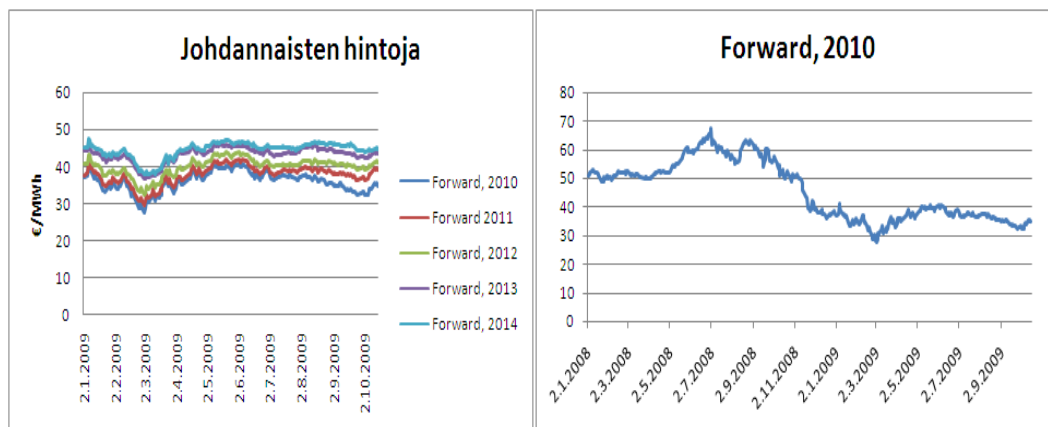
Kuva 25. Systeemihinta ja sähkön kulutus Pohjoismaissa viikolla 46, vuonna 2009 (Nord Pool Spot 2010).

Tulevaisuus kulutuksen osalta on epäselvää. Tällä hetkellä on monia eri skenaarioita siitä, kasvaako sähkön kulutus nykyisen taloudellisen tilanteen kohennettua. Sähkömarkkina-alalla halutaan uskoa siihen, että kulutus jatkaa kasvuun. Kulutuksen ennustamisen vaikeutta lisää Euroopan komission pyrkimys yhteisiin eurooppalaisiin sähkön sisämarkkinoihin. Tulevaisuudessa on selvää, että mannereurooppalaiset tulevat vielä sekoittamaan totuttua kulutuksen käytöstä ja sähkön hinnan muodostumista.

Markkinoiden odotukset

Markkinoiden odotuksilla tässä tapauksessa tarkoitetaan nykyistä uskomusta sähkön hinnan kehitykseen. Kuvasta 26 voidaan päätellä, että uskoa tai ennusteita tulevaisuuden tilasta ei tällä hetkellä ole. Forwardien hinnat ovat pysytelleet samalla tasolla lähes koko vuoden. Kun tarkastellaan vuoden 2010 forwardin hintaa, havaitaan, että johdannaisen hinta on alkanut laskemaan rajusti 2008

vuoden puolivälissä. Vuoden 2009 aikana hinnan lasku on pysähtynyt ja hinnat ovat tasaantuneet. Vuoden 2010 forwardin hinta on heijastunut myös vuoden 2009 systeemihinnan vaihteluun, joka on ollut poikkeuksellisen tasaista.



Kuva 26. Johdannaisten hintoja (Nord Pool Spot 2010).

Johdannaisten hintoja voidaan tulkita kahdella tapaa. Alhaiset ja laskevat forwardien hinnat ovat merkinä joko epäluottamuksesta tulevaisuutta kohtaan tai ne voivat viestiä sitä, ettei markkinoilla uskota, että kysyntä saavuttaisi tarjonnan tason tai edes saman suuruusluokan lähiaikoina. Kulutuksen ei siis uskota kasvavan ja nykyiseen tuotantokapasiteettiin verrattuna tämänhetkinen kulutus on pientä. Toinen vaihtoehto on, että tulevaisuus koetaan niin epävarmaksi, ettei johdannaiskauppoja haluta markkinoilla tehdä (Sähkömarkkinat 2009).

Markkinoiden uskomukset ja forwardien alhainen ja tasainen hintataso vaikuttavat myös tämän hetken systeemihintaan. Nykyinen alhainen ja tasainen sähkön hintakehitys määräytyy osin johdannaistuotteiden hinnan perusteella, kuten jo aiemmin on todettu.

Yhteenveto systeemihinnan analyysistä

Tässä luvussa on käsitelty systeemihinnan vaihtelua sekä tarjontaa, kysyntää ja markkinoiden odotuksia, jotka kaikki vaikuttavat systeemihinnan muodostumiseen. Tavoitteena on ollut löytää optimaalisia ajankohtia kunkin

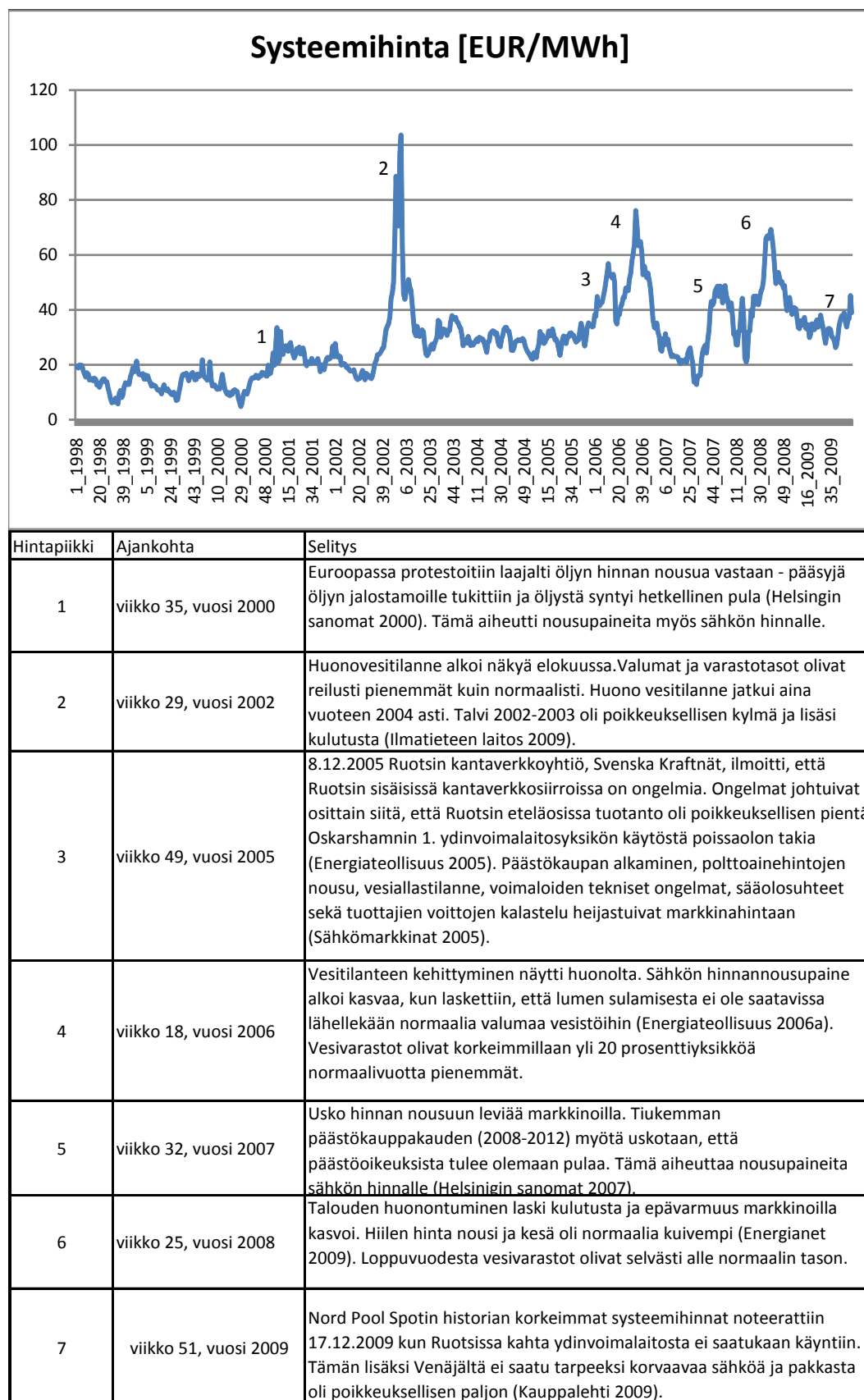
tekijän kannalta, jotta vuosihuoltoajankohtaa voitaisiin optimoida sähkön hinnan kannalta.

Sähkön hinnan vaihtelun tutkiminen osoittaa, että sähkön hinta on alhaisimmillaan viikkojen 18 ja 32 välissä, eli kesällä. Tarjonnan osalta suurin vaikuttava tekijä pohjoismaisilla markkinoilla on vesivarat. Vesivarastojen taso on suurimmillaan loppukesästä ja alkusyksystä, kun taas valumat vesistöihin ovat suurimmillaan alkukesästä. Vesivarastot ja valumat tukevat alhaista sähkön hintaa kesäisin. Vesivoimalla tuotetaan kulutukseen suhteutettuna eniten sähköä kesäisin, erityisesti kesä-elokuussa. Tuotantoon suhteutettuna vesivoiman tuotanto on suurinta heinä-elokuussa.

Kulutus on pienintä myös kesäisin. Kulutuksen suhteen epävarmaa on tulevaisuus. Markkinoilla on erilaisia skenaarioita mahdollisesta tulevaisuuden tilasta, mutta nähtäväksi jää, mikä niistä toteutuu. Epäluottamus tulevaisuuteen heijastuu myös johdannaistuotteiden hintoihin, jotka ovat olleet poikkeuksellisen alhaisia ja tasaisia. Johdannaiskauppoja ei haluta tehdä tai sitten sähkön kulutuksen kasvuun nykyisen tarjonnan tasolle ei uskota.

Taulukossa 8 selvitetään sähkön hintapiikkejä viimeisten kahdentoista vuoden ajalta. Taulukon tavoitteena on tiivistetysti esittää sähkön hintaa vaikuttavia tekijöitä ja niiden merkitystä. Taulukossa esitellään hintapiikin ajankohta ja sen syntyyn vaikuttaneet tekijät ja tapahtumat. Kuten taulukosta käy ilmi, sähkön hintaan vaikuttaa vesivarat, ilmasto ja lämpötilat, polttoaineiden hinnat ja saatavuus, kantaverkkojen toimivuus, päästökauppa, voimaloiden tekninen suorituskyky, markkinoiden uskomukset ja odotukset sekä yleinen taloustilanne.

Taulukko 8. Sähkön hintapiikit Pohjoismaissa vuosilta 1998–2009.



Sähkön systeemihintaan vaikuttavien tekijöiden vaikutusta ja edullisen sähkön hinnan ajanjaksoa optimoidaan seuraavassa luvussa tiettyjä rajoituksia ja oletuksia tehden.

4.1.2. Ajankohdan optimointi

Alhaisen sähkön hinnan ajanjakson optimointi aloitetaan tekemällä muutamia rajoituksia. Ensinnäkin, vuosihuoltojen ajankohdista talvijakso on kokonaan poissuljettu ajankohta, koska silloin sähkön kulutus on Pohjoismaissa huipussaan, sähkön hinta on korkeimmillaan ja TVO:n yleinen kanta on, ettei talvella vuosihuoltoja pidetä. Luvussa tutkitaan siis ajanjaksoa kevästä syksyyn, eli tarkemmin huhti- ja lokakuun (viikot 14–44) välisiä hinnan vaihteluita, jolloin kulutus on pientä. Tämän rajoituksen johdosta voidaan tehdä toinenkin rajausta – lämpötilojen tutkiminen rajataan työn ulkopuolelle, koska voidaan olettaa, että lämpötilan vaihtelulla ei ole suurta merkitystä, eikä kuukausien keskilämpötiloilla ole merkittävää eroa tai vaikutusta sähkön kulutukseen kesällä.

Optimoinnissa keskitytään vain sähkön hintaan vaikuttaviin parametreihin, joita voidaan luotettavalla tasolla ennustaa. Toisin sanoen, kantaverkkojen hintaa nostaviin häiriöihin, öljyn hintaan eikä voimalaitosten suorituskykyyn puututa. Päästökaupan osalta voidaan todeta, että kokemusta sähkönkaupan vaikutuksesta hintaan ei vielä varsinaisesti ole. Päästökauppa nostaa päästöisten sähkön tuotantomuotojen hintaa yleisesti ja tasaisesti, erityisesti päästökauppakauden lopulla. Päästökaupan osuus alhaisen sähkön hinnan optimoinnissa jätetään huomioimatta. Optimoinnissa huomioidaan tarjonta vesivarastojen tasojen kannalta ja kysyntä, markkinoiden nykyiset tulevaisuudenodotukset ja talouden tilanne. Optimointi tehdään muutamien skenaarioiden avulla.

Ensimmäisessä skenaariossa tarkastellaan ainoastaan vesivarastoja ja systeemihintaa. Muut systeemihintaan vaikuttavat tekijät jätetään huomioimatta. Vesivarastojen ja systeemihinnan edullisuutta tarkastellessa, havaitaan, että hyvillä, huonoilla ja normaaleilla vesivuosilla on merkitystä systeemihinnan edullisimman ajanjakson sijoittumiseen. Hyvinä vesivuosina systeemihinta on ollut alhaisimmillaan viikkojen 29–35 välissä, elokuun tienoilla. Huonoina

vesivuosiin ajankohta on sijoittunut keväälle, viikoille 19–24, kun talven systeemihinnat jätetään huomioimatta. Jaottelu hyviin, huonoihin ja normaaleihin vesivuosiin perustuu vesivarastojen tasoon – hyvänä vesivuonna varastotasot ovat olleet suurimman ajan vuodesta normaalia korkeammat, huonoina puolestaan mediaania alemmalla tasolla. Normaali vesivuosi noudattelee pitkälti kuvan 17 mediaania. Taulukossa 9 on listattu jokaisen vuoden edullisin viikko sähkön hinnan kannalta.

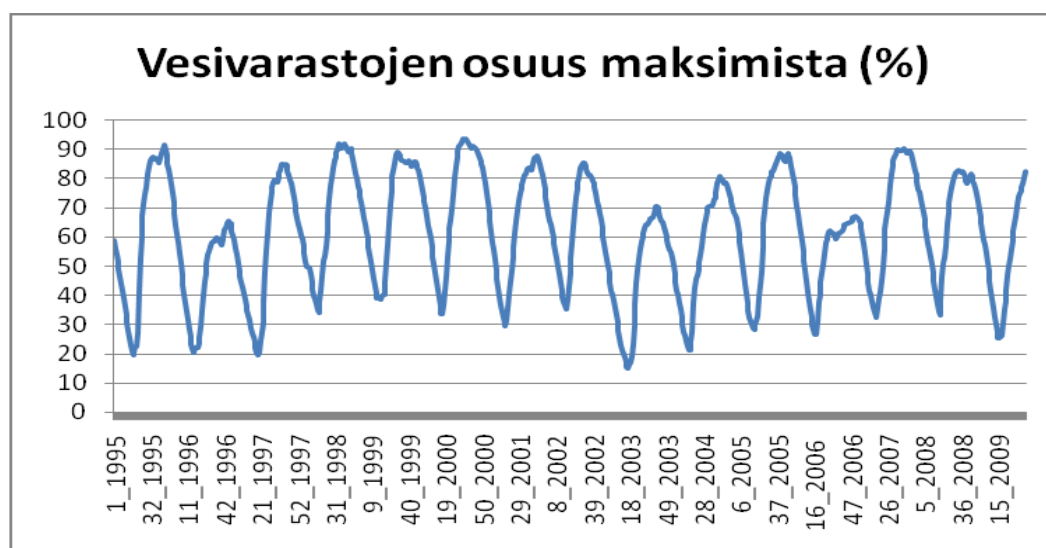
Taulukko 9. Vesivarastojen tasot ja edullisimman systeemihinnan ajankohta.

Vuosi	Vesivarastojen taso			Edullisimman systeemihinnan ajankohdan sijoittuminen	Muuta
	Hyvä	Normaali	Huono		
1998	x			vko 34	
1999	x			vko 29	
2000	x			vko 29	
2001		x		vko 1	Tarkasteluajanjakson edullisin hinta vko 41
2002			x	vko 25	Systeemihinta tasaisen alhainen vko 19–32
2003			x	vko 23	
2004			x	vko 53	Tarkasteluajanjakson edullisin hinta vko 19
2005		x		vko 3	Tarkasteluajanjakson edullisin hinta vko 25
2006			x	vko 52	Tarkasteluajanjakson edullisin hinta vko 18
2007	x			vko 33	
2008		x		vko 19	
2009				vko 30	

Normaalien vesivuosien edullisen sähkön hinnan ajanjaksolle ei löydy selkeää vuoden aikaa. Edullisinta sähköä on normaaleina vesivuosiin kaupattu niin touko- kuin lokakuussakin. Normaalien vesivuosien alhaisimman sähkönhinnan

ajanjakson määrittämiseen vaikuttaa vesistövirtaamat. Ennen alhaisimman hinnan ajanjaksoa ovat virtaamat vesistöihin olleet keskimääräistä suurempia. Normaalina vesivuonna 2001, vesivarastojen tasot noudattelivat tarkoin mediaanin arvoja. Virtaamat vesistöihin olivat puolestaan osin normaalia huonommat ja osin paremmat. Alhaisimman sähkön hinnan ajanjakso sijoittui juuri normaalia suurempien ja vuoden suurimpien valumien kanssa viikolle 41. Sama ilmiö on havaittavissa myös muina normaaleina vesivuosina 2005 ja 2008. Vuoden alhaisin sähkön hinta ilmenee normaalina vesivuotena poikkeuksellisen suurten valumien yhteydessä.

Vertailu huonoista, normaaleista ja hyvistä vesivuosista on tehty tarkkailemalla varsin lyhyttä ajanjaksoa, joten kattavia päätelmiä on vaikea tehdä. Voidaan ainoastaan todeta, että kyseisellä aikavälillä vesivarastojen tasot ja vuoden alhaisimmat systeemihinnat noudattavat edellä esitettyä kaavaa. Kuvassa 27 havainnollistetaan vesivarojen käyttäytymistä vuodesta 1995 alkaen. Hyvät, normaalit ja huonot vesivuodet esiintyvät sykleissä, kuten kuvasta näkee.



Kuva 27. Vesivarastojen osuus maksimista vuosina 1995–2009.

Toisaalta vesivarastotasojen kehittymistä on vaikea ennustaa, vuoden sademääriä ja lumen paljoutta on hankala etukäteen arvioida. Niinpä tässä työssä ei varsinaisia ennusteita tehdäkään, joissa eri parametrien arvoja laskemalla

päädyttäisiin ennustamaan systeemihinnan kehitystä. Jotta ennusteista olisi jotakin hyötyä, tulisi ennusteita osata tehdä 3-4 vuotta eteenpäin. Vuosihuoltoajankohdat tulee kuitenkin ilmoittaa Nord Pool Spotille jo 3-4 vuotta etukäteen. Päämääränä tässä tutkimuksessa on esitellä erilaisia skenaarioita sähkön hinnasta.

Seuraava skenaario sähkön hinnasta tehdään tarkastelemalla vain sähkön kulutusta ja systeemihintaa. Tarkastelussa ei huomioida muita hintaan vaikuttavia parametreja. Kulutuksen käyttäytyminen vuoden aikana on lähes samanlaista jokaisena tarkkailuajanjakson vuotena. Pienin kulutus sijoittuu lähes poikkeuksetta heinäkuulle. Ainoastaan vuonna 2005 pienin kulutus sijoittui muualle kuin heinäkuulle, kesäkuuhun. Selityskin kesäkuun pienelle kulutukselle on helposti löydettävissä. Energiaintensiivisen metsäteollisuusalan toimijat lakkoilivat ja tehtaot seisoivat useita päiviä (Eduskunta 2005). Tämä vaikutti kulutukseen. Vuonna 2005 kesä- ja heinäkuun kulutukset olivat kuitenkin lähes yhtä suuria.

Heinäkuun alhainen kulutus ei kuitenkaan näytä vaikuttavan sähkön hintaan. Vaikka kulutus olisi kaikkein pienintä heinäkuussa, ei sähkön hinta välttämättä ole alhaisin juuri silloin. Kulutuksen ja alhaisimman sähkön hinnan välillä ei vuositasolla ole selvää yhteyttä. Mikäli huomioidaan edellisen skenaarion hyvät vesivuodet, voidaan todeta, että hyvänä vesivuotena sähkön alhaisin hinta ja pienin kulutus kohtaavat. Liitteessä 6 esitetään jokaisen vuoden kulutus- ja systeemihintakäyrät sekä alhaisimman kulutuksen ajankohta.

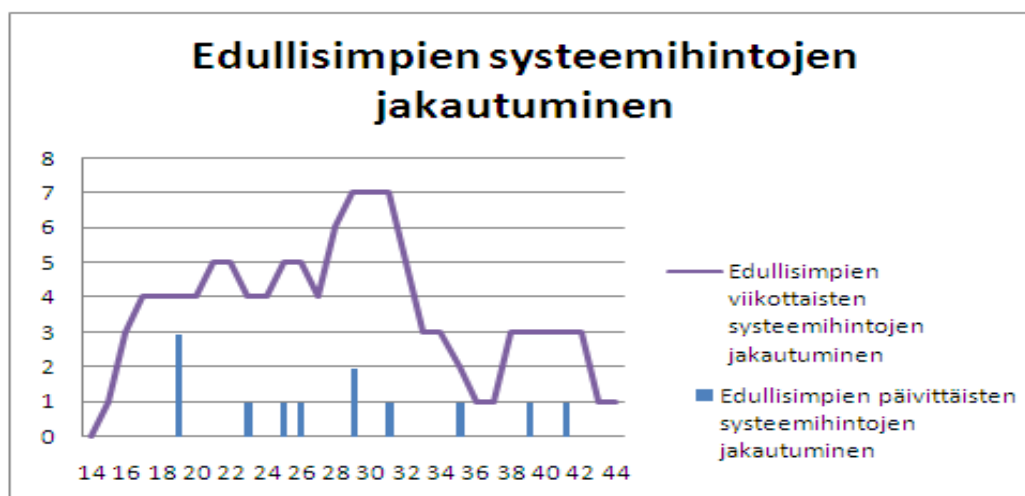
Kolmas skenaario muodostetaan nykyisen taloudellisen tilanteen ja sähkön hinnan perusteella. Nykyinen talouskriisi voidaan tulkita alkaneeksi jo muutama vuosi sitten, mutta sen vaikutukset alkoivat viimeistään näkyä Pohjoismaissa 2008 vuoden aikana, jolloin bruttokansantuote kaikissa Pohjoismaissa kääntyi laskuun (ARA 2009). Vuoden 2008 aikana myös sähkön hinta kääntyi laskuun ja on siitä lähtien laskenut tai pysynyt suhteellisen samalla tasolla, eikä vuosittaisia sähkön hinnan vaihteluita enää ole ollut selvästi erotettavissa.

Taloustilanteen osalta on esitetty lukuisia eri väitteitä. Oleellista kaikissa väitteissä on kuitenkin epävarmuus tulevasta, jota myös heijastavat johdannaistuotteiden hintakehitykset viime aikoina. Voidaan kuitenkin olettaa, että jonakin päivänä taloustilanne kohentuu, kulutus nousee normaalille tasolle ja sen kautta myös sähkön hinta alkaa käyttäytyä jälleen normaalisti ja vaihdella. Ajankohtaa on kuitenkin vaikea ennustaa.

Alhaisin sähkön hinnan ajankohta muodostuu seuraavien tekijöiden yhteisvaikutuksesta:

- ✓ Vesivarastot ovat suurimmillaan loppukesästä ja alkusyksystä, viikoilla 30–46,
- ✓ Virtaamat vesistöihin ovat suurimmillaan keväällä ja alkukesällä, viikoilla 18–28,
- ✓ Vesivoimatuotanto suhteessa kokonaistuotantoon on suurinta kesä-elokuussa,
- ✓ Vesivoimantuotanto suhteessa kulutukseen on suurinta kesä-heinäkuussa,
- ✓ Kulutus on pienintä heinäkuussa ja
- ✓ Markkinoiden odotukset heijastuvat taloustilanteesta ja sähkömarkkinanäkymistä lähitulevaisuudessa. Markkinoiden odotukset vaikuttavat hintatasoon.

Kuvassa 28 on esitetty vuosien 1998–2009 alhaisimpien sähkön hintojen ajankohtien sijoittumista tarkasteluajanjaksolle. Kuvassa esitetään alhaisimpien viikko- ja päivähintojen jakautumista. Vuosien alhaisimpien päiväkohtaisten systeemihintojen jakautuminen on melko tasaista, mutta suurin piikki alhaisten päivähintojen kohdalla on viikolla 19. Viikoittaiset systeemihinnat ovat alhaisimmillaan viikkojen 28–33 aikana. Vuosihuoltoajankohtaa ajatellen, optimaalisimmat ajankohdat olisivat siis viikoilla 18–20 ja 28–33.



Kuva 28. Alhaisimman sähkön hinnan jakauma Pohjoismaissa vuosilta 1998–2009.

Vaikka viikoilla 18–20 onkin esiintynyt eniten alhaisia päivittäisiä sähkön hintoja ja suhteellisen paljon edullisia viikkoja systeemihinnan suhteen, on ajankohta melko haavoittuvainen. Vesivarastot ovat silloin tyhjimillään. Mikäli virtaamat vesistöihin jäävät pieniksi, on riski, että sähkön hinta nousee korkealle. Viikkojen 28–30 sähkön hinnat ovat puolestaan vesivarastotasojen osalta varmemmin alhaisia. Lisäksi viikot 28–30 sijoittuvat heinäkuulle, jolloin kulutus on pienimmillään ja vesivoimatuotanto suhteessa kokonaistuotantoon ja kulutukseen on suurimmillaan.

4.2. Käyttöjakson pituuden vaikutus

Käyttöjaksolla tarkoitetaan aikaa vuosihuollosta vuosihuoltoon. Tällä hetkellä se on molemmilla Olkiluodon käyville laitoksilla noin 12 kuukautta. Olkiluodon kolmannen ydinvoimalaitoksen osalta käyttöjakson pituus on vielä avoin. Vuosihuolloissa vaihdetaan reaktorin polttoainetta siten, että vaihdettujen polttoainepöjien määrällä ja niiden koostumuksella voidaan tuottaa sähköä seuraavaan vuosihuoltoon asti ilman merkittäviä tehon alennuksia. Käyttöjakson pituudesta riippuen polttoainepöjia voidaan vaihtaa reaktoriin eri määriä ja niiden väkevöinti uraani-isotoopin suhteen voi olla erilainen. Käyttöjakson pituuden vaikutusta vuosihuollon ajankohdan optimointiin tuleekin tarkastella

käyttöjaksoa varten vaihdettavan polttoainemäärän ja sen väkevöintiasteen kautta. Luonnollisesti polttoaineen määrä vaikuttaa polttoaineen hintaan ja väkevöinti puolestaan nipun valmistuskustannuksiin.

4.2.1. Polttoaineen valmistuskustannukset

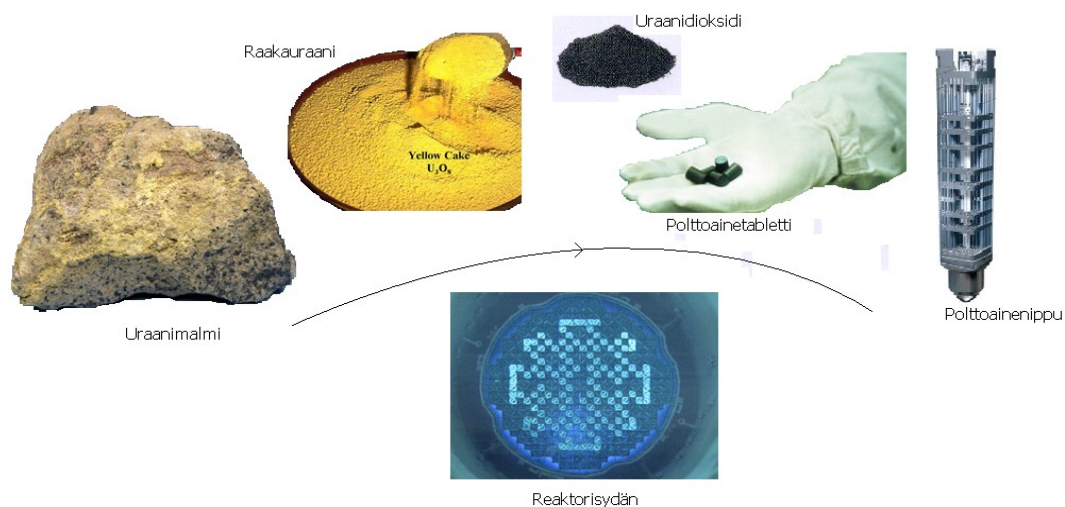
Polttoaineen valmistuskustannukset muodostuvat polttoaineen hankintaketjun eri vaiheissa tehtävistä töistä. Näistä töistä kustannusten kannalta merkittävimmät ovat isotooppiväkevöinti ja kokoonpano (Energiateollisuus 2006b). Tässä luvussa käydään lyhyesti läpi ydinpolttoaineen valmistusvaiheet, joihin edellä mainittujen lisäksi kuuluvat louhinta ja rikastus sekä konversio. Luvussa esitellään luonnollisesti myös töiden kustannukset.

Uraani on suhteellisen yleinen alkuaine. Sitä esiintyy kaikkialla, muun muassa graniitissa, uraniitissa ja pieninä määrinä myös merivedessä. Luonnonuraanin suurimmat esiintymät ovat Australiassa, Pohjois-Amerikassa, Kazakstanissa, Venäjällä ja Etelä-Afrikassa. Uraanin keskimääräinen pitoisuus on 4 grammaa uraania tonnissa maata. Tällä hetkellä uraania kuitenkin louhitaan huomattavasti rikkaammista esiintymistä, joissa uraanipitoisuus on jopa kymmeniä kiloja malmitonnilta. Louhinnan jälkeen uraaniyhdiste erotetaan muista aineista eli rikastetaan. Rikastuksen tyypillisiä vaiheita ovat murskaus, jauhatus, liuotus, kiintoaineen erotus, suodatus, saostus, nesteutto, kuivaus ja pakkaus. Rikastuksella saadaan aikaan raakaurania, U_3O_8 , joka on keltainen pulverimainen rikastustuote (Energiateollisuus 2006b).

Konversiolla tarkoitetaan uraanin kemiallista puhdistusprosessia, joka tehdään rikastuksen jälkeen. Kemiallisen puhdistusprosessin avulla raakaurani muunnetaan uraaniheksafluoridiksi, UF_6 . Uraaniheksafluoridi on alhaisessa lämpötilassa sublimoituva aine. Tätä ominaisuutta käytetään hyväksi väkevöintiprosessissa, jossa on käytettävän väkevöintitekniikan vuoksi välttämätöntä, että uraani saadaan muutettua kaasumaiseen olomuotoon (Energiateollisuus 2006b).

Isotooppiväkevöinnillä tarkoitetaan uraanin 235-isotoopin pitoisuuden nostamista. Luonnonuraanissa kyseisen isotoopin pitoisuus on noin 0,7 prosenttia. Tavallisesti kevytvesireaktoreissa käytetään uraania, jossa uraanin 235-isotoopin pitoisuus on noin 3-5 prosenttia. Uraanin 235-isotoopin pitoisuutta kasvatetaan keinotekoisesti hyödyntämällä eri uraani-isotooppien massaeroja (Energiateollisuus 2006b).

Yleensä isotooppiväkevöinnissä apuna käytetään sentrifugeja. Kaasumainen uraaniheksafluoridi johdetaan sentrifugiin, jossa keskipakoisvoiman ansiosta raskaammat uraanin 238-isotoopit kerrostuvat sentrifugin uloimmille siivekkeille ja lähemmäs sentrifugin akselia kerrostuu uraanin 235-isotoopin suhteen väkevöitynyttä uraania. Väkevöintimenetelmiin kuuluvat myös suhteellisen kallis diffuusio- ja uutta teknologiaa edustava laser menetelmä (World nuclear association 2009).



Kuva 29. Polttoaineen hankintaketju (Teollisuuden Voima Oyj 2009c, Geologian tutkimuskeskus 2009, Nippon nuclear fuel development 2009).

Isotooppiväkevöinnin jälkeen valmistetaan varsinainen polttoaine puhdistamalla väkevöintituote uraanioksidijauheeksi, UO₂. Jauhe puristetaan pieniksi tableteiksi ja sintrataan. Polttoainetableteista kootaan polttoainesauvoja ja edelleen polttoainenippuja. Näiden lisäksi polttoaineen valmistukseen liittyviä töitä ovat mekaanisten komponenttien ja polttoainekanavien valmistus (Energiateollisuus

2006b). Kuvassa 29 on esitetty polttoaineen hankintaketjun eri vaiheita uraanimalmista polttoainenipuksi.

Käyttöjakson pituutta ajatellen, ero lyhyemmän ja pidemmän käyttöjakson polttoainenipuilla on väkevöinnissä ja uraanin määrässä. Reaktoriin vaihdettavien polttoainenippujen hinta on täten

$$H_{UO_2,vaihto} = H_f m_f + I_{SWU} m_{SWU} + I_{KP} m_{KP} X, \quad (4.1)$$

missä $H_{UO_2,vaihto}$ on vaihtoerän kokonaiskustannukset, H_f väkevöintityössä tarvittavan syötteen hinta, m_f syötteen massa, H_{SWU} väkevöintityön hinta, m_{SWU} väkevöintityön määrä, H_{KP} kokoonpanon kustannukset, m_{KP} koottavan polttoainenipun uraanimassa ja X koottavien nippujen lukumäärä eli vaihtoerän koko. Vaihtoerän polttoainekustannukset lasketaan siis syötteen, väkevöintityön ja koottavien nippujen määrän perusteella. Syötteellä tarkoitetaan väkevöintiprosessissa sentrifugiin syötettävää uraaniheksafluoridia. Syötteen hinta muodostuu siis uraanin ja konversion hintojen summana, tai vastaavasti erikseen ostettavan uraaniheksafluoridin hinnasta.

Taulukko 10. Uraanin jalostusvaiheiden hintoja (UxWeekly 2009).

Tuote	Hinta	Muunnokset	Yhteensä
Raakauraaani U_3O_8	62,00 \$/lb	1 US\$ = 0,69479 € 1 lb = 0,45359237 kg	94,97 €/kg
Konversio	12,50 \$/ kgU	1 US\$ = 0,69479 €	8,68 €/kgU
UF_6	124,27 \$/kgU	1 US\$ = 0,69479 €	86,34 €/kgU
Isotooppiväkevöinti	164,00 \$/SWU	1 US\$ = 0,69479 €	113,95 €/SWU

Ydinpolttoaineelle ei ole olemassa markkinahintaa, niin kuin öljylle tai sähkölle. Ydinvoimateollisuuden yksi johtavista konsulttiyrityksistä, The Ux Consulting Company, julkaisee kuitenkin viikoittain ydinpolttoaineen eri jalostusvaiheiden hintoja, joita voidaan pitää referenssinä ydinpolttoaineen hinnalle. The Ux Consulting Company raportoi uraanin hinnasta markkinoita ja eri indikaattoreita seuraamalla. (The Ux Consulting Company 2009). Taulukossa 10 on esitetty

28.12.2009 julkaistut raakauraanin, konversion, UF₆:n ja isotooppiväkevöintityön hinnat, jotka perustuvat The Ux Consulting Companyn arvioon. Taulukossa on muunnettu uraanin valmistushinnat SI-järjestelmän mukaisiin yksiköihin.

Ydinpolttoaineen kokoonpanon hintaa ei virallisesti ole julkaistu. Ainoa löydettävissä oleva, julkaistu kokoonpanon hinta-arvio on esitetty Moilasen (2009) diplomityössä, jossa kyseinen hinta on laskettu Tarjanteen ja Kivistön (2008) esittämän ydinpolttoaineen hinta-arvion ja edelleen sähköntuotannon polttoainekustannuksen avulla. Tässä luvussa esitellään Moilasen työhön perustuva laskentatapa, jolla kokoonpanon kustannukset on selvitetty sekä perusyhtälöt, joita käytetään myöhemmin tässä työssä.

Tarjanteen ja Kivistön (2008) selvittämä sähköntuotannon polttoainekustannus ($H_{e,pa}$) saadaan kun jaetaan polttoaineen hankinnasta aiheutuneet kustannukset ($H_{UO_2,vaihto}$) tuotetulla sähköenergiamäärällä. Tässä työssä ja Moilasen laskentatavassa kustannuksia käsitellään siten, että yhden vaihtokerran polttoainekustannukset jaetaan käyttöjakson aikana tuotetulle sähköenergiamäärälle, $P_e \cdot T$, missä P_e on laitosesyksikön sähköteho ja T käyttöjakson pituus tunteina. Sähkön tuotannon polttoainekustannuksen avulla voidaan laskea kokoonpanokustannus seuraavasti:

$$H_{e,pa} = \frac{H_f m_f + I_{SWU} m_{SWU} + I_{KP} m_{KP} X}{P_e T} \quad (4.2)$$

$$\Rightarrow I_{KP} = \frac{H_{e,pa} P_e T - I_f m_f - I_{SWU} m_{SWU}}{m_{KP} X} \quad (4.3)$$

Kokoonpanokustannusten laskemiseksi tarvitaan tietoa syötteen (UF₆) massasta, väkevöintityön määrästä sekä vaihtoerän koosta. Uraaniheksafluoridin massa, tarvittavan väkevöintityön määrä sekä vaihtoerän koko saadaan, kun tiedetään polttoainepun haluttu poistopalama ja polttoainepun uranimassa. Poistopalamalla tarkoitetaan polttoaineen kulumista reaktorissa. Palama kertoo polttoaineen tuottaman lämpöenergian polttoaineen massaa kohti (Eurasto, Hyvärinen, Järvinen, Sandberg, Sjöblom 2004).

STUK:n määrittämä poistopalamarajoitus Olkiluodon käyville ydinvoimalaitosyksiköillä on 45 MWd/kgU. Palamarajaa käytetään kokoonpanokustannuksia ja vaihtoerän kokoa laskettaessa, merkitään $B_{avg} = 45$ MWd/kgU. Tammikuuta 2008 varten vaihdetun polttoaineen uraanidioksidin massa, m_{UO_2} , yhdessä polttoainepussissa oli 173,74 kg (Moilanen 2009).

Vaihtoerän koko riippuu halutusta poistopalamasta. Vaihtoerän koko lasketaan yhtälön (4.4) mukaan (Höglund 2010):

$$X = \frac{P_{th} T}{B_{avg} m_{UO_2}}. \quad (4.4)$$

P_{th} tarkoittaa reaktorin lämpötehoa, joka käyville laitosyksiköillä on 2500 MW (Teollisuuden Voima Oyj 2007). Käyttämällä 8400 tunnin käyttöjaksoa, joka vastaa tällä hetkellä Olkiluodossa käytettävän jakson keskimääräistä pituutta, saadaan polttoainepussien tarpeeksi 45 MWd/kgU palamalla 112 polttoainepussia.

Uraaniheksafluoridin massa saadaan, kun tutkitaan isotooppiväkevöinnin massatasetta. Prosessiin syötettävän uraaniheksafluoridin, m_f , massa on yhtä suuri kuin prosessissa rikastetun tuotteen, m_p , ja prosessista poistuvan "jätteen", m_t , massojen summa, täten

$$m_f = m_p + m_t. \quad (4.5)$$

Koska ainetta ei prosessissa katoa minnekään, on myös uraanin määrä oltava vakio. Jolloin

$$x_f m_f = x_p m_p + x_t m_t, \quad (4.6)$$

missä x_f , x_p ja x_t ovat syötteen, tuotteen ja jätteen uraanipitoisuudet. Ratkaistaan yhtälöstä (4.5) m_t ja sijoitetaan se yhtälöön (4.6). Saadaan

$$m_f = \frac{x_p - x_t}{x_f - x_t} m_p. \quad (4.7)$$

Isotooppiväkevöinnin syöte vastaa pitoisuudeltaan luonnonuraania. Syötteen väkevyyden on tarkalleen 0,711 prosenttia (Energiateollisuus 2006b; Moilanen

2009). Väkevöinnissä syntyvän jätteen uraanipitoisuus on yleensä alle 0,25 prosenttia (Energiateollisuus 2006b). Tässä työssä käytetään jätteen uraanipitoisuudelle arvoa 0,2 prosenttia. Moilasan (2009) mukaan, 45 MWd/kgU palamalle, noin vuoden käyttöjaksolle ja 112 nipun vaihtoerälle sopii tuote, jonka väkevyys on 3,58 prosenttia.

Väkevöintityön tuloksena syntyvän tuotteen massaa voidaan approksimoida yhtälön (4.8) mukaan (Moilanen 2009).

$$m_p = \frac{238}{238 + 16} m_{UO_2} \quad (4.8)$$

Polttoaine polttoainepussissa on uraanidioksidia (UO_2). Yhtälön (4.8) mukaan, uraanin atomipainon suhde polttoaineen molekyyliin, kertoo, mikä osuus polttoaineen massasta, m_{UO_2} , on uraania. Toisin sanoen, yhtälön (4.8) avulla voidaan arvioida isotooppiväkevöinnin tuotteen massaa, m_p , kun tiedetään polttoaineen massa yhdessä nipussa.

Isotooppiväkevöinnin tuotteena syntyy yhtä 173,74 kilogramman painoista polttoainepussia kohden 153,15 kilogrammaa 3,58 prosenttiseksi väkevöityä uraania. Yhtälön (4.7) mukaan kyseisen uranimäärän väkevöimiseen tarvitaan 1013,01 kilogrammaa syötettä.

Väkevöintityön määrä voidaan laskea yhtälön (4.9) avulla. Sijoittamalla yhtälöstä (4.5) ratkaistu m_t yhtälöön (4.9) saadaan yhtälö (4.10), josta on yksinkertaista ratkaista tarvittavan väkevöintityön määrä.

$$SWU = n_p V_p(x_p) + n_t V_t(x_t) - n_f V_f(x_f) \quad (4.9)$$

$$SWU = n_p [V_p(x_p) - \zeta_t(x_t)] - n_f [V_f(x_f) - \zeta_t(x_t)] \quad (4.10)$$

$V(x)$ kuvaa arvofunktiota, joka lasketaan yhtälön (4.11) mukaan.

$$V(x) = 1 - \ln\left(\frac{1-x}{x}\right) \quad (4.11)$$

Tarvittava väkevöintityön määrä, SWU, on yhtälön (4.10) mukaan on 854,91 kilogrammaa yhtä polttoainepussia kohden. Sähkön tuotannon

polttoainekustannukset noin vuoden käyttöjaksolle tammikuussa vuonna 2008 olivat 5,00 €/MWh (Tarjanne, Kivistö 2008, s.). Samaan aikaan uraaniheksafluoridi maksoi 164 €/kgU ja uraanin väkevöintityö 104 €/SWU (Moilanen 2009; The Ux Consulting Company 2009). Olkiluodon ydinvoimalaitosyksikön sähköteho (P_e) oli 860 MW ja käyttöjakson pituus (T) tammikuussa 2008 noin 8000 tuntia (Moilanen 2009).

Kun vielä huomioidaan vaihtoerän koko ja sijoitetaan tarvittavat arvot yhtälöön (4.3), saadaan polttoainenipun kokoonpanon kustannuksiksi noin 300 €/kg. Kokoonpanon kustannuksista ei ole muita arvioita, joten tässä työssä oletetaan, etteivät kokoonpanon kustannukset ole merkittävästi muuttuneet vuoden 2008 alun jälkeen. Muiden uraanin jalostusvaiheiden hintakehitykset ovat esitetty liitteessä 7. Tässä työssä käytetään siis kokoonpanokustannuksille arvoa 300 €/kg ja muille uraanin jalostusvaiheille taulukossa 10 ilmoitettuja arvoja.

4.2.2. Optimaalinen käyttöjakso

Käyttöjaksovaihtoehdot Olkiluodon ensimmäiselle, toiselle ja kolmannelle ydinvoimalaitosyksikölle ovat 12, 18 ja 24 kuukautta. Käyttöjakson pituus yhdessä poistopalamarajoituksen kanssa määrittävät vaihtoerän koon, polttoaineen väkevyyden ja polttoainehankinnasta syntyvät kustannukset. Polttoaineen sähköntuotantokustannukset puolestaan riippuvat käyttöjakson aikana tuotetusta sähköenergiasta ja polttoainekustannuksista. Optimaalisin käyttöjakso määräytyy siis edullisten polttoainekustannusten ja niillä tuotetun, mahdollisimman suuren sähköenergiamäärän perusteella. Muuttujina tässä työssä ovat siis jakson pituus sekä suurin sallittu poistopalama.

Poistopalamarajoitus, kuten jo aiemmin mainittiin, on tällä hetkellä 45 MWd/kgU. Käytännössä reaktorissa olevat polttoaineniput eivät kaikki pala yhtä tasaisesti, jolloin suurinta sallittua poistopalamarajaa ei saavuteta. Keskimääräinen poistopalama on noin 1,5 MWd/kgU pienempi kuin suurin sallittu palama (Höglund 2010). Toisin sanoen 45 MWd/kgU poistopalamaa vastaa noin 43,5 MWd/kgU palama ja vastaavasti 50 MWd/kgU poistopalamaa 48,5 MWd/kgU

palama sekä 55 MWd/kgU poistopalamaa 53,5 palama. Ihanteellista vuosihuoltoajankohtaa ja käyttöjaksoa optimoidaan kolmen eri käyttöjakson pituuden lisäksi myös edellä lueteltujen poistopalamarajoitusten avulla.

OL1 ja OL2

Vaikka Olkiluodon ensimmäinen ja toinen ydinvoimalaitosyksikkö ovat toistensa kopioita, laitosyksiköillä käytetään tällä hetkellä eri valmistajan polttoainenippuja. Käyttöjakson optimoinnissa molemmille laitosyksiköille on valittu yksinkertaisuuden vuoksi yksi ja sama nipputyyppi, joka on GE14-polttoainenippu. Nipun paino polttoaineen (UO₂) osalta on keskimäärin 176,416 kilogrammaa, jolloin yhtälön (4.8) mukaan polttoainenipun uraanipainoksi tulee 155,507 kilogrammaa.

Vuoden käyttöjaksolla tarkoitetaan nykyistä toimintamallia. Vuosihuoltopolitiikan mukaisesti laitosyksiköt huolletaan vuoronperään, siten että polttoaineenvaihtoseisokki on aina ennen huoltoseisokkia. Niinpä laitosyksiköiden vuoden käyttöjakso on joko lyhyt, huoltoseisokista polttoaineenvaihtoseisokkiin, tai pitkä, polttoaineenvaihtoseisokista huoltoseisokkiin. Lyhyellä jaksolla tarkoitetaan 8100 tunnin pituista käyttöjaksoa, kun taas pitkällä 8700 tunnin pituista jaksoa.

Taulukkoon 11 on laskettu eri käyttöjakson pituuksia ja palamarajoituksia käyttäen kunkin vaihtoehdon kustannukset. Kustannukset on laskettu luvussa 4.2.1 esitettyjen yhtälöiden avulla. Alkutietoina on käytetty poistopalamarajoitusta, käyttöjakson pituutta ja polttoainenipun massaa. Yhtälön (4.4) mukaan on laskettu vaihtoerän koko. Koska tarvittavan polttoaineen keskimääräinen väkevöinti ei ole tiedossa, väkevyys on arvattu. Arvatus väkevyyden perusteella on laskettu syötteen massa yhtälön (4.7) avulla ja edelleen tarvittavan erotustyön määrä yhtälön (4.10) mukaan. Syötteen massan, erotustyön määrän ja vaihtoerän koon avulla sekä vuoden 2008 tammikuun hintatasoa käyttäen on yhtälöstä (4.2) ratkaistu käyttöjakson pituus, T. Alkuarvaus on toistettu aina uudelleen, niin kauan kunnes yhtälöstä (4.2) ratkaistu ja haluttu

käyttöjakson pituus ovat kohdanneet. Liitteessä 8 on esimerkkilasku kyseisestä approksimaatiosta.

Liitteen 8 tavoin, jokaiselle käyttöjakson pituudelle ja palamavaihtoehdolle on laskettu väkevyys tekemällä aluksi alkuarvaus. Kun väkevyydet on selvitetty, on 28.12.2009 julkaistuja uraanin markkinahintoja käyttäen laskettu jokaisen vaihtoehdon polttoainekustannus sekä sähköntuotannon polttoainekustannus. Nämä arvot on siis taulukoitu taulukkoon 11. Taloudellisesti kannattavin vaihtoehto olisi joko 8100 tai 8700 tunnin käyttöjakso joko 50 MWd/kgU tai 55 MWd/kgU maksimipoistopalamalla, jolloin polttoainekustannukset ovat 4,148 €/MWh.

Taulukko 11. OL1 ja OL2 -laitosyksiköiden vuoden käyttöjaksot eri palamilla.

Jakso [h]	B_{avg} [MWd/kgU]	Vaihto [kpl]	m_p [10^3 kgU]	x_p [%]	m_f [10^3 kgU]	SWU [10^3]	Polttoainekustannukset [€]	Kustannukset [€/MWh]
	43,5	110	17,098	3,64	115,133	97,980	28 917 413	4,151
8100	48,5	99	15,335	4,06	115,823	102,428	28 895 901	4,148
	53,5	89	13,902	4,48	116,384	106,206	28 896 794	4,148
	43,5	118	18,364	3,64	123,661	105,238	31 059 440	4,151
8700	48,5	106	16,471	4,06	124,402	110,015	31 036 338	4,148
	53,5	96	14,932	4,48	125,005	114,073	31 037 297	4,148

Taulukosta 11 voidaan havaita, että palaman kasvaessa tarvittavan uraanin määrä pienenee, mutta väkevyys kasvaa. Koska polttoainekustannukset määräytyvät uraanin määrän ja väkevyyden mukaan, voidaan taulukosta päätellä, että maksimipoistopalamalla ollessa jossakin 50 ja 55 MWd/kgU välillä, on kyseessä myös taloudellisesti optimaalisin vuoden käyttöjakso.

Puolentoista vuoden käyttöjaksosta ei ole kokemusta Olkiluodon kummallakaan laitousyksiköllä. Polttoainekustannusten laskeminen ja polttoaineen väkevyyden arvaaminen samalla tavoin kuin vuoden käyttöjakson tapauksessa ei onnistu, kun sähköntuotannon polttoainekustannuksista ei ole tietoa. Lisäksi vuosihuoltojen ajoittuminen vaikuttaa huomattavasti enemmän käyttöjakson pituuteen, kuin vuoden käyttöjaksossa. Jotta 18 kuukauden käyttöjakson vuosihuollot sijoittuisivat aiemmin määritellylle tarkasteluajavälille ja suurin piirtein 18 kuukauden käyttöjakso toteutuisi, täytyisi vuosihuoltojen sijoittua keväällä viikoille 16–19 ja syksyllä viikoille 41–44. Vuosihuoltojen kokonaiskestoksi on arvioitu yhteensä noin 35 päivää. Mikäli 18 kuukauden käyttöjaksoon siirrytään, on todennäköistä, että polttoaineenvaihto- ja huoltoseisokkien rytmistä jouduttaisiin luopumaan ja niiden tilalla olisi vain huoltoseisokki (Inkinen 2009b). Taulukko 12 kuvaa vuosihuoltojen sykliä.

Taulukko 12. 18 kuukauden käyttöjakson vuosihuoltojen ajoittuminen.

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
OL1	Kevät	Syksy	-	Kevät	Syksy	-
OL2	Kevät	Syksy	-	Kevät	Syksy	-
Kesto (pv)	35	35	-	35	35	-

Lisäksi vuosihuoltoväleihin vaikuttaa laitousyksiköiden huoltojärjestys. Liitteessä 9 on esitetty kolme vaihtoehtoa laitousyksiköiden vuosihuoltojärjestyksistä. Riippuen siitä, kumpi laitousyksikkö huolletaan ensin ja vaihdellaanko huoltojärjestystä usein, jaksojen todelliset pituudet vaihtelevat 73 ja 79 viikon välissä. Puolentoista vuoden käyttöjaksovaihtoehtojen polttoainekustannuksia laskettaessa käytetään jakson pituuksia 73, 75, 77 ja 79 viikkoa, eli 12264, 12600, 12936 ja 13272 tuntia. Polttoainekustannukset lasketaan samoille maksimipoistopalamille kuin vuoden käyttöjaksolla.

Polttoaineen väkevyydelle käytetään arvoa 3,76 prosenttia, kun kyseessä on 12600 tunnin käyttöjakso, 170 polttoainepun vaihto ja 43,5 MWd/kgU

maksimipoistopalama (Kumpula 2010). Kumpula on simuloinut edellä mainituilla arvoilla latauksen ja todennut sen toimivaksi. Näitä alkuarvoja käyttäen, voidaan samalle käyttöjakson pituudelle laskea myös korkeampien maksimipoistopalamien polttoainekustannukset, kun oletetaan, että uraanin määrä on vakio. Toisin sanoen,

$$X \cdot m_{GE14} \cdot x_p = \text{vakio}. \quad (4.12)$$

Koska polttoainenipun massa on vakio, voidaan vielä yksinkertaisemmin ilmaista

$$\Rightarrow x_p = \text{vakio}. \quad (4.13)$$

Laskemalla vaihtoerän koko yhtälön (4.4) mukaan, voidaan 48,5 ja 53,5 MWd/kgU keskipoistopalamille laskea väkevyydet yhtälön (4.13) avulla. Väkevyyksiksi edellä mainituille palamille saadaan 4,19 ja 4,62 prosenttia. Täten palaman noustessa 5 MWd/kgU väkevyys nousee 0,43 prosenttiyksikköä. Höglund (2010) laskee, että polttoainenipun 5,5 MWd/kg palaman nousua kohden täytyy nipun väkevyyttä nostaa keskimäärin 0,36 prosenttiyksikköä, jotta nipun reaktiivisuus pysyy riittävän korkealla tasolla. 0,43 prosenttiyksikön nousu täyttää tämän ehdon. Höglundin laskelmien mukaan 48,5 MWd/kgU keskipoistopalamalla väkevyydeksi tulisi 4,09 ja 53,5 MWd/kgU keskipoistopalamalle 4,42. Väkevyydet kummankin laskentatavan mukaan ovat riittävän lähellä toisiaan. Tässä työssä käytetään yhtälön (4.13) avulla laskettuja arvoja.

Taulukkoon 13 on koottu kutakin palamaa ja käyttöjakson pituutta vastaavat väkevyydet ja polttoainekustannukset. Polttoainekustannukset ja väkevyydet on laskettu käyttäen Kumpulan tekemän simuloinnin tuloksia. Polttoainenipun väkevöinnin ollessa 3,76 ovat polttoainekustannukset noin 4,286 €/MWh. Oletetaan, että 12264, 12936 ja 13272 tunnin käyttöjaksojen kyseistä palamaa vastaavat kustannukset ovat samat, kuin 12600 tunnin käyttöjaksolla. Käyttäen nyt sähköntuotannon polttoainekustannusta 4,286 €/MWh ja joulukuussa 2009 julkaistuja uraanin hintoja, lasketaan muille käyttöjaksoille väkevyydet liitteen 8 esittämällä tavalla. Aluksi siis arvataan väkevyys ja tarkastetaan käyttöjakson pituus laskemalla.

Taulukko 13. OL1 ja OL2 -laitosyksiköiden puolentoista vuoden käyttöjaksot eri palamilla.

Jakso [h]	B_{avg} [MWd /kgU]	Vaihto [kpl]	m_p [10^3 kgU]	x_p [%]	m_f [10^3 kgU]	SWU [10^3]	Polttoainekustannukset [€]	Kustannukset [€/MWh]
	43,5	166	25,887	3,76	180,349	155,299	45 199 852	4,286
12264	48,5	149	23,218	4,19	181,394	162,127	45 177 873	4,283
	53,5	135	21,048	4,62	182,243	167,924	45 187 913	4,284
	43,5	171	26,596	3,76	185,290	159,554	46 438 204	4,286
12600	48,5	153	23,855	4,19	186,363	166,569	46 415 623	4,283
	53,5	139	21,625	4,62	187,236	172,524	46 425 938	4,284
	43,5	176	27,306	3,76	190,231	163,809	47 676 556	4,286
12936	48,5	157	24,491	4,19	191,333	171,011	47 653 373	4,283
	53,5	143	22,202	4,62	192,229	177,125	47 663 963	4,284
	43,5	180	28,015	3,76	195,172	168,063	48 914 908	4,286
13272	48,5	162	25,127	4,19	196,303	175,452	48 891 123	4,283
	53,5	146	22,778	4,62	197,222	181,725	48 901 988	4,284

Kahden vuoden käyttöjakssoon siirtyminen OL1 ja OL2 -laitosyksiköillä ei ole järkevää (Solala 2009). Siirtyminen tarkoittaisi polttoaineen väkevyyden rajuakin nostamista ja neutronitalouden huomattavaa heikkenemistä. Polttoainetta ei saataisi yhtä tehokkaasti hyödynnettyä ja nippujen poistopalaman hajonta olisi suurta. Ensilatauksessa reaktoriin tulisi vaihtaa suuri määrä korkea-aktiivisia nippuja ja samalla poistaa uusien nippujen tieltä polttoainenippuja, jotka ovat vielä liian reaktiivisia. Vaihtoerän koko olisi lähes puolet reaktorin kokonaisnippumäärästä. Pitkän käyttöjakson aikana jouduttaisiin tekemään rajuja säätösauvavetoja, jotka mahdollisesti vahingoittaisivat polttoainenippuja ja aiheuttaisivat polttoainevuotoja. Säätösauvavedot olisivat tarpeellisia, jotta saataisiin aikaan tasaisempi palama (Solala 2009).

Kahden vuoden käyttöjakso ei siis ole järkevä eikä taloudellisesti kannattavakaan. Huomioiden vielä huomattavat haittatekijät jätetään kahden vuoden käyttöjakson polttoainekustannukset laskematta. Kahden vuoden käyttöjakso rajataan näillä perusteilla pois käsittelystä. OL1 ja OL2 -laitosyksiköiden kannalta järkeviä käyttöjaksovaihtoehtoja ovat siis vain 12 ja 18 kuukauden käyttöjaksot. Taulukoita 11 ja 13 tarkkailemalla, voidaan todeta, että lyhyempi käyttöjaksovaihtoehto on polttoainekustannuksiltaan ja sähköntuotannon polttoainekustannuksiltaan edullisempi. Mikäli suurin sallittu poistopalama olisi 50 MWd/kgU päästäisiin myös pienempiin kustannuksiin.

OL3

Olkiluodon kolmannella ydinvoimalaitosyksiköllä pidetään tulevaisuudessa luultavasti sisällöltään erilaisia ja kestoiltaan eripituisia vuosihuoltoja, aivan kuten OL1 ja OL2 -laitosyksiköilläkin. Vuosihuoltojen aikana tehtävät työt ja vuosihuoltojen kesto määrittyvät pitkälti käyttöjakson pituuden mukaan. Käyttöjaksovaihtoehdot kolmannelle laitosyksikölle ovat 12, 18 ja 24 kuukautta.

Vaikka OL3:seen liittyvä tieto on monilta osin epävarmaa, voidaan polttoainekustannukset ja sähkön tuotannon polttoainekustannukset kuitenkin laskea samalla tavalla ja samoilla yhtälöillä kun OL1 ja OL2 -laitosyksiköiden kustannukset. Tässä työssä kustannuksia eikä tarkempia tietoja vuosihuoltotyypeistä, vuosihuoltojen kestosta ja polttoaineesta kolmannen laitosyksikön osalta kuitenkaan esitellä tietojen salaisuuden vuoksi. Tässä esitellään ainoastaan optimaalisen käyttöjakson tarkastelun tulos, joka on keskeinen työn loppuratkaisun kannalta.

Tulos optimaalisesta käyttöjaksosta on samanlainen kuin OL1 ja OL2 -laitosyksiköilläkin. Vuoden käyttöjaksolla polttoainekustannukset ovat kaikista pienimmät, koska polttoaineen väkevöintiin liittyvää erotustyötä ei tarvitse tehdä niin paljoa ja muihin käyttöjakson pituuksiin verrattuna polttoaineniippuja

tarvitaan vähemmän. Sähkön tuotannon polttoainekustannukset ovat siis edullisimmat vuoden käyttöjaksolla OL3-laitosyksikön osalta.

4.3. Resurssien vaikutus

Resurssit ovat luonnollisesti tärkeä tekijä yrityksessä kuin yrityksessä. Ydinvoimalaitoksen vuosihuolloissa resursseilla on erityisen tärkeä merkitys. Määrätyissä työtehtävissä tarvitaan tiettyntyyppisiä osaajia. Suuri osa vuosihuoltotöistä tehdään pitkäaikaisten, yrityksen ulkopuolisten kumppanien kanssa solmittujen sopimusten perusteella. Resurssit ovat siis tärkeä osa vuosihuoltoja ja onnistumisen edellytys.

Olkiluodon 1. ja 2. ydinvoimalaitosyksikön vuosihuolloissa tarvitaan ruotsalaisen yhteistyökumppanin apua. Ruotsalaiset avaavat ja sulkevat muun muassa reaktorin paineastian kannen sekä tekevät muita töitä lähinnä reaktorin parissa. Ruotsalaiset ovat alusta asti olleet mukana Olkiluodon vuosihuolloissa. Heidän läsnäolonsa perustuu pitkäaikaiseen huoltosopimukseen.

Olkiluodon kolmannelle ydinvoimalaitosyksikölle tehdään luultavasti vastaavanlainen pitkäaikainen huoltosopimus, kuin OL1 ja OL2 -laitosyksiköille. Tämä tarkoittaa sitä, että tulevaisuudessa OL3-vuosihuoltoihin osallistuu osaajia niin Saksasta kuin Ranskastakin. Reaktoriin liittyvistä vuosihuoltotöistä vastaa reaktoripuolen rakennuttajan, Arevan, edustajat kun taas turbiiniin liittyvistä töistä vastaa turbiinipuolen rakennuttajan, Siemensin, edustajat.

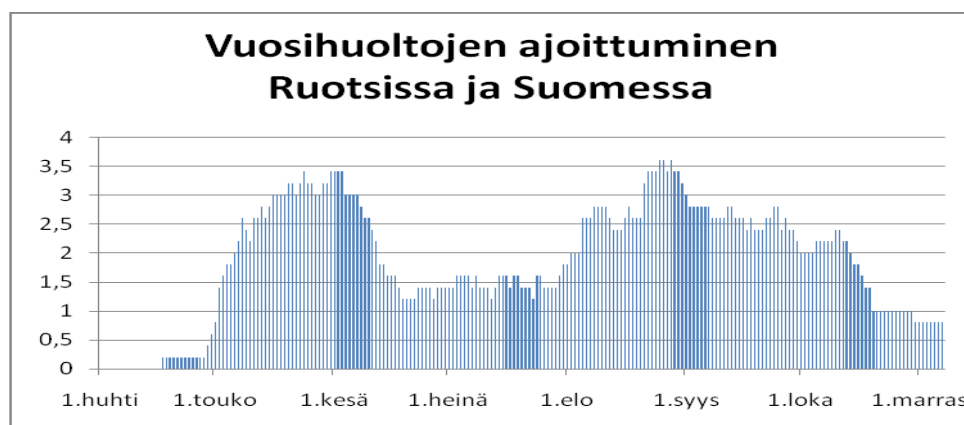
Resurssien saatavuudesta tekee kriittisen se, että samat ruotsalaiset, saksalaiset ja ranskalaiset osallistuvat vuosihuoltoihin myös muilla ydinvoimalaitoksilla. Muiden ydinvoimalaitosten vuosihuoltojen ajoittuminen vaikuttaa vuosihuoltojen suunnitteluun Olkiluodossa. Resurssien saatavuuden lisäksi vuosihuolloilla on vaikutusta sähköverkoston tasapainoon ja sähkön riittävyteen Pohjoismaissa, missä samanaikaisia vuosihuoltoja eri laitoksilla joudutaan hieman rajoittamaan sähkön saatavuuden turvaamiseksi.

Resurssien vaikutusta vuosihuoltojen suunnitteluun tutkitaan selvittämällä vuosihuoltoaikoja Pohjoismaissa sekä Keski-Euroopassa. Erityisosaajien saatavuuden lisäksi vuosihuoltopäivien määrän tarkkailu on tärkeää, koska resurssien käytöstä aiheutuu kustannuksia joka vuosihuoltopäivältä. Eri käyttöjaksonpituuksilla syntyy eri määrä vuosihuoltopäiviä vuodessa, jolloin myös resursseista syntyvät kustannukset muuttuvat käyttöjakson muuttuessa.

4.3.1. Pohjoismaiden ydinvoimalaitosten vuosihuoltojen ajoittuminen

Aiemmin Pohjoismaissa vuosihuolloista sovittiin ydinvoimalaitosten omistajien kesken siten, että edellä kuvatut kriittiset resurssit olivat kaikkien saatavilla. Sittemmin yhteisesti vuosihuolloista sopiminen kiellettiin, koska sen katsottiin olevan kilpailun vastaista. Nykyään toisten voimalaitosten vuosihuolloista Pohjoismaissa tiedetään jo 3-4 vuotta etukäteen, koska kaikki markkinoihin liittyvä tieto julkaistaan Nord Pool Spotin toimesta.

Pohjoismaiset ydinvoimalaitokset sijaitsevat Ruotsissa ja Suomessa. Ruotsissa ydinvoimalaitosyksiköitä on kymmenen ja Suomessa toiminnassa on tällä hetkellä neljä laitossyksikköä. Kunkin laitoksen vuosihuoltoaikatauluja tutkiessa, voi havaita, että laitoksilla on tietyt ajankohdat, jolloin vuosihuollot on totuttu pitämään. Kuvaan 30 on havainnollistettu vuosihuoltojen tyypillisimpiä pitoaikoja Suomessa ja Ruotsissa. Selkeät ruuhkahuiput löytyvät juuri toukokuulta ja elokuulta.



Kuva 30. Vuosihuoltojen ajoittuminen Ruotsin ja Suomen ydinvoimalaitoksilla.

Kuvasta 30 näkee, kuinka monella ydinvoimalaitoksella on vuosihuolto käynnissä tiettyinä päivinä. Esimerkiksi 1. kesäkuuta yhteensä noin 3,5 ydinvoimalaitosyksikköä pitää vuosihuoltoa Ruotsissa ja Suomessa. Kuvan tiedot on laskettu vuosille 2008–2012 suunniteltujen vuosihuoltojen avulla keskiarvoja käyttäen. Tarkat tiedot kyseisistä vuosihuolloista löytyy liitteestä 10.

Vuosihuoltoja pidetään vähiten huhti-, heinä- ja marraskuussa. Mikäli Olkiluodon jollakin laitosyksiköllä päädyttäisiin käyttämään 18 kuukauden käyttöjaksoa, sijoittuisivat vuosihuollot juuri huhtikuulle ja loka-marraskuun vaihteeseen. Resurssien puolesta myös vuoden käyttöjakso on sopiva, mikäli vuosihuollot pidettäisiin heinäkuussa, jolloin vuosihuoltoja on muilla laitoksilla Pohjoismaissa vähiten. Toisin sanoen, kriittisten resurssien saatavuuden suhteen optimaalisimpia ajankohtia ovat edellä mainitut kuukaudet. Nämä ajankohdat sopivat niin lyhyemmän kuin pidemmänkin käyttöjakson sykliin.

Ruotsin ja Loviisan ydinvoimalaitosten ajoittumisella on suuri vaikutus vuosihuoltojen suunnittelussa sekä resurssien että sähköverkon kannalta. Ne määrittävät osaltaan sitä, koska Olkiluodossa voidaan pitää vuosihuoltoja millä tahansa saaren laitosyksiköistä. Samat rakennuttajat kuin OL1 ja OL2 -laitosyksiköillä ovat rakentaneet kaikki ruotsin ydinvoimalaitokset, jolloin kriittiset resurssit ovat kaikille laitoksille samat (IAEA 2009). Loviisan laitosyksiköiden vuosihuolloissa hyödynnetään samoja alihankkijoita ja muuta vuosihuoltotyövoimaa kuin Olkiluodossa. Mikäli Olkiluodon ja Loviisan vuosihuollot olisivat samanaikaisesti, resurssit eivät riittäisi ja sähköverkon toimivuus saattaisi kärsiä.

Taulukko 14. Suomen ja Ruotsin ydinvoimalaitosyksiköiden vuosihuoltotietoja.

Ydinvoimalaitos- yksikkö	Vuosihuoltojen sijoittuminen [kk]	Käyttöjakson pituus [kk (pv)]	Vuosihuoltojen keskimääräinen kesto
Loviisa 1	8-9	12 (337)	29,8
Loviisa 2	9-10	12 (340)	24,4
Olkiluoto 1	5	12 (351)	15,2
Olkiluoto 2	5	12 (352)	12,4
Forsmark 1	5-8	12 (354)	30,4
Forsmark 2	5-12	12 (304)	36,4
Forsmark 3	5-10	12 (330)	30
Oskarshamnsverket 1	4-10	12 (321)	28,6
Oskarshamnsverket 2	5-12	12 (341)	41,8
Oskarshamnsverket 3	5-6	12 (298)	86,6
Ringhals 1	5-9	12 (317)	56
Ringhals 2	5-10	12 (324)	72,2
Ringhals 3	6-10	12 (334)	22,6
Ringhals 4	4-9	12 (344)	39,2

Taulukkoon 14 on koottu vielä laitosyksikkökohtaisia vuosihuoltotietoja. Taulukosta selviää vuosihuoltojen tyypilliset pitoajat, keskimääräinen vuosihuoltojen kesto sekä useiden vuosihuoltotietojen perusteella tehty päätelmä käyttöjakson pituudesta. Pohjoismaissa suositaan vuoden käyttöjaksoa. Vuosihuoltojen keskimääräinen pituus on noin 38 päivää. Olkiluodossa pidetään Pohjoismaiden lyhimvät vuosihuollot.

4.3.2. Keski-Euroopan ydinvoimalaitosten vuosihuoltojen ajoittuminen

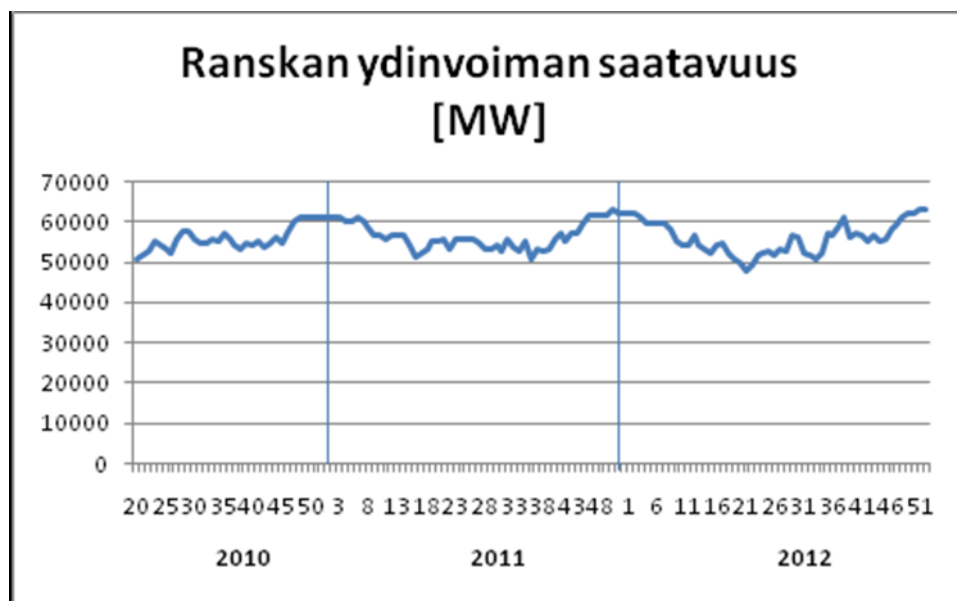
Keski-Euroopan vuosihuoltoajankohtien ihanteellisin tutkimustapa olisi tarkkailla ainoastaan Arevan ja Siemensin rakennuttamien ydinvoimalaitosten vuosihuoltoaikoja. Areva on toimittanut pääkomponentteja Euroopassa yhteensä yli 80 ydinvoimalaitosyksikköön, joista suurin osa sijaitsee Ranskassa ja Saksassa (Areva NP 2010). Siemens puolestaan voi toimittaa pääkomponentteja kaikille laitoksille, joilla käytetään esimerkiksi turbiineita tai automatiikkaa. Vuosien 1995 ja 2009 aikana Siemens on ollut mukana yli 160 voimalaitoksella sähkökiskoihin liittyvissä huoltotöissä maailmanlaajuisesti (Siemens 2010). Kartoitettavien

laitosten lukumäärää ja erityisesti niiden vuosihuoltoaikojen tutkimista on siis rajattava.

Ensimmäinen rajaus on se, että tutkitaan ainoastaan Siemensin ja Arevan kotimaiden tai niihin läheisesti liittyvien maiden vuosihuoltoja. Työssä tarkastellaan siis vuosihuoltoja Saksan ja Ranskan ympäristössä, joissa sijaitsee myös suurin osa Euroopan ydinvoimalaitoksista. Tämä tarkoittaa sitä, että tutkitaan EEX ja Powernext -sähköpörssien julkaisemia tietoja. Koska kaikkien sähköpörssien toimintatavat eivät ole samanlaiset kuin Nord Pool Spotin, havaitaan, ettei tietoja riittävällä laajuudella julkaista edes näissä pörseissä. Niinpä tutkimusaluetta joudutaan rajaamaan edelleen.

VGB Powertech on yhdistys, jonka toiminta perustuu vapaaehtoisuuteen. Siihen voivat liittyä suuret eurooppalaiset sähköä ja lämpöä tuottavat laitokset. VGB julkaisee näiden laitosten tietoja (VGB Powertech 2010). EEX-sähköpörssin alueen ydinvoimalaitoksista Saksan ja Sveitsin ydinvoimalaitokset ovat VGB:n jäseniä, jolloin tiedot kyseisten laitosten vuosihuolloista on saatavilla yhdistyksen kautta.

Ranskassa ydinvoimalaitokset omistaa valtion yritys EDF. Ranskassa on 58 ydinvoimalaitosyksikköä (EDF 2010), joihin kaikkiin Areva on toimittanut pääkomponentteja (IAEA 2009). Kaikkien ydinvoimalaitosten vuosihuoltoaikoja ei julkaista, joten Ranskan ydinvoimalaitosten vuosihuoltoaikojen tutkiminen ei ole järkevää. Varsinkin kun huomioidaan laitosten lukumäärä – on selvää, että vuosihuoltoja on Ranskassa ympäri vuoden. Kuva 31 havainnollistaa ydinvoiman käytettävyyttä Ranskassa. Kuvasta voidaan arvioida, että eniten vuosihuoltoja pidetään alkuvuodesta ja kesällä, jolloin käytettävissä on vuosien korkeimpiin arvoihin nähden vain vähän ydinvoimaa. Ranskan osalta voidaan siis olettaa, että alkuvuodesta ja kesällä on vähiten resursseja saatavilla.



Kuva 31. Ranskan ydinvoiman käytettävyyden vuosina 2010-2012 (RTE 2010).

Saksassa ja Sveitsissä vuosihuoltoja pidetään kuvan 32 mukaisesti. Suurin osa vuosihuolloista sijoittuu kesä-, heinä- ja elokuulle. Saksassa ja Sveitsissä vuosihuoltojen keskimääräinen kesto on 29 päivää. Vuosihuoltojen ajoittumista pyritään kontrolloimaan omistajan, alueen ja tyyppin mukaan siten, että vuosihuoltoja ei samanaikaisesti voi olla useita. Liitteessä 11 on lisätietoa kyseisistä vuosihuolloista.

Saksan kaikki ydinvoimalaitosyksiköt ovat Siemensin rakennuttamia, kun taas Sveitsissä laitokset on rakennuttanut joko Siemens, Westinghouse ja Siemens tai Getsco (IAEA 2009). Ydinvoimaosaaminen maailmassa on siis suhteellisen pienen toimittajajoukon käsissä. Lähes kaikilla laitoksilla on samat rakennuttajat. Erityisesti Saksan ja Ranskan vuosihuollot ovat OL3-laitosyksikön kannalta huomioitavia, koska maiden laitoksilla on kaikilla samat rakennuttajat kuin Olkiluodon kolmannella ydinvoimalaitosyksiköllä.



Kuva 32. Saksan ja Sveitsin vuosihuoltojen ajoittuminen vuonna 2009 (Prost 2010).

Saksan, Sveitsin ja Ranskan vuosihuoltotietojen perusteella, voidaan päätellä, että Olkiluodon 3. ydinvoimalaitosyksikön vuosihuoltoajankohta resurssien suhteen voisi ihanteellisimmillaan olla varhain keväällä tai syksyllä, jolloin vuosihuoltoja pidetään vähiten Keski-Euroopassa. Toisaalta, jos ajatellaan pitkäaikaisen huolto- ja palvelusopimuksen olevan sopimus, joka velvoittaa osajia saapumaan OL3-vuosihuoltoihin, ei muiden maiden vuosihuolloilla ole väliä. OL3:n osalta resurssitarkastelu määrittyy pitkälti solmittavan sopimuksen perusteella.

4.3.3. Vuosihuoltopäivien lukumäärä eri käyttöjaksoilla

Vuoden käyttöjaksolla OL1 ja OL2 -laitosyksiköillä polttoaineenvaihtoseisokin kesto on keskimäärin ollut 8 päivää kun taas huoltoseisokin kesto 17 päivää. Yhteensä vuosihuoltopäiviä pidetään siis 25 vuodessa. Kestot on laskettu vuosien 1997–2008 toteutuneiden vuosihuoltojen kestojen avulla. Puolentoista vuoden käyttöjaksolla OL1 ja OL2 -laitosyksiköiden vuosihuoltojen yhteenlasketuksi kestoksi on arvioitu 35 päivää, eli 23,3 päivää vuotta kohden.

Taulukkoon 15 on havainnollistettu vuosihuoltopäivien lukumäärää 6 vuoden tarkasteluajanjaksolla, eri käyttöjaksojen pituuksilla OL1 ja OL2 -laitosyksiköillä. Vuoden käyttöjakson aikana vuosihuoltopäiviä kertyy kuuden vuoden aikana yhteensä 150. Puolentoista vuoden käyttöjaksolla vuosihuoltopäivä on puolestaan

kuuden vuoden aikana 140, eli noin 10 päivää vähemmän kuin vuoden käyttäjaksolla.

Taulukko 15. OL1 ja OL2 -laitosyksiköiden vuosihuoltopäivät 6 vuoden aikana eri käyttäjaksolla.

Käyttäjaksjon pituus	1. vuosi	2. vuosi	3. vuosi	4. vuosi	5. vuosi	6. vuosi
12 kk						
OL1	8	17	8	17	8	17
OL2	17	8	17	8	17	8
Kesto	25	25	25	25	25	25
18 kk						
OL1	17,5	17,5	0	17,5	17,5	0
OL2	17,5	17,5	0	17,5	17,5	0
Kesto	35	35	0	35	35	0

Vastaavasti OL3-laitosyksiköllä vuosihuoltopäivien määrä vuotta kohden vähenee, kun käyttäjaksjon pituus kasvaa. Vuosihuoltopäivien suhteen optimaalisin vuosihuoltoajankohta kaikilla laitosyksiköillä määräytyisi siis pisimmän mahdollisen käyttäjaksjonpituuden mukaan. Mitä pidempi käyttäjaksjon on kyseessä, sitä vähemmän vuosihuoltopäiviä vuodessa on. Mitä vähemmän vuosihuoltopäiviä, sitä pienemmät resursseista aiheutuvat kustannukset ovat.

4.4. Yhteenveto optimaalisesta ajankohdasta

Optimaalinen vuosihuoltoajankohta on tässä luvussa määritelty sähkön hinnan, käyttäjaksjon pituuden ja resurssien saatavuuden suhteen. Sähkön alhaisimman hinnan ajanjakso on kartoitettu fundamentaalisin menetelmin eli sähkön hintaan vaikuttavia tekijöitä tutkimalla, optimaalisen käyttäjaksjon etsiminen on tehty sähköntuotannon polttoainekustannusten avulla ja resurssien suhteen on tarkkailtu muiden ydinvoimalaitosten vuosihuoltoajoja sekä vuosihuoltojen kestoa eri käyttäjaksjolla.

Sähkön hinnan osalta optimaalisin ajankohta olisi joko viikoilla 18–20 tai viikoilla 28–33. Käyttäjaksjon suhteen edullisin vaihtoehto olisi vuoden käyttäjaksjon sekä

OL1 ja OL2 että OL3-laitosyksiköillä. Resurssien saatavuuden suhteen heinäkuu olisi ihanteellisin ajankohta ensimmäisille kahdelle laitokselle, mikäli tarkkaillaan ainoastaan toisten laitosten vuosihuoltoajoja. OL3-laitosyksikön suhteen alku- ja loppukesä olisivat hyviä vuosihuoltoajankohtia. Kun huomioidaan vuosihuoltopäivien lukumäärä vuodessa, osoittautuvat pidemmät käyttöjaksot paremmiksi kuin lyhyet, koska niissä vuosihuoltopäiviä on vähemmän.

Seuraavassa luvussa optimoidaan kaikille laitosyksiköille paras vuosihuoltoajankohta sähkön hinnan, käyttöjakson pituuden ja resurssien suhteen. Optimointi tehdään tämän luvun tutkimuksen tuloksia käyttäen. Yksittäin tarkasteltuna sähkön hinta, käyttöjakso ja resurssit eivät vielä anna kattavaa kuvaa parhaasta mahdollisesta ajankohdasta. On tutkittava näitä tekijöitä yhdessä.

5. LAITOSYKSIKÖKOHTAINEN OPTIMOINTI

Vuosihuollon aikana on hankittava korvaussähköä menetetyn sähköenergian tilalle. Korvaussähköä hankitaan sen verran kun ydinvoimalaitosyksikkö vuosihuollon aikana täydellä teholla tuottaisi. Sähkö hankitaan markkinahinnalla pörssistä tai kahdenvälisiä sopimuksia hyödyntäen.

Tiettyä käyttöjaksoa varten reaktoriin vaihdetuista polttoainepuista syntyy kustannuksia. Kustannukset ovat sitä suuremmat, mitä pidemmäksi aikaa reaktori ladataan. Kustannus tuotettua megawattituntia kohden ei kuitenkaan kasva yhtä radikaalisti kuin polttoainekustannukset, sillä pidemmän käyttöjakson aikana tuotetaan enemmän sähköä.

Resursseista on kysyntää erityisesti kesäisin niin Pohjoismaissa, kuin Keski-Euroopassakin. Ilman kriittisiä resursseja ei vuosihuoltoja oikeastaan voida edes pitää. Resursseilla on vuosihuoltojen suorittamisen lisäksi vaikutusta myös vuosihuoltokustannuksiin. Mitä enemmän vuosihuoltopäiviä on, sen enemmän vuosihuollot maksavat.

Optimaalinen ajankohta tulisi löytää korvaussähkön, käyttöjakson pituuden ja resurssien suhteen jokaiselle laitosyksikölle siten, että kaikkien yksiköiden vuosihuollot olisivat yhdessä ja erikseen mahdollisimman edullisia. Tämän lisäksi vuosihuoltojen tulisi ajoittua siten, etteivät eri laitosyksiköiden vuosihuollot ole samanaikaisesti ja resurssien saatavuus on turvattu.

Optimointi tehdään siten, että aluksi lasketaan kunkin vaikuttavan tekijän ja jokaisen laitosyksikön osalta eri vaihtoehtojen vuosihuoltokustannukset. Vuosihuoltokustannukset saadaan polttoainekustannusten, korvaussähkön ja resursseista syntyvien kustannusten summana. Kyseinen summa jaetaan vuosihuoltoa seuraavan käyttöjakson aikana tuotetulla sähköenergiamäärällä. Edullisin vaihtoehto on luonnollisesti paras kutakin laitosyksikköä kohden.

Koska laitosyksiköiden vuosihuoltojen tulee myös sopia yhteen, täytyy laitosten vuosihuoltoja tarkkailla kokonaisuutena. Tämä tehdään siten, että kartoitetaan kaikki mahdolliset kombinaatiot eri laitosten vuosihuoltoajankohdista, käyttöjaksojen pituuksista ja resursseista. Jokaiselle kombinaatiolle lasketaan kustannukset ja edullisin vaihtoehto on optimaalisin. Edullisimman vaihtoehdon kartoittamisen jälkeen, tarkastetaan vielä, että resursseja on saatavilla. Lopuksi tehdään herkkyyksianalyysi ja testataan, kuinka pätevä lopullinen ratkaisu on.

5.1. OL1 ja OL2

Olkiluodon 1. ja 2. ydinvoimalaitosyksikön vuosihuoltojen ajoittuminen tiiviisti peräkkäin tuo synergiaetuja. Samat urakoitsijat voivat jatkaa työskentelyään samoissa tehtävissä ja identtisesti samanlaisella laitosyksiköllä, siirtää tarvikkeensa yksiköiden välille rakennettua kulkureittiä pitkin seuraavaan huoltokohteeseen toiselle laitosyksikölle, liikkua samalla kulkuluvalla vuosihuoltojen ajan ja hyödyntää heitä varten kehitettyjä palveluja kuten ruokaloita ja majoitusta. Peräkkäiset vuosihuollot ovat sekä työntekijöiden että työnantajan puolesta hyvä järjestely, joten tässä työssä OL1 ja OL2 -laitosyksiköiden vuosihuoltoja käsitellään ainoastaan yhdessä, tiiviisti peräkkäin.

Mahdolliset vuosihuoltoajankohdat määräytyvät joko edullisimman sähkön hinnan tai käyttöjakson pituuden mukaan. Luvussa 4.1.2 on määritelty, että optimaalisimmat ajankohdat sähkön hinnan suhteen ovat viikoilla 18–20 ja 28–33. Mikäli käyttöjakson pituus määrittää vuosihuoltoajankohtaa, on kyse 18 kuukauden käyttöjaksosta ja ainoat mahdolliset vuosihuoltoajankohdat työn tarkasteluajanjaksolla ovat viikoilla 16–20 ja 40–44.

Korvaussähkökustannukset saadaan vuosihuoltoajankohdan, vuosihuollon keston ja sähkön viikoittaisten systeemihintojen keskiarvojen (kts. liite 2) avulla. Polttoainekustannukset on puolestaan laskettu jo luvussa 4.2.2. Polttoainekustannusten osalta käytetään 50 MWd/kgU maksimipoistopalaman määrittämiä kustannuksia, sillä ne ovat edullisimmat ja tulevaisuudessa saattaa olla mahdollisuus saada palamarajoitusta nostettua.

Resursseista syntyviä kustannuksia arvioidaan edellisten vuosihuoltojen perusteella. Urakoitsijoiden osuus resursseista syntyvistä kustannuksista on laskettu käyttäen 50 euron tuntipalkkaa ja 8 tunnin työpäivää. Urakoitsijoiden määrä keskimäärin yhden vuosihuoltopäivän aikana on vuosien 2006–2009 vuosihuoltotietojen perusteella 400 (TVO 2010). Toisin sanoen, OL1 ja OL2 -laitosyksiköiden polttoaineenvaihto- ja huoltoseisokeissa työskentelee yhteensä noin 400 urakoitsijaa päivässä. Pelkässä huoltoseisokissa työskentelee keskimäärin 420 urakoitsijaa päivässä. Näin ollen urakoitsijat maksavat päivässä 160 000 euroa kun tarkastellaan sekä polttoaineenvaihto- että huoltoseisokkia. Puolentoista vuoden käyttöjaksolla pidettäisiin ainoastaan huoltoseisokkeja, jolloin urakoitsijoiden hinta päivältä olisi 170 000 euroa. Arvioidaan, että TVO:n oma työvoima maksaa hieman urakoitsijoita vähemmän, noin 150 000 euroa päivässä.

Näiden kustannusten, eri ajankohtien ja käyttöjaksojen muodostamat vaihtoehdot on esitetty liitteessä 12. Käytännössä OL1 ja OL2 -laitosyksiköillä on mahdollista pitää vuosihuoltoja viidellä eri tapaa:

- a) vuoden käyttöjakso, vuosihuollot viikkojen 18–20 tienoilla
- b) vuoden käyttöjakso, vuosihuollot viikkojen 28–33 tienoilla
- c) puolentoista vuoden käyttöjakso, vuosihuollot vuoroin keväisin ja syksyisin siten, että toinen laitosyksiköistä huolletaan kahtena vuosihuoltona peräkkäin ensin, jonka jälkeen järjestys vaihtuu
- d) puolentoista vuoden käyttöjakso, vuosihuollot vuoroin keväisin ja syksyisin siten, että toinen laitosyksiköistä huolletaan aina ensin ja
- e) puolentoista vuoden käyttöjakso, vuosihuollot vuoroin keväisin ja syksyisin siten, että laitosyksiköt huolletaan vuorokertoina toinen ensin.

Puolentoista vuoden käyttöjaksojen suhteen eri vaihtoehdot (c-e) eivät kuitenkaan vaikuta kokonaiskustannuksiin, kuten liitteestä 12 käy ilmi. Vaihtoehtoja käsitellään tästä eteenpäin yksinkertaisuuden vuoksi yhtenä, koska kustannukset eivät eroa toisistaan. Liitteessä 12 on laskettu edeltävän luettelon vaihtoehtojen

korvaussähkökustannukset, polttoainekustannukset ja henkilöstökustannukset. Näiden avulla on laskettu vuosihuollon kustannus megawattituntia kohden. Taulukkoon 16 on koottu kustannustiedot eri vaihtoehdoille.

Taulukko 16. OL1 ja OL2 -laitosyksiköiden vuosihuoltojen kustannukset yhteensä.

Käyttö- jakso	Ajankohta	Vuosihuolto- kustannukset 6. vuodelta [€]	Tuotettu sähköenergiämäärä 6. vuodelta [MWh]	Kustannus [€/MWh]
12 kk	Toukokuu	478 453 146	86 688 000	5,519
12 kk	Heinäkuu	480 632 730	86 688 000	5,544
18 kk	Kevät, syksy	500 498 704	87 843 840	5,698

Yksittäin tarkasteltuna OL1 ja OL2 -laitosyksiköiden vuosihuolloista edullisimmaksi osoittautuu vuoden käyttöjakso, jolloin vuosihuollot ajoittuvat toukokuulle. Kallein vaihtoehto olisi kahden vuoden käyttöjakso.

5.2. OL3

Kolmannen ydinvoimalaitosyksikön vuosihuoltojen ajankohdat määräytyvät samoin perustein kuin ensimmäisen ja toisen ydinvoimalaitosyksikön vuosihuollot. Alhaisimmillaan sähkön hinta on viikoilla 18–20 ja 28–33. Puolentoista vuoden käyttöjakso puolestaan määrittää kevään (viikot 16–20) ja syksyn (viikot 40–45) vuosihuoltoajankohdat. Korvaussähkökustannukset lasketaan samalla tavalla kuin edellisessä luvussa, huomioiden kuitenkin OL3-laitosyksikön tuottama suurempi teho.

OL3 osalta tarkastellaan ainoastaan polttoaine- ja korvaussähkökustannuksia. Henkilöstökustannuksia on hankala arvioida, koska vuosihuoltoja ei laitosyksiköllä vielä ole pidetty eivätkä ne välttämättä ole verrannolliset 1. ja 2. ydinvoimalaitosyksikön vuosihuoltojen henkilöstökustannuksiin. Mikäli henkilöstökustannukset jonain päivänä osoittautuvat huomattavasti suuremmiksi

kuin OL1 ja OL2 -laitosyksiköillä, on vuosihuoltojen edullisuutta tarkasteltava uudelleen.

OL3-laitosyksiköllä mahdollisia vuosihuoltoja voidaan pitää seuraavasti:

- a) vuoden käyttöjakso, vuosihuollot toukokuussa
- b) vuoden käyttöjakso, vuosihuollot heinäkuussa
- c) puolentoista vuoden käyttöjakso, vuosihuollot siten, että kaikista pisimmät vuosihuollot sijoittuisivat syksylle
- d) puolentoista vuoden käyttöjakso, vuosihuollot siten, että kaikista pisimmät vuosihuollot sijoittuisivat keväälle
- e) kahden vuoden käyttöjakso, vuosihuollot toukokuussa ja
- f) kahden vuoden käyttöjakso, vuosihuollot heinäkuussa.

Taulukko 17. OL3-laitosyksikön vuosihuoltojen paremmuusjärjestys.

Käyttöjakso	Ajankohta	Paremmuusjärjestys
12 kk	Toukokuu	1
	Heinäkuu	2
18 kk	Kevät-syky	4
	Syky-kevät	3
24 kk	Toukokuu	5
	Heinäkuu	6

Taulukkoon 17 on siis koottu OL3-laitoksen vuosihuoltojen paremmuusjärjestys. Edullisimmaksi vaihtoehdoksi osoittautuu vuoden käyttöjakso, jolloin vuosihuolto pidetään toukokuussa. Tämä on täsmälleen sama ajankohta kuin OL1 ja OL2 -laitoksilla. Resurssit eivät riitä ja sähkön saatavuus erityisesti Suomessa kärsisi, mikäli kaikkien laitosyksiköiden vuosihuollot pidettäisiin samanaikaisesti. Laitosyksiköiden vuosihuoltojen tarkastelu kokonaisuutena on välttämätöntä.

5.3. OL1, OL2 ja OL3 yhtenä kokonaisuutena

Olkiluodon kaikkien ydinvoimalaitosyksiköiden eri vuosihuoltovaihtoehtoja yhdistelemällä saadaan yhteensä 14 erilaista kombinaatiota vuosihuoltojen ajoittumisen suhteen. Vaihtoehdoista on suljettu pois sellaiset kombinaatiot,

jolloin vuosihuollot pidettäisiin täsmälleen samaan aikaan kaikilla laitousyksiköillä. Vaihtoehdot on esitetty taulukossa 18.

Taulukko 18. OL1, OL2 ja OL3: vuosihuoltokombinaatiot.

Kombinaatio [nro]	OL1/OL2	Vuosihuollon ajankohta	OL3	Vuosihuollon ajankohta
1	12 kk	toukokuu	12 kk	heinäkuu
2	12 kk	heinäkuu	12 kk	toukokuu
3	12 kk	toukokuu	18 kk	kevät-syksy
4	12 kk	heinäkuu	18 kk	syksy-kevät
5	12 kk	toukokuu	18 kk	syksy-kevät
6	12 kk	heinäkuu	18 kk	kevät-syksy
7	12 kk	toukokuu	24 kk	heinäkuu
8	12 kk	heinäkuu	24 kk	toukokuu
9	18 kk	kevät, syksy	12 kk	heinäkuu
10	18 kk	kevät, syksy	12 kk	toukokuu
11	18 kk	kevät, syksy	18 kk	kevät-syksy
12	18 kk	kevät, syksy	18 kk	syksy-kevät
13	18 kk	kevät, syksy	24 kk	heinäkuu
14	18 kk	kevät, syksy	24 kk	toukokuu

Taloudellisin vaihtoehto vuosihuoltoajankohdiksi kolmella ydinvoimalaitousyksiköllä selvitetään siten, että lasketaan jokaisen vaihtoehdon vuosihuoltokustannus [€/MWh] ja summataan kombinaation osoittamat laitousyksiköiden vuosihuoltokustannukset. Esimerkiksi viidennen kombinaation kokonaisvuosihuoltokustannukset määräytyvät OL1 ja OL2 -laitousyksiköiden vuoden käyttöjakson ja toukokuisten vuosihuoltojen sekä OL3-laitousyksikön puolentoista vuoden käyttöjakson vuosihuoltokustannusten summana.

Edullisimmaksi vuosihuoltojen kombinaatioksi viikoittaisten systeemihintojen keskiarvojen perusteella osoittautuu ensimmäinen kombinaatio, jolloin OL1 ja OL2 -laitousyksiköillä vuosihuolto pidettäisiin toukokuussa ja OL3-laitousyksikön heinäkuussa. Lähes yhtä edullinen vaihtoehto saadaan kun laitousyksiköiden vuosihuoltoajankohdat vaihdetaan toisinpäin.

5.4. Herkkyysanalyysi

Olkiluodon kolmen ydinvoimalaitosyksikön vuosihuoltoajankohtien optimointi on tehty käyttäen systeemihinnan viimeisten kahdentoista vuoden ajalta laskettuja viikoittaisia keskiarvoja. Keskiarvot ovat kuitenkin vain suuntaa-antavia arvioita, joten tuloksia on syytä tarkastella tarkemmin herkkyysanalyysin avulla. Herkkyysanalyysissä tarkastellaan sähkön hinnan nousun vaikutusta optimaalisiin vuosihuoltoajankohtiin.

Sähkön hinnan nousua tutkitaan aluksi prosentuaalisesti. Nousun vaikutusta vuosihuoltojärjestykseen tutkitaan viiden prosentin välein. Huomattavaa tutkimustuloksissa on, että edes sähkön hinnan kolminkertaistuminen ei muuta ensimmäisen kahden vaihtoehdon optimaalista vuosihuoltojärjestystä. Paras vaihtoehto on siis pitää OL1 ja OL2 -laitosyksiköiden vuosihuollot toukokuussa kuten tälläkin hetkellä. OL3-laitosyksikön osalta paras vaihtoehto on tällöin heinäkuiset vuosihuollot ja vuoden käyttöjakso.

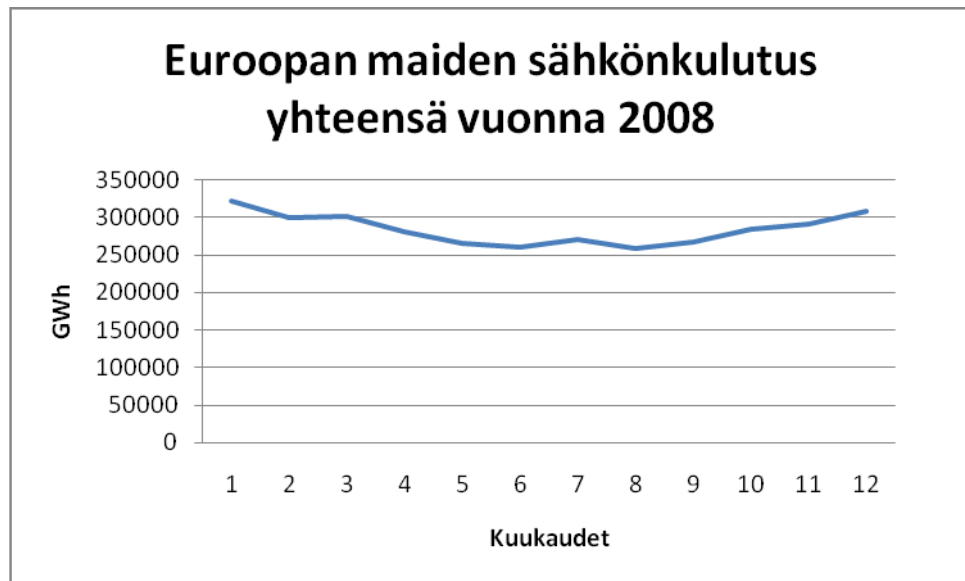
Muutoksia optimaalisissa vuosihuoltoajankohdissa tapahtuu jonkin verran sähkön hinnan nousun myötä. Muutokset kohdistuvat lähinnä kalliimpien kombinaatioiden paremmuusjärjestykseen. Optimaalisia vuosihuoltoajankohtia ja sähkön hinnan nousua on havainnollistettu taulukossa 19. Sähkön hinnan nousua on yhtäjaksoisesti tutkittu 100 prosenttiin asti, jonka jälkeen on vielä tutkittu, mitkä optimaaliset vuosihuoltoajat olisivat jos sähkön systeemihinnan keskiarvot kolminkertaistuisivat. Sähkön hinnan nousu on taulukoitu liitteeseen 14.

Vuosihuoltojärjestys vaihtuu vasta kun sähkön hinta nelinkertaistuu nykyisistä keskiarvoistaan. Nelinkertaisella hinnalla tarkoitetaan yli 100 euroa megawattitunnilta. Tällöin optimaalisimmaksi vaihtoehdoksi osoittautuu seitsemäs kombinaatio, jolloin OL1 ja OL2 -laitosyksiköillä pidetään edelleen vuosihuollot toukokuussa, mutta OL3-laitosyksikön käyttöjakso vaihtuu kahdeksi vuodeksi. OL3 vuosihuollot järjestetään tällöin heinäkuussa.

Taulukko 19. Sähkön hinnan nousun vaikutus optimaalisiin vuosihuoltoajankohtiin.

Kombinaatio [nro]	Paremmuusjärjestys sähkön hinnan noustessa [%]						
	0 %	20 %	25 %	75 %	85 %	100 %	200 %
1	1	1	1	1	1	1	1
2	2	2	2	2	2	2	2
3	6	6	6	6	6	8	9
4	7	7	7	7	8	9	10
5	5	5	5	5	5	5	7
6	8	8	8	10	10	10	12
7	11	10	9	8	7	6	3
8	12	11	10	9	9	7	4
9	4	4	4	4	4	4	6
10	3	3	3	3	3	3	5
11	10	12	12	13	13	14	14
12	9	9	11	11	11	12	13
13	14	14	14	14	14	13	11
14	13	13	13	12	12	11	8

Mikäli Euroopan komission pyrkimys yhtenäiseen eurooppalaiseen sähkön sisämarkkinaan toteutuu, voidaan olettaa, että sähkön hinnan vaihtelu tasaantuu kulutuksen tasaantuessa. Etelä-Euroopassa sähköä kulutetaan eniten kesäisin kun taas Pohjois-Euroopassa sähkön kulutus on suurinta talvisin. Tulevaisuuden eurooppalaisen sähkömarkkina-alueen maiden yhteiskulutusta on havainnollistettu kuvassa 33. Kuvasta näkee, että kulutus on yhä pienempää kesäisin, mutta kulutuksen vaihtelu kesän ja talven välillä on enää noin 5 gigawattituntia, kun tällä hetkellä Pohjoismaissa vaihtelu on jopa yli 15 gigawattituntia. Ottaen vielä huomioon sen, että mikä tahansa Euroopan maista voi sähkömarkkinoiden yhtenäistymisen jälkeen ostaa esimerkiksi Pohjoismaiden halpaa vesivoimaa, on selvää, että alhaisten ja korkeiden sähkön systeemihintojen erot tasaantuvat.



Kuva 33. Euroopan maiden sähkönkulutus yhteensä vuonna 2008.

Olettaen, että hinnan vaihtelu tasaantuu, on optimaalista vuosihuoltoajankohtaa tutkittu vielä täsmälleen samoilla systeemihinnan viikoittaisilla keskiarvoilla riippumatta vuosihuoltoajankohdasta. Toisin sanoen, eri vaihtoehtojen kannattavuutta on tutkittu samalla hinnalla, riippumatta vuosihuollon ajankohdasta. Aluksi vuosihuoltoajankohtien optimaalisuutta on tutkittu käytettyjen sähkön systeemihintojen viikoittaisten keskiarvojen keskiarvon avulla, joka on 26,58 euroa megawattitunnilta. Kannattavuutta on myös laskettu 50, 60, 70, 80, 90 ja 100 €/MWh hinnoilla.

Liitteeseen 13 on taulukoitu tutkimuksen tulokset. Tutkimustuloksissa huomattavaa on se, että nykyisten keskiarvojen keskiarvon mukaisella hinnalla kombinaatio 1 on edelleen paras vaihtoehto. Sähkön hinnan noustessa 50 euroon tai siitä ylöspäin, osoittautuvat kombinaatiot 10, 11 ja 12 edullisimmiksi, jolloin OL1 ja OL2 -laitosyksiköillä käytössä olisi puolentoista vuoden käyttöjakso ja OL3-laitosyksiköllä joko vuoden käyttöjakso ja toukokuiset vuosihuollot tai 18 kuukauden käyttöjakso. Tutkimus osoittaa, että hinnan vaihteluiden ollessa mitättömän pienet ja hintatason noustessa, nyt kannattavat vaihtoehdot paljastuvat yhä huonommiksi.

Lähestymistavasta ja haluttavasta varmuudesta riippuen, vuosi-
huolloille löytyy useita eri optimaalisia ajankohtia. Lyhyellä tähtämellä ja nykyisillä sähkön hinnoilla näyttäisi siltä, että optimaalisinta olisi pitää OL1 ja OL2 -laitosyksiköiden vuosi-
huollot toukokuussa ja käyttöjakso ennallaan. Olkiluodon kolmannen ydinvoimalaitosyksikön vuosi-
huollot sijoittuisivat tällöin heinäkuulle ja käytössä olisi myös vuoden käyttöjakso.

Hieman pidemmällä tähtäyksellä, voidaan olettaa sähkön hinnan nousevan, hinnan vaihtelun pienentyvän ja mahdollisen EU-komission tavoitteen toteutuvan. Mikäli kyseinen sähkömarkkinahanke toteutuu, olisi kannattavinta pitää puolentoista vuoden käyttöjaksoja OL1 ja OL2 -laitosyksiköillä ja vaihtoehtoisesti joko vuoden käyttöjaksoja toukokuuisilla vuosi-
huolloilla tai puolentoista vuoden käyttöjaksoja OL3-laitosyksiköllä.

6. POHDINTA

Olkiluodon ensimmäisen, toisen ja kolmannen ydinvoimalaitosyksiköiden vuosihuoltojen ajankohtien suunnittelussa tulisi huomioida tulevaisuus. Tulevaisuudessa Olkiluodon saarella saattaa toimia neljä ydinvoimalaitosyksikköä ja sähköä saatetaan myydä yhteisen eurooppalaisen sähköpörssin kautta. Sähkön hinta voi poiketa totutusta ja neljän eri laitosyksikön vuosihuoltoaikojen rytmittäminen voi olla haastavaa. Niinpä jo kolmannen ydinvoimalaitosyksikön vuosihuoltorytmiä suunniteltaessa tulisi huomioida mahdollinen neljäs ydinvoimalaitosyksikkö.

Tämän lisäksi vuosihuoltojen suunnitteluun liittyy lukuisia huomioitavia seikkoja niin laitosyksiköiden tekniikan, turvallisuuden kuin käytötavankin kannalta. Mikäli Olkiluodossa jonain päivänä tuotetaan sähköä neljällä ydinvoimalaitosyksiköllä, on huomioitava myös Olkiluodon sähköntuotannon vaikutus koko sähköjärjestelmään Suomessa. Tässä luvussa pohditaan niin tulevaisuuden tilaa kuin eri vuosihuoltorytmien ja käyttöjaksojen hyviä ja huonoja puolia. Tavoitteena on esitellä suositeltavin vaihtoehto Olkiluodon ydinvoimalaitoksen vuosihuoltojen ajoittumiselle.

6.1. OL4 vaikutus vuosihuoltoajankohtiin

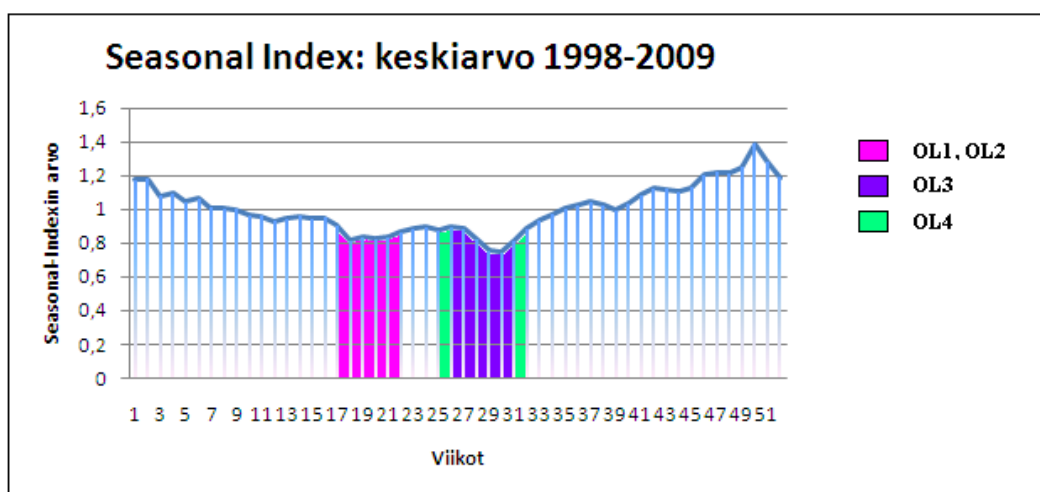
Suomen pääministeri, Matti Vanhanen, lupaa Helsingin sanomien (2010) lehtiartikkelissa, että Suomen työ- ja elinkeinoministeriö aloittanee lisäydinvoiman rakentamista koskevan aiheen käsittelyn jo maaliskuun 2010 lopulla. Päätös lisäydinvoimasta voi näin ollen syntyä jo ennen juhannusta. Päätöksen sisällöstä ei vielä ole tarkempaa tietoa – on epäselvää, kuinka monelle hakijalle lupa myönnetään. Mahdollisuutena myös on, ettei kukaan hakijoista saa lupaa rakentaa uutta ydinvoimaa. Hakijoita ovat Fortum Power and Heat Oy, Fennovoima Oy ja Teollisuuden Voima Oyj, jotka kaikki haluaisivat rakentaa Suomen kuudennen ydinvoimalaitosyksikön.

Olkiluotoon mahdollisesti rakennettava neljäs ydinvoimalaitosyksikkö on vahva ehdokas lisäydinvoimaksi muun muassa valmiin infrastruktuurin sekä TVO:n korkean osaamistason ja kokemuksen vuoksi. Laitosyksikön olisi tarkoitus valmistua seuraavan vuosikymmenen vaihteessa ja tuottaa noin 1600 megawatin sähköteho. Toisin sanoen, laitosyksiköstä tulisi Olkiluodon kolmannen ydinvoimalaitosyksikön veroinen. Laitostoimittajasta tai laitostyypistä ei vielä ole varmaa tietoa.

Jotta OL4-laitosyksikön vuosihuoltoja voitaisiin optimoida ja tutkia sen vuosihuoltojen vaikutusta muihin laitosyksiköihin, tehdään oletus, että OL4 ja OL3 ovat kustannuksiltaan samankaltaisia laitoksia. OL4-laitosyksikön vuosihuollot ja käyttöjaksovaihtoehdot käyttäytyisivät siis samoin kuin OL3-laitosyksikön, jolloin edullisin vaihtoehto OL4-laitosyksikön kannalta olisi vuoden käyttöjakso ja toukokuun vuosihuollot.

Ottaen huomioon sen, että optimaalisimman vuosihuoltojärjestyksen mukaan OL1 ja OL2 huolletaan toukokuussa sekä OL3 heinäkuussa, on OL4-laitosyksikön vuosihuoltoja mahdoton pitää toukokuussa kaikista optimaalisimpaan aikaan. Yhdessä OL1 ja OL2 -laitosyksiköiden vuosihuollot kestävät koko toukokuun. Yhtenä vaihtoehtona olisi pitää OL3 ja OL4 -laitosyksiköiden vuosihuollot peräkkäin samalla tavalla kuin jo käyvillä laitoksilla, jolloin OL4-laitosyksikön vuosihuollot saataisiin vielä sijoittumaan toiselle edullisen sähkön hinnan ajanjaksoista.

OL4-laitosyksikön vuosihuoltojen mahdollista ajoittumista on kuvattu kuvassa 34. Neljännen laitosyksikön vuosihuollot voisivat olla ennen OL3-laitosyksikön vuosihuoltoja tai välittömästi niiden jälkeen. Kuvan vihreät ja violetit palkit kuvaavat OL3 ja OL4 -laitosyksiköiden vuosihuoltojen yhteispituutta, joka maksimissaan olisi hieman yli viisi viikkoa.



Kuva 34. OL4 vuosihuoltojen ajoittumisen vaihtoehdot.

OL3 ja OL4 -laitosyksiköiden vuosihuoltojen sykli tulisi ajoittaa siten, että OL3-laitosyksiköllä olisi pidempi huoltoseisokki kun OL4-laitosyksiköllä olisi lyhyt ja päinvastoin. Näin vuosihuoltojen yhteispituus ei muodostuisi liian pitkäksi. Aikaa OL3 ja OL4 -laitosyksiköiden huoltoon kuluisi oletettavasti maksimissaan hieman yli kuukausi.

Mikäli OL4 on teholtaan kolmatta ydinvoimalaitosyksikköä suurempi, saattaa olla, että OL3 ja OL4 -laitosyksiköiden vuosihuoltojen aikana hankitun korvaussähkön kustannukset ovat niin suuret, että OL1 ja OL2 -laitosyksiköiden vuosihuoltojen pitäminen toukokuussa osoittautuu kannattamattomaksi. Tällöin olisi syytä vaihtaa laitosyksikköparien vuosihuoltoajankohdat toisinpäin, jolloin OL3 ja OL4 huollettaisiin toukokuussa ja OL1 ja OL2 heinäkuussa.

Aiemmin on pohdittu tulevaisuutta, sähkön hintaa ja eurooppalaisia sähkön sisämarkkinoita. Tässä luvussa pohditaan myös OL4-laitosyksikön vuosihuoltojen vaikutusta tulevaisuuden vuosihuoltoihin. Tulevaisuudessa olisi kannattavampaa pitää puolentoista vuoden käyttöjaksoja kaikilla laitoksilla tai puolentoista vuoden käyttöjaksoja OL1 ja OL2 -laitosyksiköillä ja vuoden käyttöjaksoja OL3 ja OL4 -laitosyksiköillä, jolloin vuosihuollot pidettäisiin toukokuussa. OL1 ja OL2 vuosihuollot ajoittuisivat tällöin viikoille 15–20 ja 40–45. OL3 ja OL4 -laitosyksiköiden toukokuisten vuosihuoltojen tulisi alkaa viikkojen 18 ja 19

aikana, joka tarkoittaisi sitä, että vuosihuollot laitosyksikköparien kesken menisivät päällekkäin. Päällekkäisyys voitaisiin välttää sillä, että OL3 ja OL4 -laitosyksiköiden vuosihuoltoja myöhästyttäisiin alkamaan vasta OL1 ja OL2 -laitosyksiköiden vuosihuoltojen jälkeen, viikolla 20. Toinen vaihtoehto olisi pitää OL3 ja OL4 -laitosyksiköiden vuosihuollot heinäkuussa, jolloin päällekkäisyyttä ei olisi. Näiden vaihtoehtojen kannattavuus tulee tarkistaa, kun tiedetään OL4-laitosyksiköstä enemmän.

Tulevaisuudessa 18 kuukauden käyttöjakso kaikilla laitosyksiköillä olisi myös edullinen vaihtoehto. Vuosihuollot tulisi tällöin ajoittaa siten, että OL1 ja OL2 huollettaisiin keväällä ja samana syksynä OL3 ja OL4. Joka toinen vuosi olisi vuosihuollot molemmilla laitosyksikköpareilla ja joka toinen vuosi vain toisella. Samanaikaisesti vuosihuoltojen järjestäminen kaikille laitosyksiköille ei onnistu. Kaikkia laitosyksiköitä ei pystytä huoltamaan keväällä ajanpuutteen takia. Kaikkien laitosyksiköiden vuosihuoltojen yhteispituudeksi suurimmillaan tulee yli 70 päivää. OL3 ja OL4 -laitosyksiköiden vuosihuollot puolentoista vuoden käyttöjaksolla tulee ajoittaa siten, että suurimmat huollot sijoittuvat keväälle, jolloin korvaussähkö on syksyistä edullisempaa.

OL4-laitosyksikön vaikutus muiden laitosyksiköiden vuosihuoltoihin on melko pieni, mikäli OL3 ja OL4 -laitosyksiköiden vuosihuollot voidaan pitää peräkkäin. Jos tämä ei ole mahdollista, vaikuttavat OL4 vuosihuollot huomattavasti enemmän optimaalisiin vuosihuoltoajankohtiin. Saattaa myös olla, että OL4 vuosihuollot ajoitetaan esimerkiksi OL1 ja OL2 sekä OL3 -laitosyksiköiden vuosihuoltojen väliin, kesäkuulle. Kesäkuussa sähkön systeemihinnat ovat olleet toukokuuta ja heinäkuuta korkeampia, mutta matalampia verrattuna jäljelle jääviin tarkasteluajankohdan kuukausiin.

Eräs vaihtoehto vuosihuoltojen ajoittumiselle on se, että kaikkien laitosyksiköiden vuosihuollot pidettäisiin peräkkäin siten, että vuosihuollot alkaisivat toukokuussa ja loppuisivat heinäkuun alussa. Tämä vaihtoehto ei sähkön hintoja tarkastellessa vaikuta edullisimmalta. Toisaalta jos sama vuosihuoltohenkilöstö pystyy

toimimaan kaikkien laitousyksiköiden vuosihuolloissa, saatetaan saavuttaa samankaltaisia synergiaetuja kuin OL1 ja OL2 -laitousyksiköiden vuosihuolloissa tällä hetkellä.

6.2. Vuosihuoltoajankohtavaihtoehtojen ominaisuudet

Vuosihuoltoajankohtavaihtoehtojen ominaisuuksilla tarkoitetaan eri vaihtoehtojen hyviä ja huonoja puolia sekä muita huomioitavia seikkoja, jotka vaikuttavat vuosihuoltoajankohtien toteutukseen. Vaikuttavia tekijöitä ovat osakkaiden tarpeet, henkilöstön kesäloimat, sähkön kokonaiskulutus, laitousyksiköiden hyötysuhteet, mahdolliset tehonsäätötarpeet, laitousyksiköiden tekniset ominaisuudet, turvallisuustekniset käyttöehdot (TTKE), ydinjätteen määrä ja laitousyksiköiden erilainen omistuspohja.

Heinäkuun vuosihuollot ovat varmasti yksi työn ristiriitaisimmista tuloksista. Suurin osa TVO:n työntekijöistä pitää kesälomiaan heinäkuussa. Toisaalta voidaan myös olettaa, että osakkaiden (Etelä-Pohjanmaan Voima Oy, Fortum Power and Heat Oy, Karhu Voima Oy, Kemira Oyj, Oy Mankala Ab ja Pohjolan Voima Oy) keskuudessa heinäkuu on myös suosituin lomakuukausi, jolloin heidän sähkön tarpeensa on pienin.

Heinä-elokuun vaihteessa merivesi on lämpimimmillään, jolloin laitoksen hyötysuhde on heikoimmillaan. Heikko hyötysuhde johtuu juuri lämpimästä merivedestä, jonka vuoksi lauhduttimeen ei saada aikaiseksi riittävää alipainetta eikä prosessivettä saada lauhdutettua tarpeeksi tehokkaasti. Heinäkuun heikon hyötysuhteen kannalta vuosihuollot kannattaisi pitää juuri heinäkuussa, jolloin myös sähkön kulutus Pohjoismaissa on pienimmillään. Mikäli vuosihuoltoja ei pidettäisi heinäkuussa, saatettaisiin joutua tilanteeseen, jossa tehonsäätö olisi mahdollista kun otetaan vielä huomioon lämpimän meriveden tuomat rajoitukset, Olkiluodossa tuotettu suuri sähköteho (4 ydinvoimalaitosyksikköä) ja alhainen kulutus. Tehonsäätö toisi tappiota. Toisin sanoen, neljän ydinvoimalaitosyksikön vuosihuollot tulisi optimaalisimmillaan suunnitella siten, että sähkötehon menetys

vuosihuollon ajalta toimisi samalla luontaisena tuotannon säätelynä pienen kulutuksen aikana.

Mikäli heinäkuun vuosihuollot rajataan pois vuosihuoltoajankohtavaihtoehdoista kesälomien vuoksi, osoittautuu jäljelle jäävistä vaihtoehdoista kannattavimmaksi kombinaatio 10 (kts. taulukko 18), jolloin OL1 ja OL2 -laitosyksiköillä on puolentoista vuoden käyttöjakso ja OL3-laitosyksiköllä vuoden käyttöjakso toukokuuisilla vuosihuolloilla.

Kahdeksantoista kuukauden käyttöjaksoon siirtyminen OL1 ja OL2 osalta tarkoittaisi pysyvää muutosta – paluuta vuoden käyttöjaksoon ei käytännössä enää olisi. 18 kuukauden käyttöjaksolla reaktorissa on reaktiivisempia polttoainenippuja, jotka aiheuttavat ongelmia, mikäli täytyisi siirtyä takaisin 12 kuukauden käyttöjaksoon. Uusia polttoainenippuja ei tällöin voitaisi lisätä reaktoriin riittävästi ja tehon säätö ja reaktorin hallittavuus vaikeutuisivat.

Väkevämpi polttoaine vaikuttaa osaltaan myös materiaalien kestävyys. Suurempi vaihtoerä puolestaan vaikuttaa nippujen palamaan, joka ei tulisi 18 kuukauden käyttöjaksolla enää olemaan yhtä tasainen kuin nyt. Toisaalta poistettavien nippujen määrä jopa pieneneisi. Kuuden vuoden tarkastelujaksolla 18 kuukauden käyttöjaksolla nippuja poistettaisiin reaktorista yhteensä 600 kun taas vuoden käyttöjaksolla 660, kun oletetaan vaihtoerien keskimääräisiksi suuruuksiksi 110 ja 150 nippua (kts. taulukot 11 ja 13).

TTKE:n osalta jouduttaisiin tekemään suuriakin muutoksia, sillä tällä hetkellä TTKE on tehty vuoden käyttöjakson mukaisesti. TTKE:n määräämät määräaikauskokeiden suoritusvälit sellaisille komponenteille, jotka vaativat reaktorin sammuttamista (vuosihuoltoa), ovat vuoden mittaisia. TTKE on siis mitoitettu vuoden käyttöjaksolle ja käyttöjakson muuttaminen edellyttää myös TTKE:n muuttamista. TTKE:n muuttamiseen tarvitaan STUK:n lupa.

OL1 ja OL2 -laitosyksiköiden osalta eri komponenttien takuuajat vaikuttavat vuosihuoltojen suunnitteluun. Komponentit tulee tarkistaa ennen takuuajan päättymistä ja jos takuu aika on yksi vuosi ja komponentin tarkistaminen edellyttää reaktorin sammuttamista, tulee vuosihuollot pitää vuoden välein. Toisin sanoen, vuosihuoltojen edullisuuden lisäksi tulee myös pohtia laitosyksiköiden tekniikkaa ja komponenttien vaatimuksia. Lisäksi sydänvauriotaajuuden kasvuun tai pienenemiseen tulee kiinnittää huomiota käyttöjakson pidentämistä harkittaessa.

On myös huomioitava, että OL1 ja OL2 vanhenevat päivä päivältä. Tällä hetkellä laitosyksiköillä tehdään muutostöitä kahden vuoden välein. 18 kuukauden käyttöjakso tarkoittaisi käytännössä sitä, että muutostöitä voitaisiin tehdä 18 kuukauden välein. Lyhyemmällä aikavälillä muutostöiden tekemisen suhteen saattaisi olla myönteinen vaikutus ikääntyvien laitosyksiköiden suorituskykyyn.

Eri laitosyksiköillä on hieman eri osakkaat. Luonnollisesti kaikki osakkaat haluavat toteuttaa oman laitossuutensa puolesta vuosihuollot mahdollisimman edullisesti. Esimerkiksi se, että vuosihuollot toteutettaisiin samanaikaisesti OL1 ja OL2 -laitosyksiköillä OL3-laitosyksikön käydessä, ei luultavasti onnistuisi. Kahden laitosyksikön yhtäaikaiset vuosihuollot sitoisivat huomattavasti enemmän resursseja, eikä hyöty lyhyemmästä vuosihuoltoajasta luultavasti olisi riittävän suuri. Lisäksi suhteellisen suuri tehovaje saattaisi nostaa Suomen aluehintaa ja näin ollen OL3 osakkaat eivät olisi tyytyväisiä.

Kaikilla vaihtoehdoilla on omat hyvät ja huonot puolensa. Keskeisintä vuosihuoltoajankohtien päätöksenteossa on turvallisuus. Vuosihuoltoajankohdan tulee sähkön hinnan, resurssien saatavuuden ja käyttöjakson pituuden lisäksi olla optimaalinen myös laitosturvallisuuden kannalta.

7. JOHTOPÄÄTÖKSET

Työn tutkimustulokset osoittavat, että optimaalisin vuosihuoltoajankohta minkä tahansa Olkiluodon ydinvoimalaitosyksikön kannalta olisi toukokuu, jolloin korvaussähkökustannukset ovat edullisimmat. Tällöin käyttöjakso olisi vuoden mittainen ja resurssejakin olisi saatavilla. Olkiluodon ydinvoimalaitosyksiköiden vuosihuoltoja ei kuitenkaan voida pitää samanaikaisesti osakkaiden, sähköverkon ja sähkön aluehinnan kannalta.

Nykyisillä sähkön hinnoilla optimaalisin tapa pitää vuosihuoltoja Olkiluodossa on se, että OL1 ja OL2 huolletaan toukokuussa ja OL3 heinäkuussa. Mikäli OL4-hanke toteutuu, huollettaisiin laitosyksikkö heti kolmannen ydinvoimalaitosyksikön jälkeen. Kaikilla Olkiluodon ydinvoimalaitosyksiköillä olisi käytössä vuoden käyttöjakso, joka on polttoainekustannuksiltaan kaikista edullisin.

Tulevaisuudessa näyttäisi siltä, että sähkön hinta kallistuu ja vuosittainen kulutuksen ja sähkön hinnan vaihtelu tasaantuu, kun EU-komission sähkömarkkinaintegraatio toteutuu. Tällöin OL1 ja OL2 -laitosyksiköillä tulisi siirtyä 18 kuukauden käyttöjaksoon. OL3 ja OL4 -laitosyksiköiden osalta optimaalisinta olisi vielä alle 50 euron sähkön hinnoilla pysyä vuoden käyttöjaksossa ja toukokuuisissa vuosihuolloissa, jolloin kesälomienkin pitäminen heinäkuussa olisi mahdollista. Mikäli sähkön hinta nousee tästä, kannattaa laitosyksiköillä siirtyä 18 kuukauden käyttöjaksoon. OL1 ja OL2 -laitosyksiköillä 18 kuukauden käyttöjakso osoittautuu kannattavaksi jo yli 30 €/MWh sähkön hinnalla.

Edellä mainitut optimaaliset vuosihuoltoajankohdat sopivat sähkön hinnan alhaisuuteen ja optimaalisiin käyttöjaksoihin. Resurssien saatavuuden suhteen kriittisten resurssien saatavuus näyttäisi olevan turvattu, kun OL1 ja OL2 -laitosyksiköiden vuosihuoltoajankohtaa ei siirretä toukokuulta. OL3:n osalta heinäkuu näyttäisi olevan vähemmän kuormitettu kriittisten resurssien suhteen

kuin muut tarkastelujakson kuukaudet. 18 kuukauden käyttöjakson suhteen resursseja olisi varmasti saatavilla varhain keväällä ja myöhään syksyllä, jolloin vuosihuoltoja Suomessa, Ruotsissa, Saksassa ja Ranskassa pidetään kaikista vähiten.

Vuosihuoltoajankohtia ja käyttöjakson pituuksia pohdittaessa tulee kuitenkin huomioida lukuisia muita tekijöitä. Näitä tekijöitä ovat muun muassa osakkaat, laitosesiköiden tekninen suorituskyky ja turvallisuus. Optimaalisinta vuosihuoltoajankohtaa määrittää lopulta edullisuuden lisäksi myös käytännön ratkaisun järjestyminen ja turvallisuus. Päätös optimaalisesta ajankohdasta tulee siis tehdä kaikkien vuosihuoltoon vaikuttavien tekijöiden suhteen.

LÄHTEET

APX Group 2007. Energy Viewpoints, Developing energy markets, Issue 12. Viitattu 2.10.2009. Saatavilla: <http://www.apxgroup.com/uploads/Corporate_Files/Energy_Viewpoints/ev12.pdf>

ARA, Asumisen rahoitus- ja kehittämiskeskus 2009. Finanssikriisi, asuntomarkkinat ja asuntotuotanto Pohjoismaissa. Pohjoismaisten asuntoviranomaisten tuottama selvitys. Julkaistu 2.12.2009. 10s. ISSN 1237-1288.

Areva NP 2010. Plants. Yrityksen Internet-sivut. Viitattu 17.2.2010. Saatavilla: <<http://www.areva-np.com/scripts/info/publigen/content/templates/show.asp?P=1529&L=US>>

EDF 2010. Nuclear in France. Yrityksen Internet-sivut. Viitattu 17.2.2010. Saatavilla: <<http://energy.edf.com/edf-fr-accueil/edf-and-power-generation/nuclear-power/faq/noeud-en/nuclear-power-plants-in-general-122349.html>>

Eduskunta 2005. Täysistunnon pöytäkirja PTK 70/2005 vp.[Verkkodokumentti]. Viitattu 15.12.2009. Saatavilla: <http://www.eduskunta.fi/faktatmp/utatmp/akxtmp/skt_70_2005_82_p.shtml>

Elinkainoelämän tutkimuslaitos 2003. Kilpailu sähkömarkkinoilla - sähkömarkkinoiden keskeiset piirteet ja toiminta. Keskustelun aiheita, nro 879. 32s. ISSN 0781-6847.

Energiamarkkinavirasto 2009a. Sähkön myynti ja tuotanto. [Verkkodokumentti]. Viitattu 24.9.2009. Saatavilla: <<http://www.energiamarkkinavirasto.fi/data.asp?articleid=107&pgid=38>>

Energiamarkkinavirasto 2009b. Sähköverkon haltijat. [Verkkodokumentti]. Viitattu 25.9.2009. Saatavilla: <<http://www.energiamarkkinavirasto.fi/select.asp?gid=40&languageid=246>>

Energiamarkkinavirasto 2009c. Energiamarkkinaviraston tehtävät. [Verkkodokumentti]. Viitattu 25.9.2009. Saatavilla: <<http://www.energiamarkkinavirasto.fi/select.asp?gid=32&languageid=246>>

Energianet 2009. Terminiisähkö ylitti 60 €/MWh:n tason. [Verkkodokumentti]. Julkaistu 6.8.2008. Viitattu 26.11.2009. Saatavilla: <<http://www.energianet.fi/>>

Energiateollisuus 2005. Ruotsin siirtorajoitukset aiheuttavat sähköpörssiin hintapiikin. Lehistötiedote. Julkaistu 8.12.2005. [Verkkodokumentti]. Viitattu 26.11.2009. Saatavilla:

<<http://www.energia.fi/fi/ajankohtaista/lehistotiedotteet/2005/ruotsinsiirtorajoituksetaiheuttavatsahkoporssinhintapiikin.html>>

Energiateollisuus 2006a. Sähkön ja kaukolämmön hinnoissa nousupaineita. Lehistötiedote. Julkaistu 10.4.2006. [Verkkodokumentti]. Viitattu 26.11.2009. Saatavilla:

<<http://www.energia.fi/fi/ajankohtaista/lehistotiedotteet/2006/sahkonjakaukolammonhinnoissanousupaineita.html>>

Energiateollisuus 2006b. Hyvä tietää uraanista. Hyvä tietää -julkaisusarja. [Verkkodokumentti]. Viitattu 13.11.2009. Saatavilla:

<<http://www.energia.fi/fi/julkaisut/hyvatietaa-sarja/Hyvatietaauraanista.pdf>>

Energiateollisuus 2007. Markkinaintegraatiotyöryhmän raportti. Markkinaintegraatiotyöryhmä 3.9.2007. Viitattu 29.9.2009. Saatavilla: <http://www.energia.fi/fi/sahko/sahkokauppa/julkaisut/markkinaintegraatiotyoc3%b6ryhm%c3%a4n%20raportti_2007.pdf>

Energiateollisuus 2009. Sähköntuotanto. [Verkkodokumentti]. Viitattu 24.9.2009. Saatavilla:< <http://www.energia.fi/fi/sahko/sahkontuotanto>>

Eurasto Tapani, Hyvärinen Juhani, Järvinen Marja-Leena, Sandberg Jorma, Sjöblom Kirsti-Liisa 2004. Ydinvoimalaitostekniikan perusteita. s. 25–87. Teoksessa: Sandberg Jorma 2004, Ydinturvallisuus. STUK, Säteilyturvakeskus. ISBN 9517125003. 418s.

Euroopan komissio 2007. Kaasun ja sähkön sisämarkkinoiden mahdollisuudet. Tiivistelmä direktiivistä 96/92/EY. Julkaistu 10.1.2007. Viitattu 15.10.2009. Saatavilla:

<http://europa.eu/legislation_summaries/energy/internal_energy_market/127075_fi.htm>

Eurostat 2010. Euroopan komission ylläpitämä tilastokeskus. Viitattu 7.1.2010. Saatavilla:

<<http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/data/database>>

Eydeland Alexander, Wolyniec Krzysztof 2003. Energy and power risk management: new developments in modeling, pricing and hedging. Hoboken , New Jersey. Wiley corporations.

Finergy, Energia-alan keskusliitto 2002. Euroopan sähkömarkkinoiden kehitysnäkymiä. Tutkimusraportti nro 10. ISBN 952-440-012-X. 72s.

Hakola Mauri, 2009. Haastattelu 27.10.2009. Hakola on Vuosihuollot ja laitostyöt -organisaation toimistopäällikkö.

Fingrid Oyj 2009. Transmission capacity and congestion management. [Verkkodokumentti]. Viitattu 3.11.2009. Saatavilla: <http://www.fingrid.fi/portal/in_english/electricity_market/cross-border_transmission_capacities/transmission_capacity_and_congestion_management/>

Geologian tutkimuskeskus 2009. Uraani - ydinvoiman energiametalli. Viitattu 3.12.2009. saatavilla: <<http://www.gtk.fi/luonnonvarat/malmit/uraani/>>

Helsingin Sanomat 2000. Raakaöljyn hinta lähelle huippua. Julkaistu 13.9.2000. [Verkkodokumentti]. Luvanvarainen arkistotietokanta.

Helsingin Sanomat 2007. Markkinat ennustavat sähkön hinnan tuplaantuvan loppuvuonna. Julkaistu 18.7.2007. [Verkkodokumentti]. Luvanvarainen arkistotietokanta.

Helsingin Sanomat 2009. Maailman sähkönkulutus kääntyi historialliseen laskuun. Lehtiartikkeli. Julkaistu 22.5.2009. Viitattu 14.10.2009. Saatavilla: <<http://www.hs.fi/talous/artikkeli/Maailman+s%C3%A4hk%C3%B6nkulutus+k%C3%A4ntyi+historialliseen+laskuun/1135246153082>>

Helsingin sanomat 2010. Vanhanen: Eduskunta voi päättää ydinvoimasta jo ennen juhannusta. Lehtiartikkeli. Julkaistu 26.2.2010. Viitattu 2.3.2010. Saatavilla: <<http://www.hs.fi/talous/artikkeli/Vanhanen+Eduskunta+voi+p%C3%A4%C3%A4tt%C3%A4+ydinvoimasta+jo+ennen+juhannusta/1135253268546>>

Höglund Randolph 2010. Haastattelu 25.1.2010. Höglund on Teollisuuden Voima Oy:n reaktorifysiikka-organisaation asiantuntija.

International Atomic Energy Agency, IAEA 2009. Operating experience with nuclear power stations in member states in 2008. [Verkkodokumentti]. Viitattu 1.2.2010. Saatavilla: <www.iaea.org>

Ilmatieteenlaitos 2009. Sää ja ilmasto, ilmastotilastot: kovimmat pakkaset ja talven kylmimmät. [Verkkodokumentti]. Viitattu 26.11.2009. Saatavilla: <http://www.fmi.fi/saa/tilastot_102.html>

Inkinen, Veli-Matti 2009a. Haastattelu 26.8.2009. Inkinen on Teollisuuden Voima Oyj:n vuosihuoltopäällikkö.

Inkinen, Veli-Matti 2009b. Haastattelu 4.12.2009. Inkinen on Teollisuuden Voima Oyj:n vuosihuoltopäällikkö

International Energy Agency IEA, 2005. Lessons from liberalized electricity markets. IEA Publications, France. 218s. ISBN 92-64-10959. (IEA 2005)

Jamasb Tooraj, Pollitt Michael 2005. Electricity Market Reform in the European Union: Review of Progress toward Liberalization and Integration. MIT Center for Energy and Environmental Policy Research. The Energy Journal, Cleveland 2005, pp.11.

Kara Mikko 2005. Päästökaupan vaikutus pohjoismaiseen sähkökauppaan. Ehdotus Suomen strategiaksi. VTT Tiedotteita 2280. Edita Prima Oy, Helsinki. ISBN 951-38-6525-8. 120s.

Kara Mikko, Helynen Satu, Mattila Lasse, Viinikainen Seppo, Ohlström Mikael 2004. Energia Suomessa: Tekniikka, talous ja ympäristövaikutukset. VTT Prosessit. Edita Prima Oy, Helsinki. 396s. ISBN 951-37-4256-3.

Karjalainen Risto-Matti 2006. Sähkökaupan riskit ja riskien hallinta. Diplomityö. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Lappeenranta. 104 s.

Kauppalehti 2009. Torstaina sähkö on huippukallista. Verkkolehden artikkeli. Julkaistu 16.12.2009. Viitattu 7.1.2010. Saatavilla: <<http://www.kauppalehti.fi/5/i/talous/uutiset/etusivu/uutinen.jsp?oid=2009/12/28952&ext=rss>>

Koljonen Tiina, Kekkonen Veikko, Lehtilä Antti, Hongisto Mikko, Savolainen Ilkka 2004. Päästökaupan merkitys energiasektorille ja terästeollisuudelle Suomessa. VTT Tiedotteita 2259. Edita Prima Oy, Helsinki. ISBN 951-38-6493-6. 86s.

Kosonen Mikko 2009. Tuotannon standardit -koulutuksessa 6.10.2009. Kosonen on Teollisuuden Voima Oyj:n tuotannonjohtaja.

Kurki Joonas 2007. Uraanin väkeväinti. Seminaarityö. Teknillinen korkeakoulu. Julkaistu 12.12.2007. Viitattu 16.12.2009. Saatavilla: <http://www.tkk.fi/Units/AES/courses/crspages/Tfy-56.181_07/Kurki_text.pdf>

Kumpula Jussi 2010. Haastattelu 8.2.2010. Kumpula on Teollisuuden Voima Oyj:n reaktorifyysikko.

Lilius Mikael 2005. Markkinoiden toimivuuden parantaminen - yhteinen intressi. Energiamarkkinavirastolle tehty esitelmä. [Verkkodokumentti]. Viitattu 5.11.2009. Saatavilla: <http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/MikaelLilius_20050601_fin.pdf>

Løken Per A, 1996. Sähkömarkkinat Norjassa ja Skandinaviassa: Kokemukset ja tulevaisuus. Teoksessa : Rännäri Osmo 1996, Muutoksen suunta -

energiäliiketoimintaa 2000-luvulla. Helsingin energian julkaisuja A. 168s. ISBN 951-772-812-3.

Lucia Julio, Schwartz Eduardo 2002. Electricity prices and power derivatives: evidence from the Nordic Power Exchange. Review of Derivatives Research, vol 5. pp. 5-50.

Marckhoff Jan, Wimschulte Jens 2009. Locational price spreads and pricing of contracts for difference: Evidence from the Nordic market. Energy Economic No 31. pp. 257-268.

Moilanen Atte 2009. Decay heat power and cooling time of spent nuclear fuel: dependency on burnup. Diplomityö. Teknillinen korkeakoulu, Helsinki. 90s.

MTV 3 28.10.2009. Uutiset kello 19.00. Energiäteollisuus ry:n toimihenkilön haastattelu, joka koski lisäydinvoiman rakentamista.

Nippon nuclear fuel development 2009. Verkkosivusto. Viitattu 3.12.2009. Saatavilla: <<http://www.nfd.jp/english/jigyuu/uran/pellet1.gif>>

Nord Pool Spot 2009a. The Nordic Model. Viitattu 30.9.2009. Saatavissa: <<http://www.nordpoolspot.com/PowerMaket/>>

Nord Pool Spot 2009b. Viitattu 1.10.2009. Saatavilla: <<http://www.nordpoolspot.com/>>

Nord Pool Spot 2009c. NO. 09/2009: Nord Pool Spot introduces Elbas- intraday market in Norway 4. March 2009. Viitattu 13.10.2009. Saatavilla: <http://www.nordpoolspot.com/Market_Information/Exchange-information/no-0909-Nord-Pool-Spot-introduces-Elbas-intraday-market-in-Norway-4-March-2009/>

Nord Pool Spot 2009d. Data Publication Agreement. Viitattu 2.11.2009. Saatavilla: <<http://www.nordpoolspot.com/Documents/NPS-TSO%20Info%20Agreement%2020070808135816.pdf>>

Nord Pool Spot 2009e. Reports. Viitattu 2.11.2009. Saatavilla: <<http://www.nordpoolspot.com/reports/>>

Nord Pool Spot 2009f. TSO Congestion rent. Viitattu 3.11.2009. Saatavilla: <<http://www.nordpoolspot.com/reports/Bottleneck-income/>>

Nord Pool Spot 2009g. Price area. Viitattu 4.11.2009. Saatavilla: <http://www.nordpoolspot.com/trading/The_Elspot_market/Price-calculation/Price_area/>

Nord Pool Spot 2010. System Prices. [Verkkodokumentti]. Viitattu 4.1.2010. Saatavissa: < <ftp://ftp.nordpool.com/>>. Nord Pool Spotin luvanvarainen tietokanta.

Nordreg 2009. Nordreg welcomes Nordic Energy ministers' support for the common Nordic retail market for electricity. Press Release 20.10.2009. Viitattu 4.11.2009. Saatavilla: <<https://www.nordicenergyregulators.org/Press-Release/Press-Release---301009/>>

Partanen Jarmo, Viljanen Satu. Lassila Jukka, Honkapuro Samuli, Tahvanainen Kaisa 2004. Sähkömarkkinat. Opetusmoniste 13. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, sähkötekniikan osasto, Lappeenranta. 73s. ISBN 951-764-819-9.

Partanen Jarmo, Viljanen Satu. Lassila Jukka, Honkapuro Samuli, Tahvanainen Kaisa 2008. Sähkömarkkinat. Opetusmoniste 13. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, sähkötekniikan osasto, Lappeenranta. 86s.

Partanen Jarmo 2008. Sähkökauppa ja sähköpörssi. Luentokalvot. LUT Energia, Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Lappeenranta. Viitattu 13.10.2009. Saatavilla: < www.ee.lut.fi/fi/opi/kurssit/Sa2710400/Sahkoporssi.pdf>

Pirilä Pekka 1997. Ydinenergian asema vapautuvilla sähkömarkkinoilla. VTT Tiedotteita 1841. Libella Painopalvelu Oy, Espoo. ISBN 951-38-5125-7.

Prost Stefan, VGB PowerTech 2010. Sähköpostikeskustelu 9.2.2010.

Purasjoki Matti 2006. Sähkön tukku- ja vähittäismarkkinoiden toimivuus, Selvitysmies Matti Purasjoen raportti. Kauppa- ja teollisuusministeriön julkaisuja 38/2006. Edita Publishing Oy, Helsinki. 53s. ISBN 952-489-087-9.

Redl Christian, Haas Reinhard, Huber Claus, Böhm Bernhard 2009. Price formation in electricity forward markets and the relevance of systematic forecast errors. Energy Economics vol 31. pp.356-364.

RTE 2010. Forecast and effective availability. Yrityksen Internet-sivut. Viitattu 17.2.2010. Saatavilla: < http://clients.rte-france.com/lang/an/visiteurs/vie/prod/PMD_annu.jsp>

Schwager Jack 1984. A Complete Guide to the futures markets: Fundamental analysis, Technical analysis, Trading, Spreads and Options. John Wiley & Sons, Inc. Kanada. ISBN 0-471-89376-5. 711 pp.

Schwager Jack 1995. Technical Analysis. John Wiley & Sons, Inc. Kanada. ISBN 0-471-02051-6. 763 pp.

Siemens 2010. High-speed busbar transfer system, reference list. [Verkkodokumentti]. Yrityksen Internet-sivut. Viitattu 17.2.2010. Saatavilla: <<http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-generation/power-plants/high-speed-busbar-transfer-system/standard-solutions/Ref-List.pdf>>

Solala Mikael 2009. Haastattelu 29.10.2009. Solala on Teollisuuden Voima Oy:n ydinpolttoaine-organisaation toimistopäällikkö.

Sähkömarkkinalaki 386/1995. Luotu 17.3.1995.

Sähkömarkkinat 2005. Paniikkihäiriöitä? [Verkkodokumentti]. Viitattu 26.11.2009. Saatavilla: <<http://www.sahkomarkkinat.fi/jutut/paniikh.htm>>

Sähkömarkkinat 2009. Pörssirintamalta ei mitään uutta. Eurooppalainen sähkömarkkinakatsaus. Aikakausilehti, no 6/2009. s. 3-5.

Tarjanne Risto, Kivistö Aija 2008. Sähkön tuotantokustannusvertailu. Tutkimusraportti. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Lappeenranta. ISBN 978-952-214-543-7. 24s.

Tekniikka ja talous 2009. Teollisuuden sähkönkulutus laski "vain" 20 prosenttia. Lehtiartikkeli. Julkaistu 30.9.2009. Viitattu 15.10.2009. Saatavilla: <<http://www.tekniikkatalous.fi/energia/article328346.ece>>

Teollisuuden Voima Oyj 2003. Olkiluoto 1 ja 2 - vuosihuoltotoiminnan yleisohje. Sisäinen asiakirja.

Teollisuuden Voima Oyj, 2007. Ydinvoimalaitosyksiköt, Olkiluoto 1 ja Olkiluoto 2. Sisäinen julkaisu. Eura Print Oy, Eura. (Teollisuuden Voima Oyj 2007)

Teollisuuden Voima Oyj, 2008a. Ydinvoimalaitosyksikkö Olkiluoto 3. Sisäinen julkaisu. Eura Print Oy, Eura.

Teollisuuden Voima Oyj 2008b. Teollisuuden Voima Oyj:n toimintajärjestelmä. Sisäinen asiakirja.

Teollisuuden Voima Oyj, 2009a. Vuosikertomus 2008. Eura Print, Eura.

Teollisuuden Voima Oyj 2009b. Teollisuuden Voima Oyj:n uutiskirje. Julkaistu 30.10.2009. Nro 05/2009.

Teollisuuden Voima Oyj 2009c. Teollisuuden Voima Oyj:n verkkosivut. Viitattu 3.12.2009. Saatavilla: <<http://www.tvo.fi/>>.

Teollisuuden Voima Oyj 2010. Intranet. Viitattu 24.2.2010.

Tilastokeskus 2009. Energian kokonaiskulutus väheni 8 prosenttia alkuvuonna. [Verkkodokumentti]. Viitattu 4.11.2009. Saatavilla:

<http://www.tilastokeskus.fi/til/ehkh/2009/02/ehkh_2009_02_2009-09-17_tie_001.html>

Tiusanen Pekka 2009. Energiavuosi 2008. Energiateollisuus Ry. Viitattu 14.10.2009. Saatavilla: <<http://www.energia.fi/fi/tilastot>>

Turunen Taisto 1996. Suomen sähkömarkkinaudistus - sen tausta, tavoitteet ja vaikutukset. Teoksessa : Rännäri Osmo 1996, Muutoksen suunta - energialiiketoimintaa 2000-luvulla. Helsingin energian julkaisuja A. 168s. ISBN 951-772-812-3.

Työ- ja elinkeinoministeriö 2009. Miljardien eurojen investoinnit liikkeelle takuuhinnalla. Tiedote 261/2009. Julkaistu 29.9.2009. Viitattu 15.10.2009. Saatavilla:

<http://www.tem.fi/files/24650/Elinkeinoministeri_Mauri_Pekkarisen_lehdist_tiedote_29.9.2009.pdf>

The Ux Consulting Company 2009. Yrityksen verkkosivut. Viitattu 31.11.2009. Saatavilla: <http://www.uxc.com/review/uxc_Prices.aspx>

UxWeekly 2009. Ux Price Indicators. The Ux Consulting Groupin julkaisema aikakauslehti. Julkaistu 28.12.2009.

Vehviläinen Iivo, Keppo Jussi 2003. Managing electricity market price risk. European Journal of Operational Research. Vol 145, 2003. pp. 136-147.

Vehviläinen Iivo, Pyykkönen Tuomas 2005. Stochastic model for electricity spot price - the case of Nordic market. Energy economics Vol. 27, 2005. pp.351-367.

VGB Powertech 2010. VGB PowerTech e. V. Viitattu 17.2.2010. Saatavilla: <http://www.vgb.org/en/vgb_powertech.html>

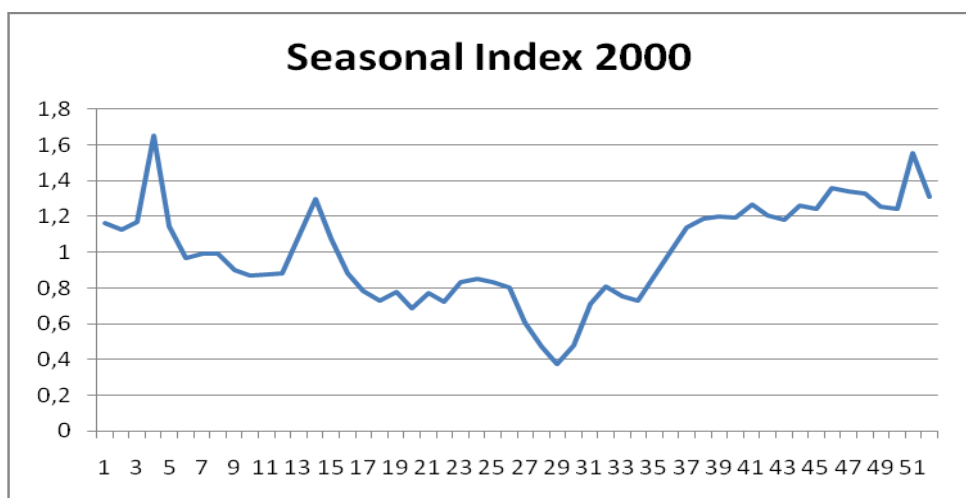
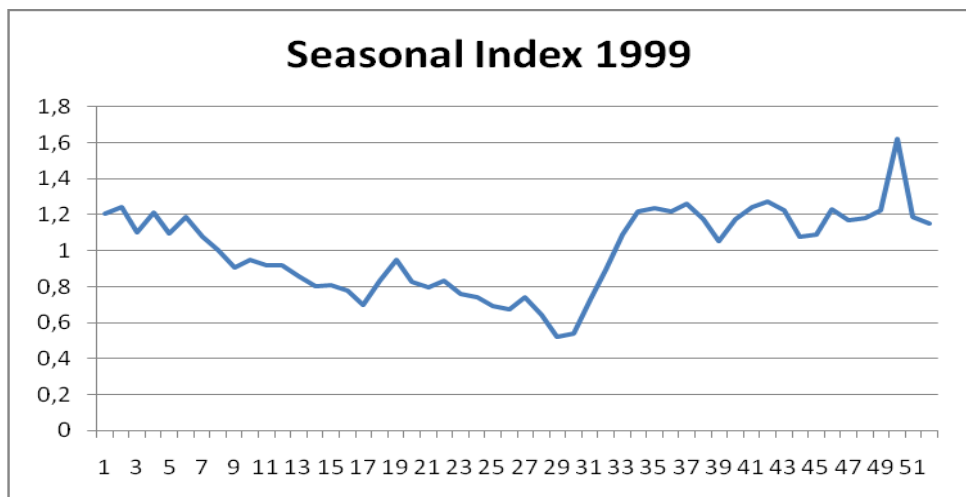
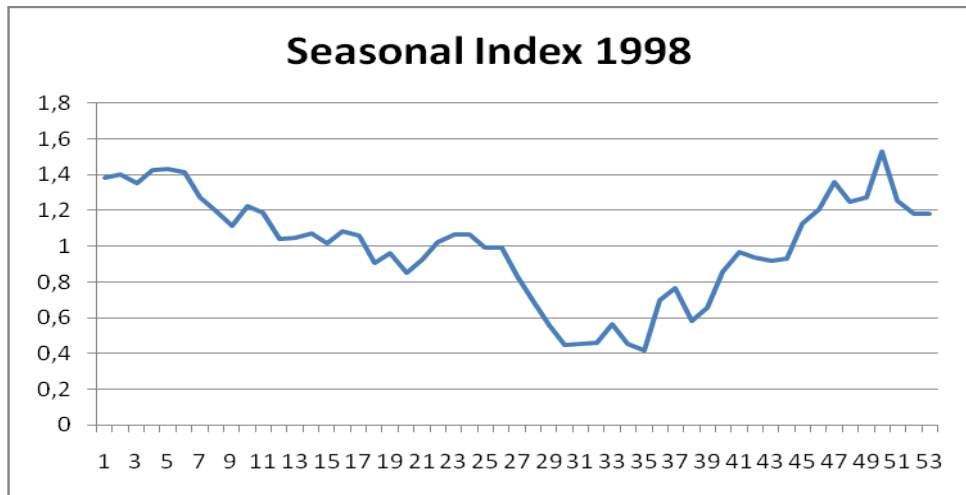
Viljanen Satu 2008. Sähkökauppa. Opetusmoniste. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Lappeenranta.

Wallace Stein, Fleten Stein-Erik 2003. Stochastic programming models in energy. Teoksessa Ruszczyński, Shapiro 2003, Handbooks in OR & MS, vol 10. pp. 637-677.

World nuclear association 2009. Uranium enrichment. [Verkkodokumentti]. Viitattu 16.12.2009. Saatavilla: <<http://world-nuclear.org/info/inf28.html>>

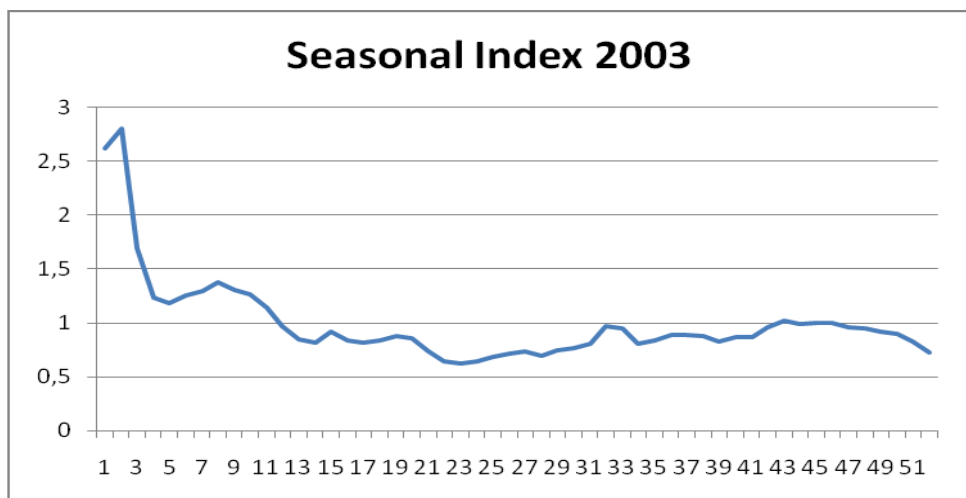
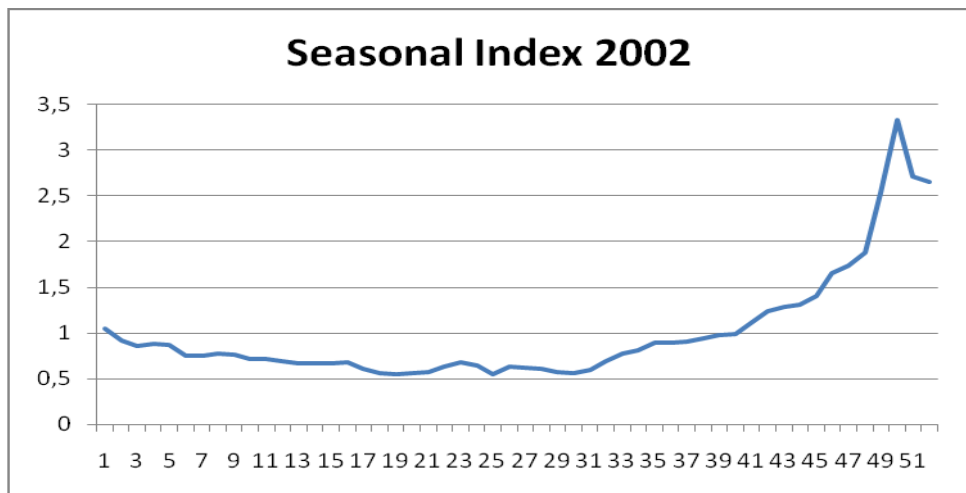
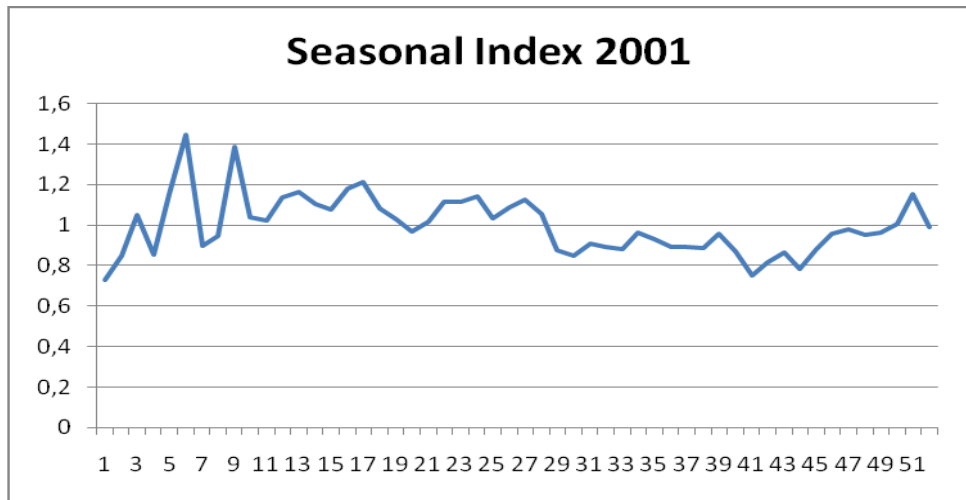
Ydinenergi laki 990/1987. Luotu 11.12.1987.

LIITE 1. Seasonal-index 1998–2009.



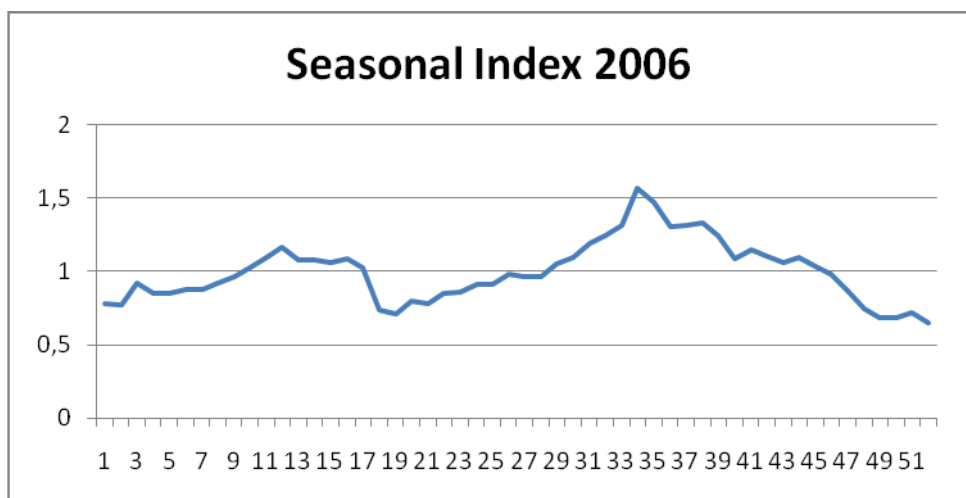
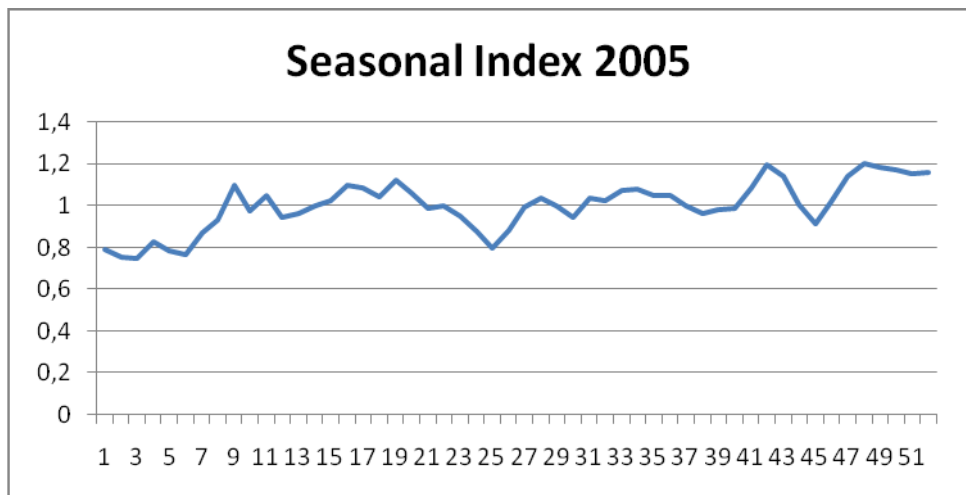
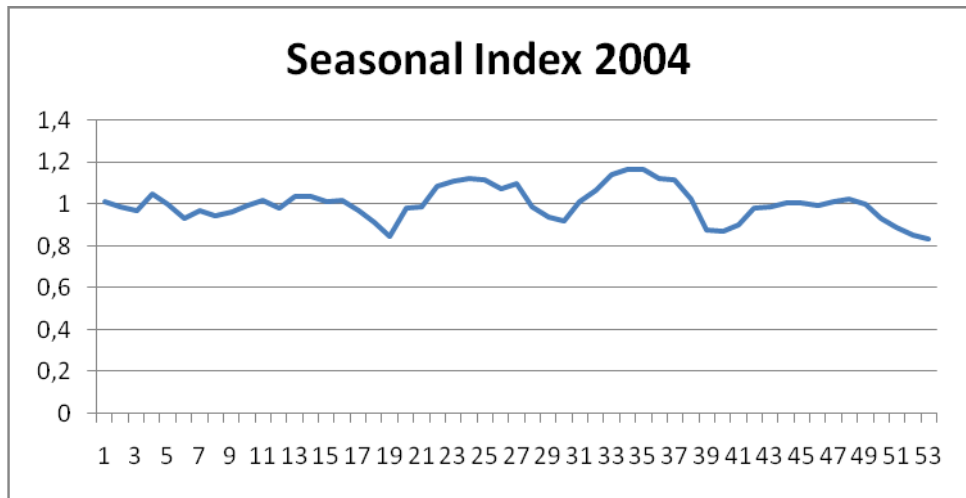
(jatkuu)

LIITE 1 jatkoa.



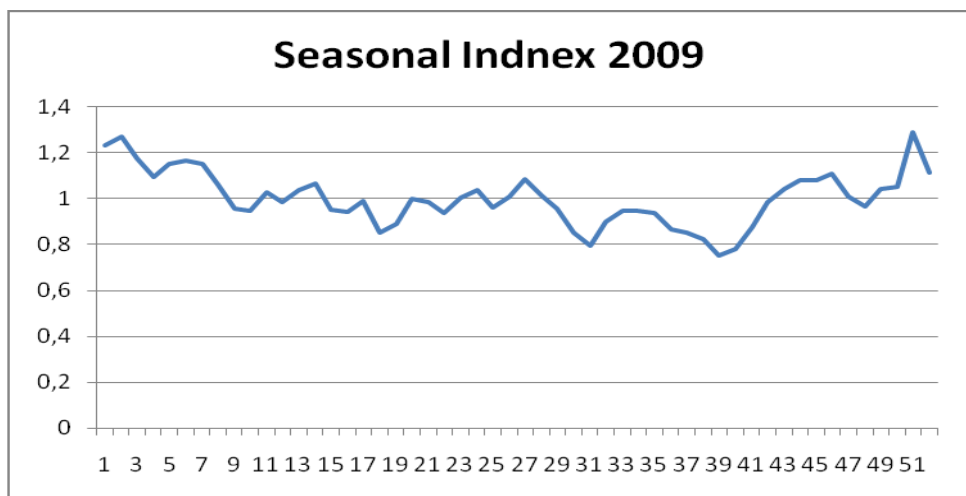
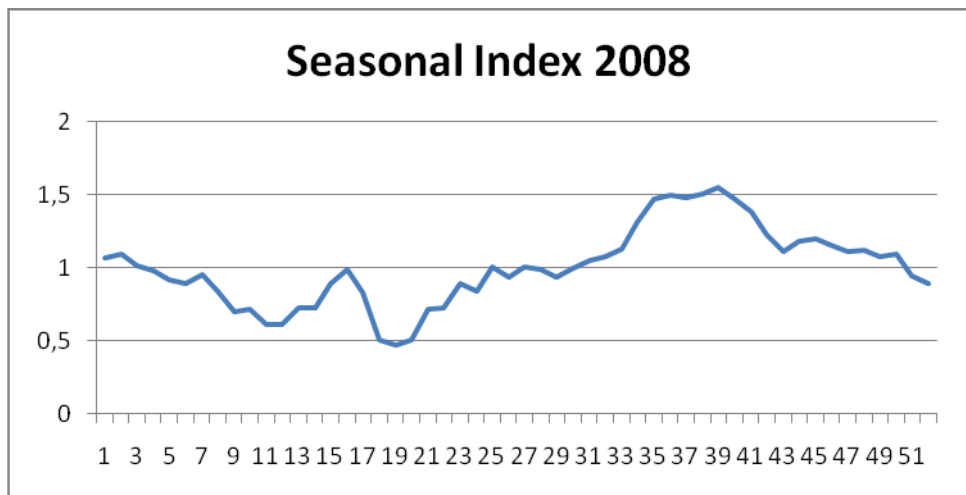
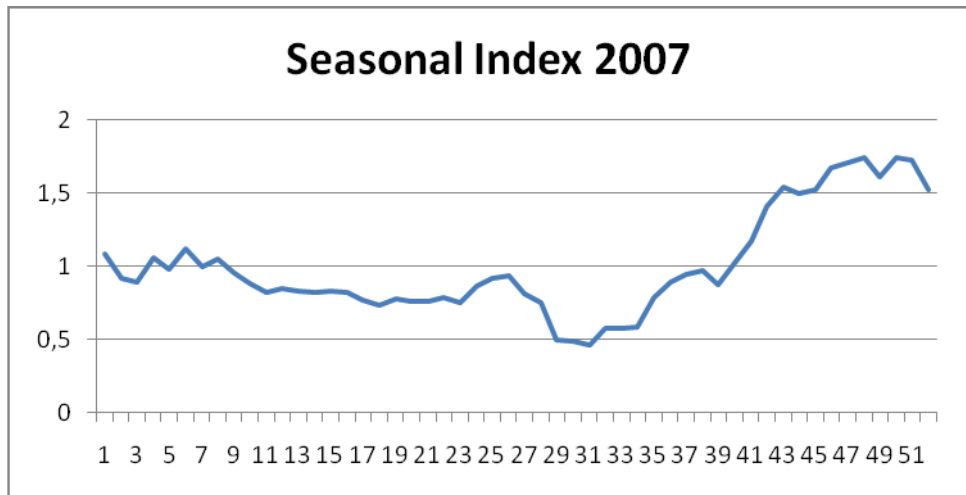
(jatkuu)

LIITE 1 jatkoa.



(jatkuu)

LIITE 1 jatkoa.



LIITE 2. Viikoittaiset systeemihinnat vuosilta 1998–2009 (Nord Pool Spot 2010).

VKO	1998 [€/MWh]	1999 [€/MWh]	2000 [€/MWh]	2001 [€/MWh]	2002 [€/MWh]	2003 [€/MWh]	2004 [€/MWh]	2005 [€/MWh]	2006 [€/MWh]	2007 [€/MWh]	2008 [€/MWh]	2009 [€/MWh]	KA
1	19,21873	16,17679	14,83131	16,92994	27,76411	96,86524	29,11042	23,24411	38,12405	30,17625	47,62345	43,0956	33,6
2	19,47273	16,72417	14,38774	19,72798	24,22982	103,6457	28,57762	22,29304	37,63542	25,62583	48,76798	44,47792	33,8
3	18,79769	14,81107	14,92738	24,27089	22,81482	62,79518	27,89161	22,0378	44,86214	24,89411	45,32006	41,10089	30,4
4	19,87193	16,28625	21,05827	19,825	23,29345	45,88149	30,29702	24,42917	41,72565	29,38708	43,63946	38,28673	29,5
5	19,91459	14,75167	14,56637	26,77732	22,95875	43,86113	28,88399	23,08226	41,44536	27,16351	40,89387	40,35179	28,7
6	19,7125	15,98363	12,33095	33,49286	19,88339	46,4456	26,9906	22,635	42,62054	31,29708	39,91262	40,78107	29,3
7	17,72544	14,48631	12,68202	20,7606	20,02702	48,19577	27,99417	25,64137	42,69333	27,77637	42,52565	40,41083	28,4
8	16,66772	13,50024	12,65601	21,99375	20,45006	51,03375	27,18744	27,37185	44,83179	29,28446	37,26452	37,16458	28,3
9	15,52495	12,21298	11,46214	32,11	20,15119	48,60887	27,86244	32,14679	47,15149	26,43702	31,07554	33,51893	28,2
10	17,05239	12,78512	11,04863	24,06958	19,05256	47,00482	28,58601	28,71863	50,07679	24,57512	31,86482	33,14768	27,3
11	16,5481	12,3378	11,18554	23,74851	19,01714	42,3003	29,40494	30,7628	53,50018	22,94571	27,20607	36,01321	27,1
12	14,43514	12,35377	11,2415	26,37114	18,23048	36,00393	28,38113	27,74928	56,83892	23,54599	27,13262	34,40274	26,4
13	14,55306	11,50101	13,88298	26,91262	17,70743	31,70192	29,96407	28,26	52,43857	22,96071	32,14545	36,33371	26,5
14	14,9145	10,82369	16,54637	25,62542	17,74369	30,56042	29,8122	29,40899	52,55137	22,93006	32,36827	37,24423	26,7
15	14,17247	10,87226	13,77417	24,9453	17,70036	34,00167	29,23238	30,03304	51,62179	23,05417	39,99286	33,37339	26,9
16	15,08943	10,43417	11,25774	27,39232	18,16179	31,235	29,3222	32,26399	52,92518	22,77327	44,19	33,00798	27,3
17	14,7036	9,399583	10,03339	28,03464	16,23405	30,27899	27,88411	31,8722	50,05446	21,30232	37,21863	34,56506	26
18	12,5994	11,21589	9,260417	25,14256	15,0122	31,01274	26,34054	30,52012	35,83375	20,36244	22,53619	29,85446	22,5
19	13,37806	12,74071	9,905238	23,83542	14,60137	32,68226	24,49405	33,01351	34,84827	21,62214	20,9281	31,11167	22,8
20	11,83352	11,14786	8,713929	22,4169	15,01512	31,9406	28,33827	31,22768	39,11589	21,10125	22,52607	34,94155	23,2
21	12,89057	10,67286	9,811964	23,60815	15,1053	27,39256	28,56083	29,05292	38,23851	21,18095	32,00006	34,45024	23,6
22	14,2507	11,21494	9,21619	25,83429	16,76315	23,82994	31,33315	29,35952	41,36595	21,94476	32,28851	32,80649	24,2
23	14,78006	10,24726	10,64726	25,79923	17,87339	23,26512	31,93667	27,89381	42,03583	20,79327	39,92024	35,1919	25
24	14,81269	9,967798	10,87357	26,42321	16,96095	24,08714	32,36851	25,72714	44,4931	24,0131	37,55012	36,3519	25,3
25	13,79381	9,270536	10,59375	23,91548	14,54274	25,33107	32,12946	23,47583	44,43202	25,43018	44,90554	33,71226	25,1
26	13,81554	9,079226	10,23845	25,19369	16,82625	26,7903	31,02054	25,95006	47,90839	26,15577	41,91375	35,29583	25,8
27	11,59171	10,0025	7,72744	26,06738	16,33935	27,48929	31,57494	29,23845	47,00149	22,67702	44,96607	38,0578	26,1
28	9,668361	8,655833	6,023571	24,45155	16,07917	25,71071	28,46935	30,45774	46,94732	20,91048	44,00696	35,53619	24,7
29	7,696667	7,009464	4,776488	20,37595	15,25518	27,85911	27,10887	29,30494	51,10917	13,75667	41,83976	33,42613	23,3

(jatkuu)

LIITE 2 jatkoa.

VKO	1998 [€/MWh]	1999 [€/MWh]	2000 [€/MWh]	2001 [€/MWh]	2002 [€/MWh]	2003 [€/MWh]	2004 [€/MWh]	2005 [€/MWh]	2006 [€/MWh]	2007 [€/MWh]	2008 [€/MWh]	2009 [€/MWh]	KA
30	6,207237	7,243274	6,100476	19,65048	14,8978	28,70143	26,60827	27,77458	53,37363	13,56339	44,49417	29,84494	23,2
31	6,317404	9,769405	9,062381	21,11607	15,86899	30,18185	29,20815	30,42024	57,78208	12,7475	46,70958	27,83851	24,8
32	6,389042	12,04298	10,28333	20,72536	18,20196	36,19899	30,8397	30,13565	60,6778	15,94173	47,91333	31,42613	26,7
33	7,795237	14,64399	9,590298	20,4275	20,43744	35,46887	32,92685	31,45446	63,70179	15,8619	50,53274	33,09161	28
34	6,262923	16,33339	9,311131	22,31679	21,66458	30,0425	33,57149	31,66137	76,15083	16,19696	58,56274	33,17768	29,6
35	5,770019	16,59006	11,08929	21,58155	23,5706	31,16762	33,57714	30,74827	71,58202	21,7678	65,89024	32,8047	30,5
36	9,709436	16,35815	12,87167	20,71137	23,7172	32,9981	32,29321	30,69976	63,3172	24,71893	66,91798	30,30869	30,4
37	10,65593	16,94756	14,50274	20,6925	24,09863	32,85929	32,19762	29,31637	64,08536	26,36018	65,95929	29,7053	30,6
38	8,047325	15,76411	15,1653	20,55006	24,96929	32,58024	29,56625	28,21589	64,80815	27,06321	67,41464	28,85435	30,2
39	9,127314	14,18554	15,29494	22,21542	25,95214	30,73607	25,26119	28,79643	60,69137	24,2453	69,28054	26,27155	29,3
40	11,9232	15,80857	15,17756	20,20952	26,2025	32,22881	25,15988	29,03208	52,8031	28,57661	65,93244	27,25024	29,2
41	13,42121	16,69208	16,16506	17,47565	29,64321	32,43262	26,11577	31,91429	55,8894	32,61024	61,80869	30,6847	30,4
42	13,03156	17,12518	15,37083	18,87976	32,85756	35,74226	28,30536	35,12952	53,93976	39,3956	54,575	34,44994	31,6
43	12,78114	16,44065	15,06627	20,00828	34,05166	37,90811	28,44923	33,37805	51,71249	43,02089	49,51379	36,5342	31,6
44	12,90966	14,51875	16,10351	18,14214	34,74619	36,61375	29,06006	29,46405	53,35554	41,71315	52,69518	37,80387	31,4
45	15,69234	14,62238	15,82083	20,48536	37,4722	36,98327	29,04946	26,85643	50,45839	42,61565	53,57458	37,77286	31,8
46	16,80721	16,57173	17,28542	22,22613	43,93024	37,25464	28,75149	29,90161	47,82268	46,70887	51,4219	38,89821	33,1
47	18,90936	15,70565	17,06929	22,70851	46,31726	35,76661	29,13702	33,53911	42,19304	47,70702	49,71071	35,31131	32,8
48	17,39594	15,91256	16,90696	22,0753	49,98357	35,26845	29,53768	35,24911	36,3878	48,6325	50,20512	33,77899	32,6
49	17,73657	16,47857	15,97988	22,33274	67,3772	34,05577	28,86756	34,75333	33,64125	44,92512	47,96411	36,48899	33,4
50	21,30124	21,78881	15,84202	23,26893	88,62339	33,35631	26,94923	34,28143	33,28554	48,67042	48,79304	36,87571	36,1
51	17,46351	15,98458	19,79101	26,74899	72,2319	30,96298	25,6306	33,7394	35,17583	48,19327	42,23804	45,18054	34,4
52	16,4142	15,44417	16,67089	22,98661	70,50744	26,92137	24,67393	34,00262	31,80458	42,51726	39,74655	38,95744	31,7
KA	13,87606	13,45457	12,73427	23,1459	26,59841	37,00462	28,97682	29,37762	48,63589	27,88136	44,73803	35,02545	

LIITE 3. Vesistövirtaamien poikkeamia vuosilta 1998–2009 (Nord Pool Spot 2010).



(jatkuu)

LIITE 3 jatkoa



(jatkuu)

LIITE 3 jatkoa

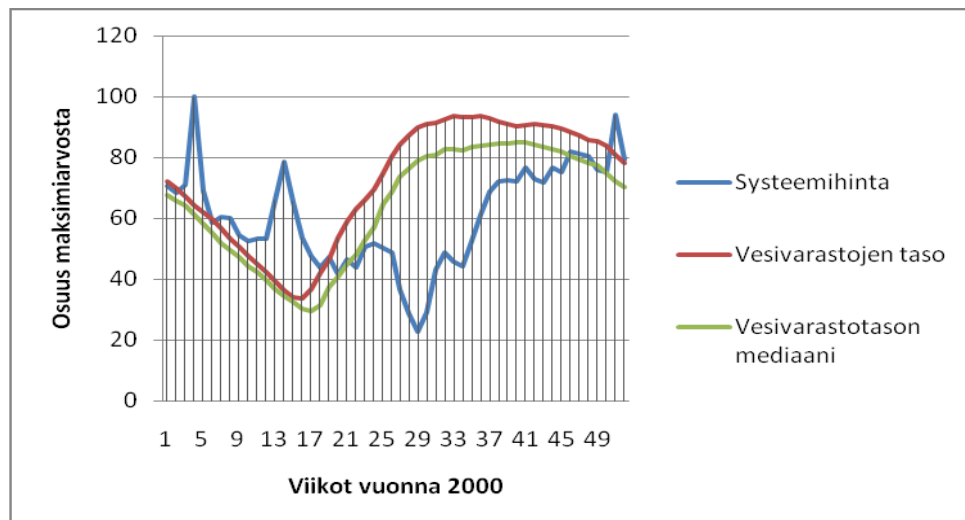
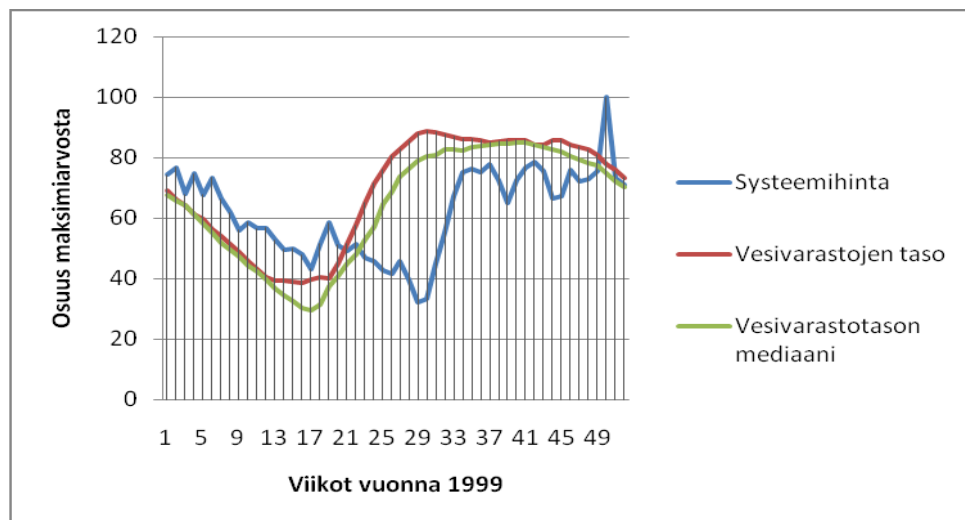
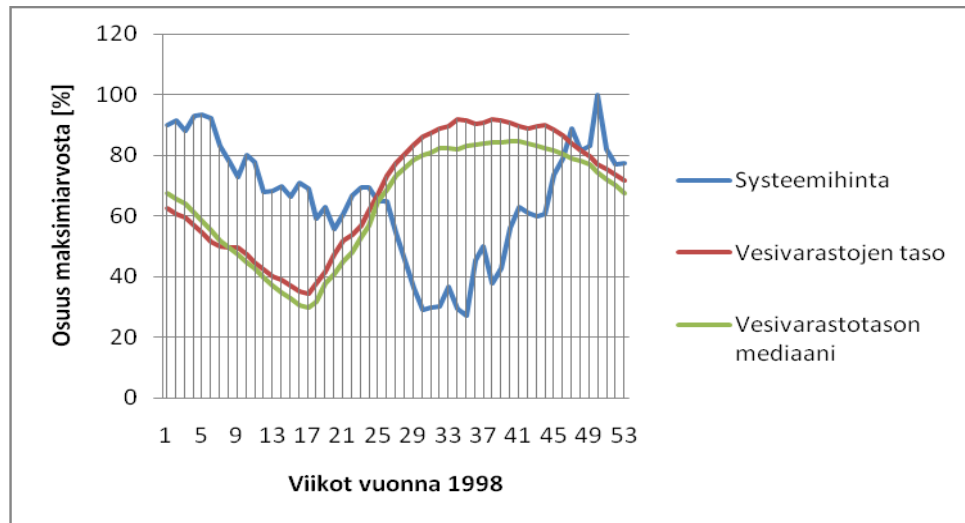


(jatkuu)

LIITE 3 jatkoa

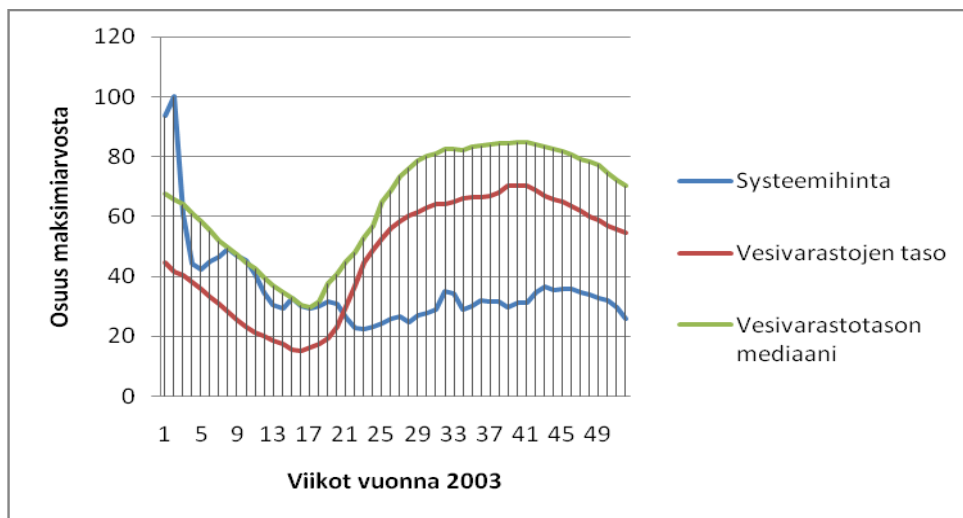
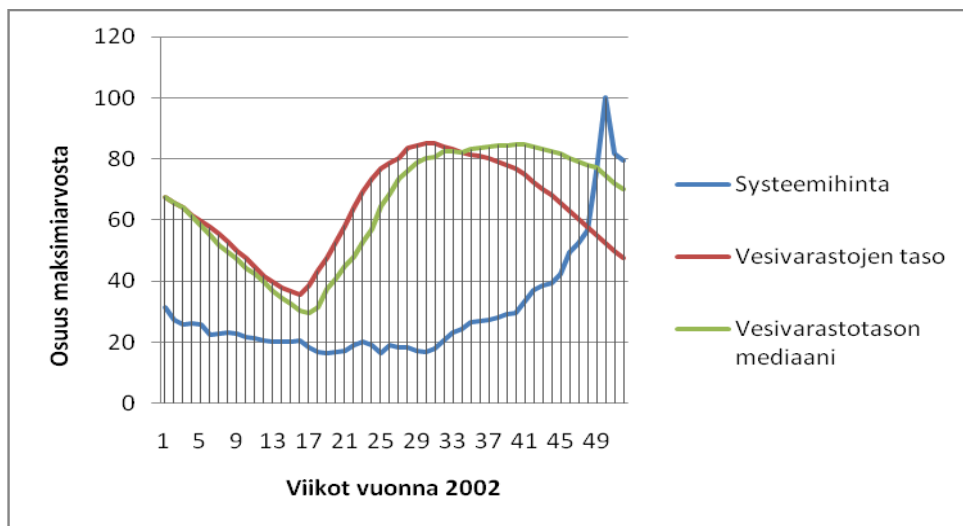
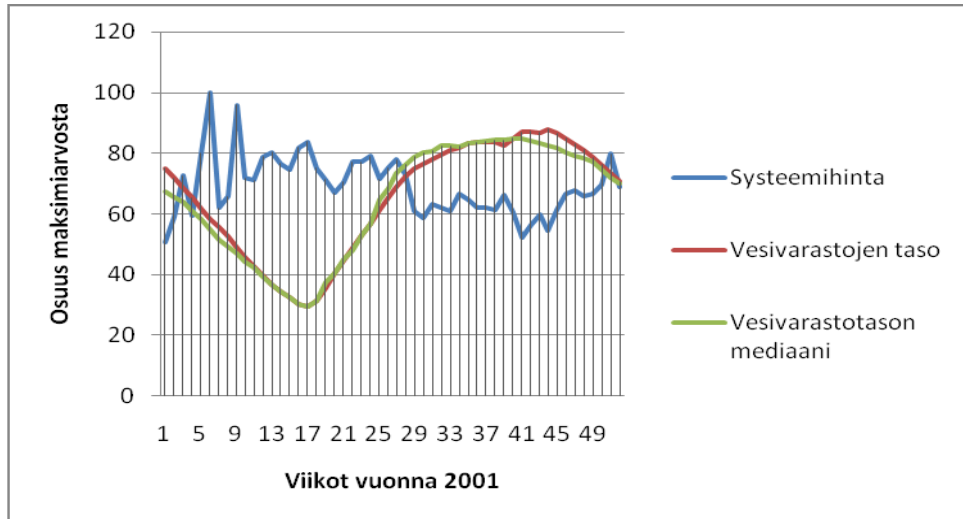


LIITE 4. Systeemihinnan vaihtelu ja vesivarastojen taso (Nord Pool Spot 2010).



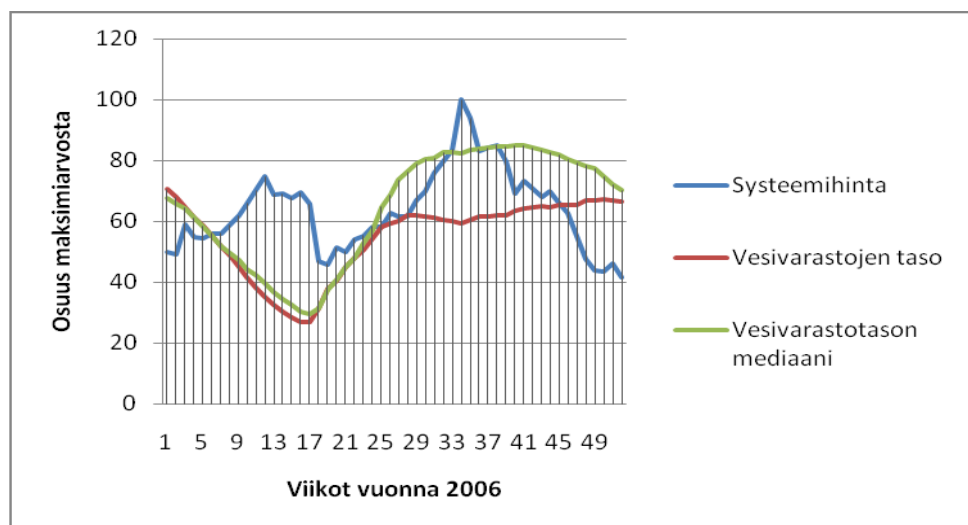
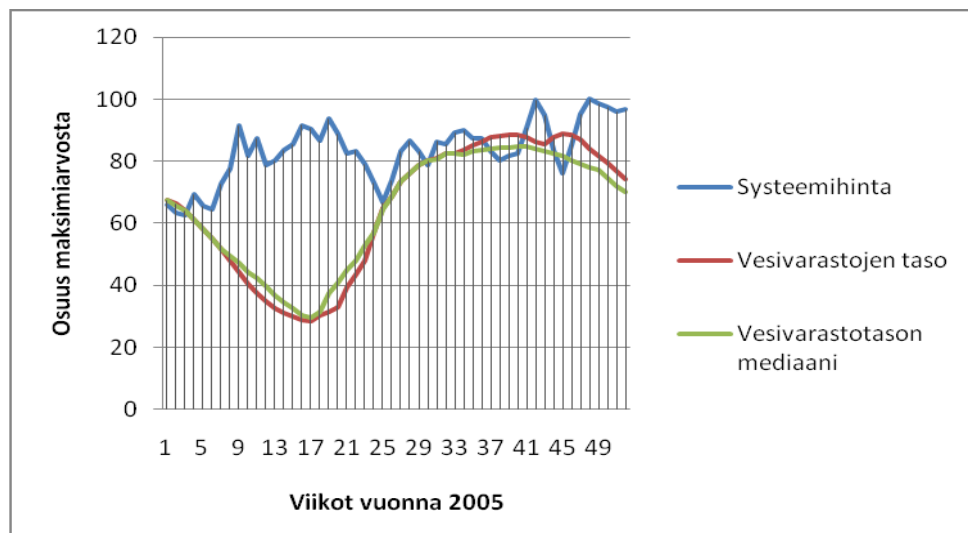
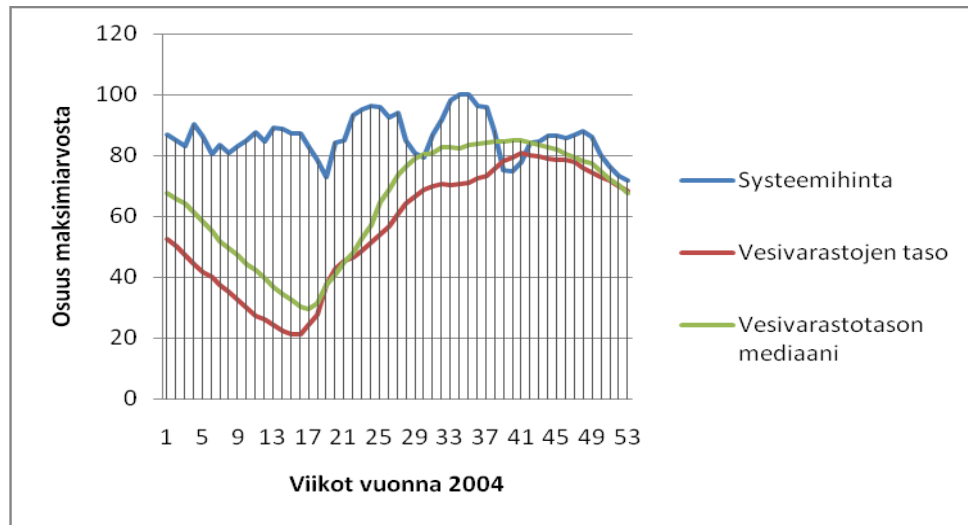
(jatkuu)

LIITE 4 jatkoa.



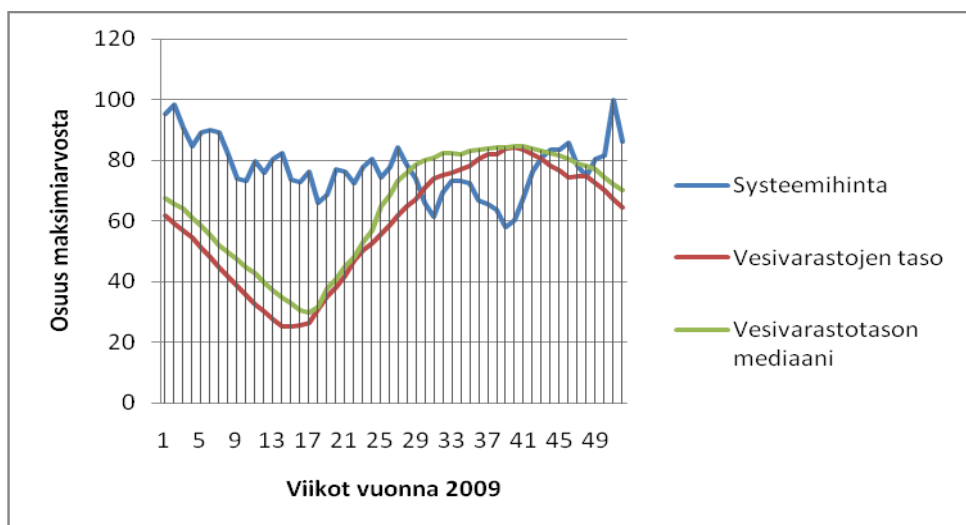
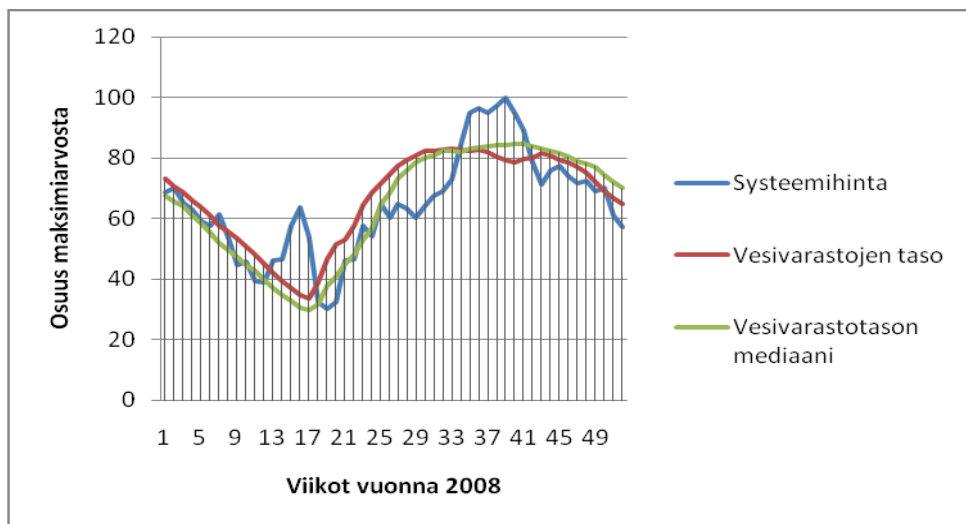
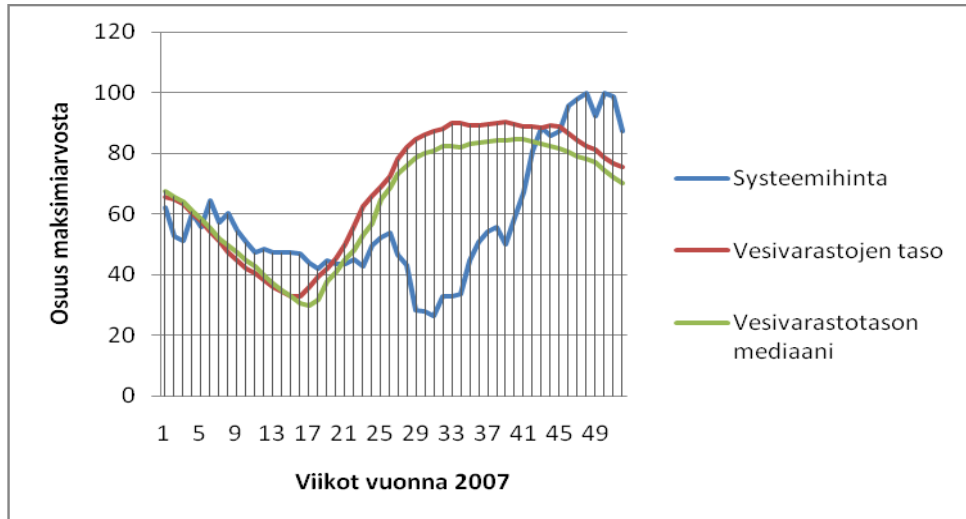
(jatkuu)

LIITE 4 jatkoa.



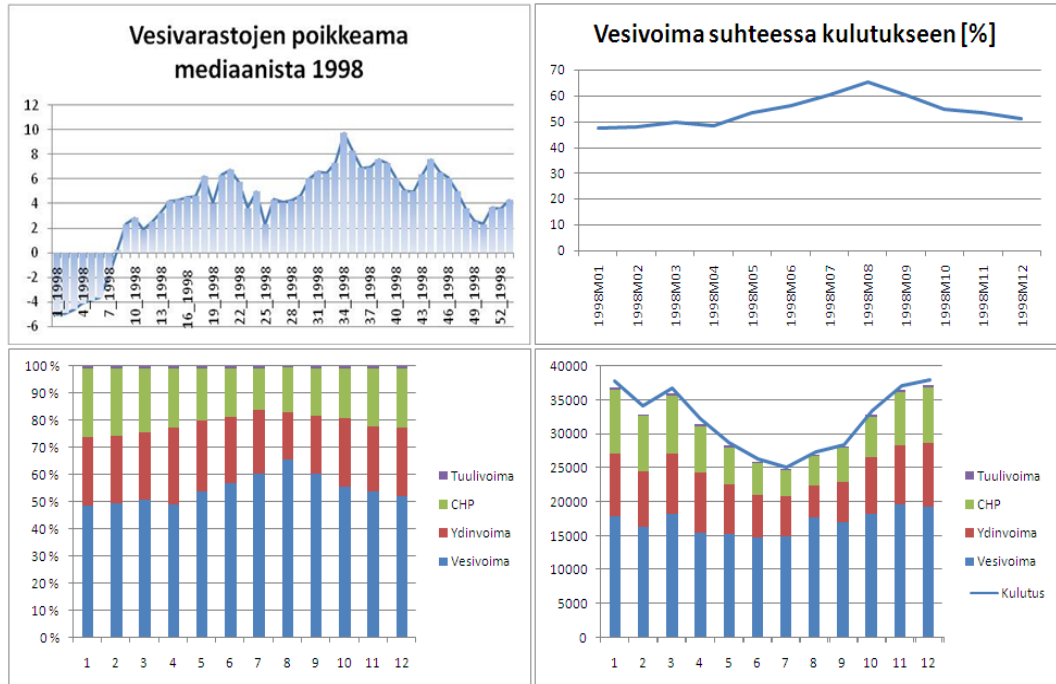
(jatkuu)

LIITE 4 jatkoa.

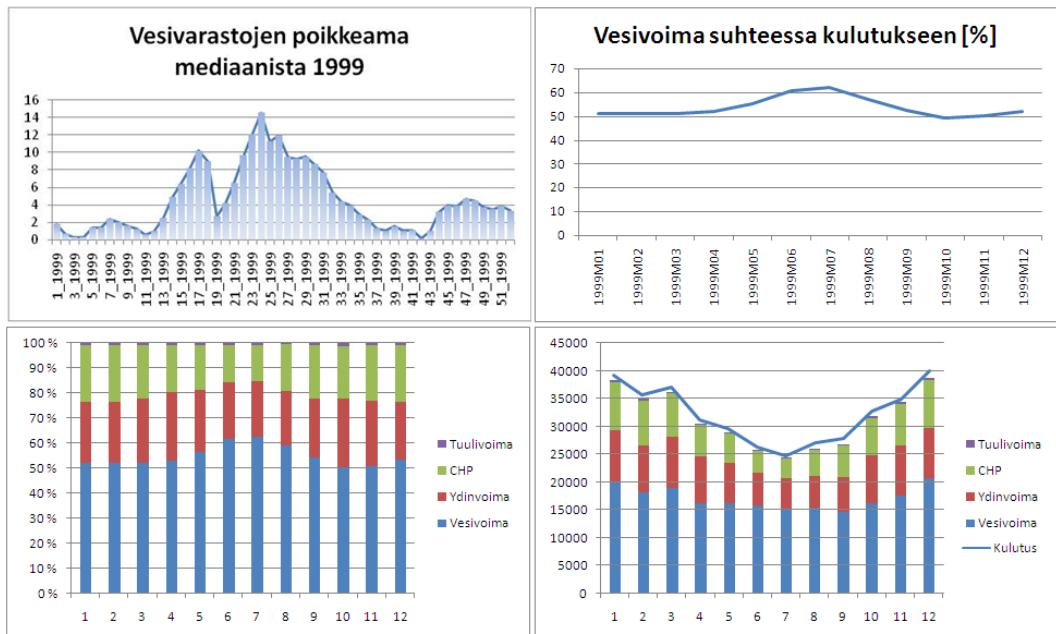


LIITE 5. Vesivoiman tuotantoon liittyviä tietoja (Nord Pool Spot 2010; Eurostat 2010).

1998:



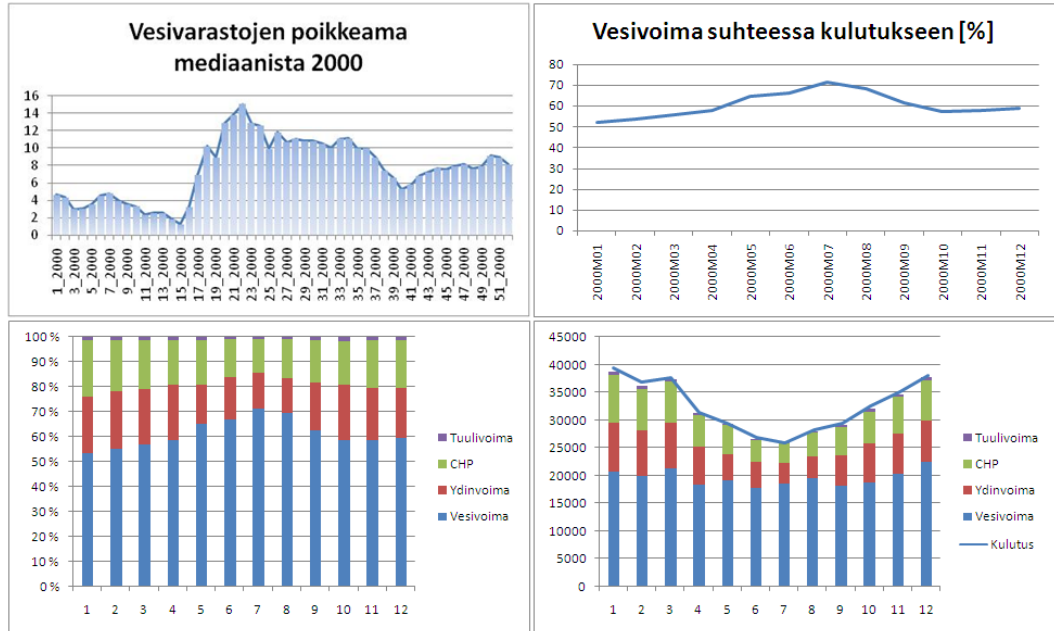
1999:



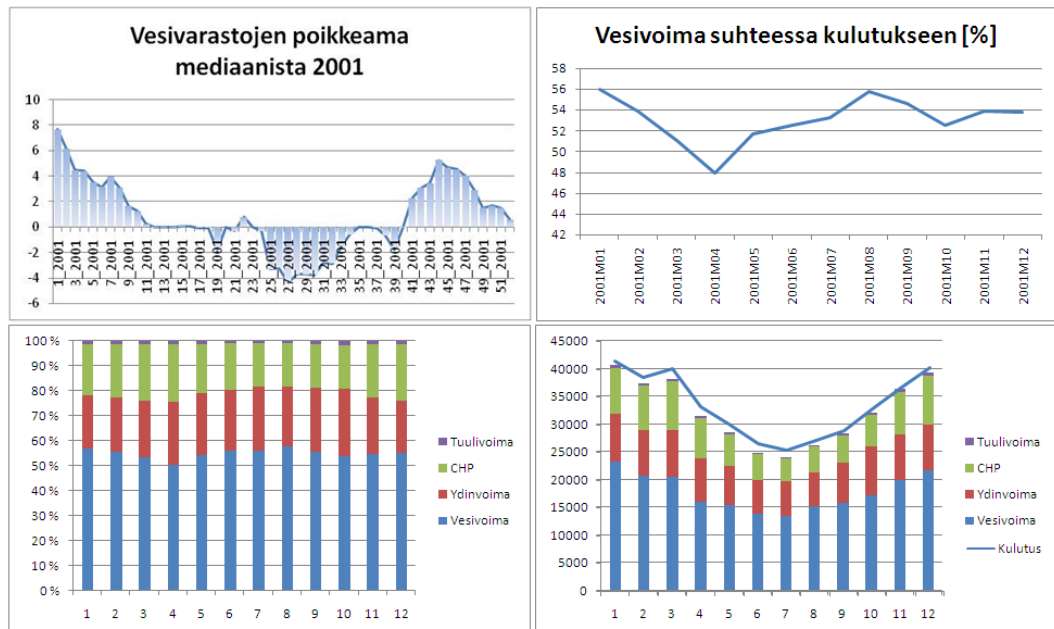
(jatkuu)

LIITE 5 jatkoa

2000:



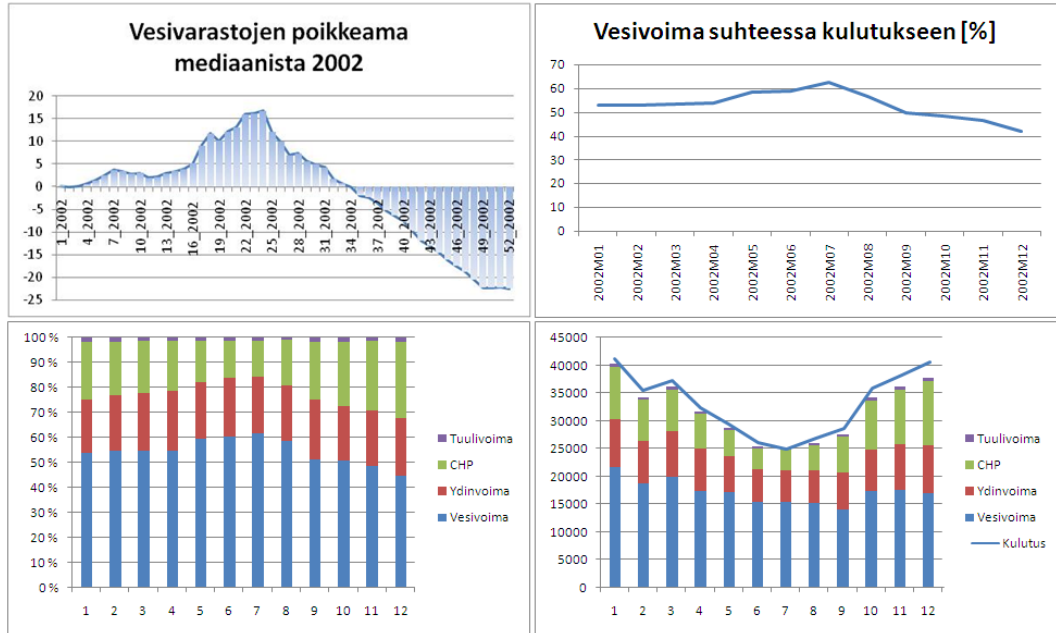
2001:



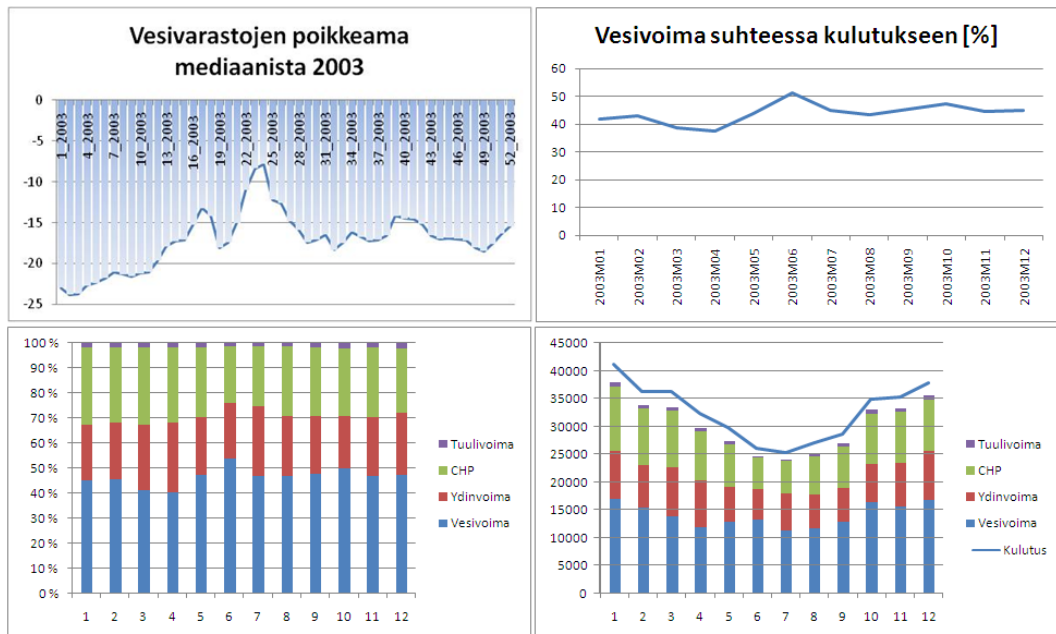
(jatkuu)

LIITE 5 jatkoa

2002:



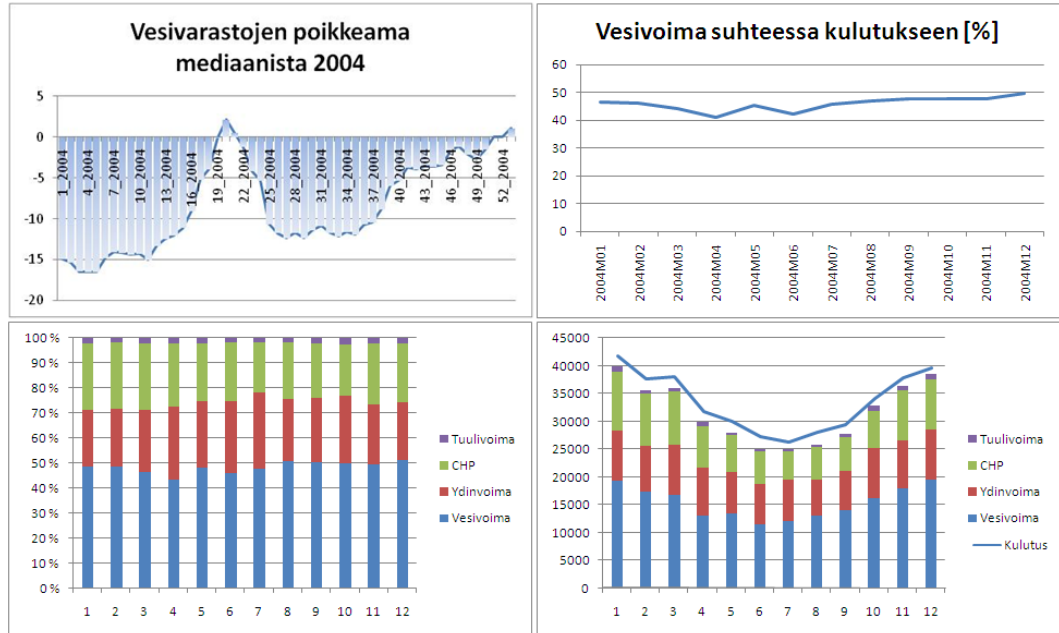
2003:



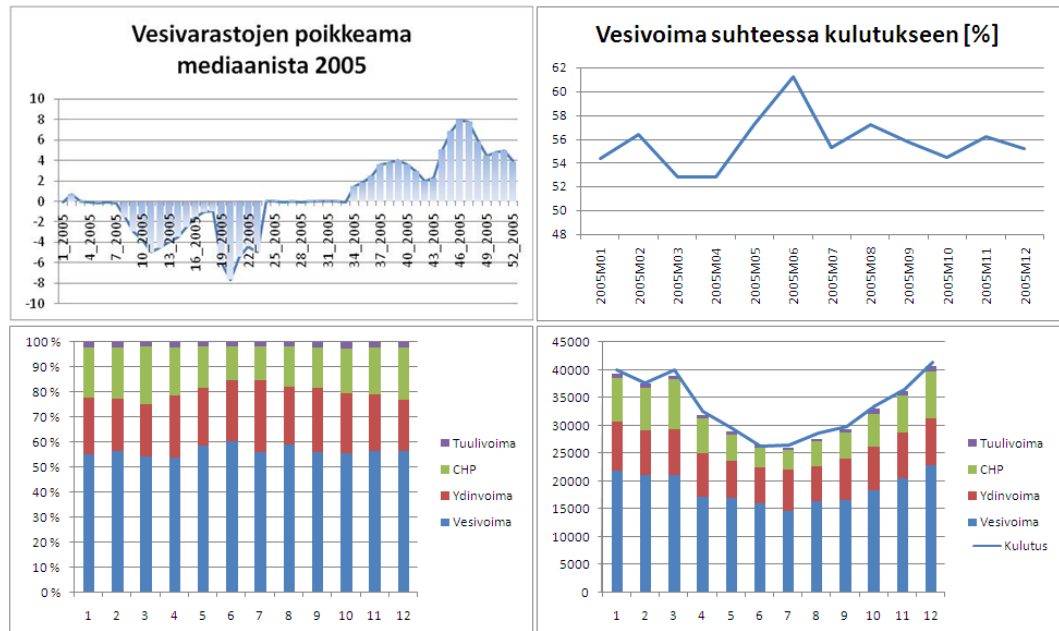
(jatkuu)

LIITE 5 jatkoa

2004:



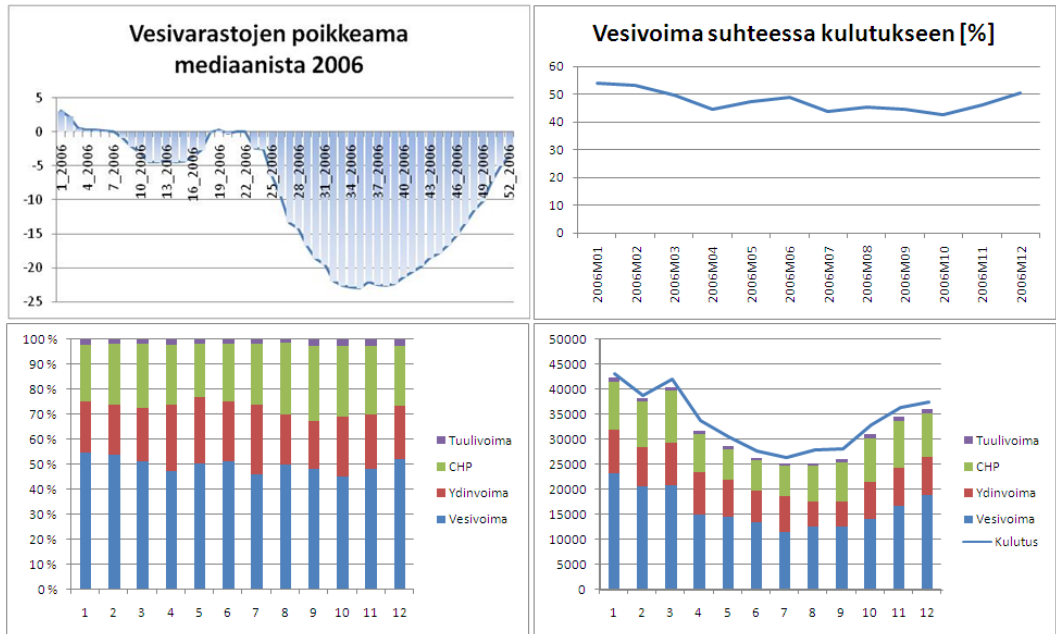
2005:



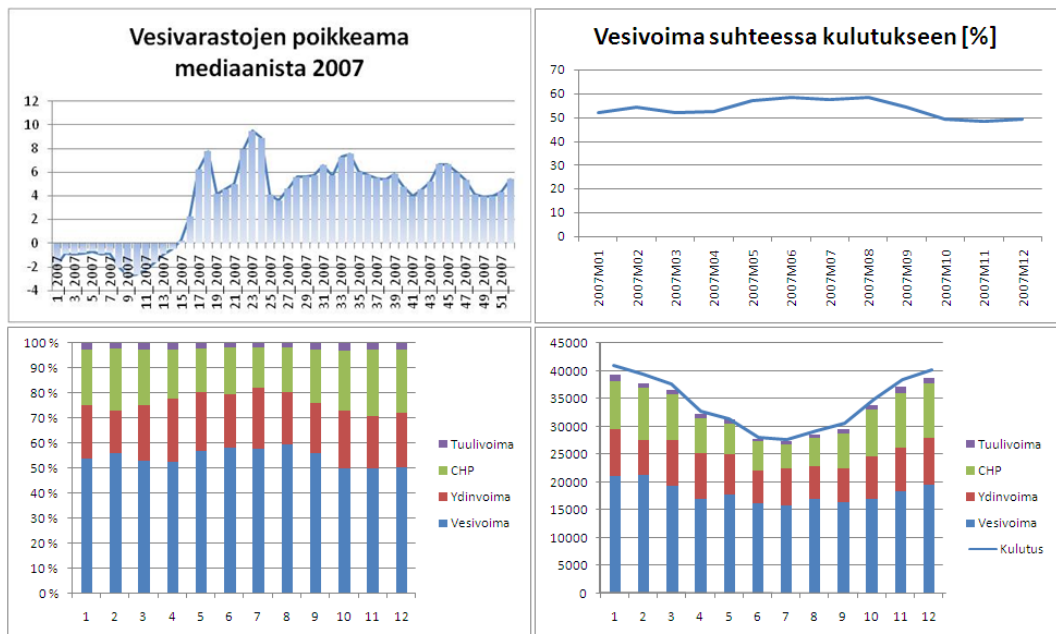
(jatkuu)

LIITE 5 jatkoa

2006:



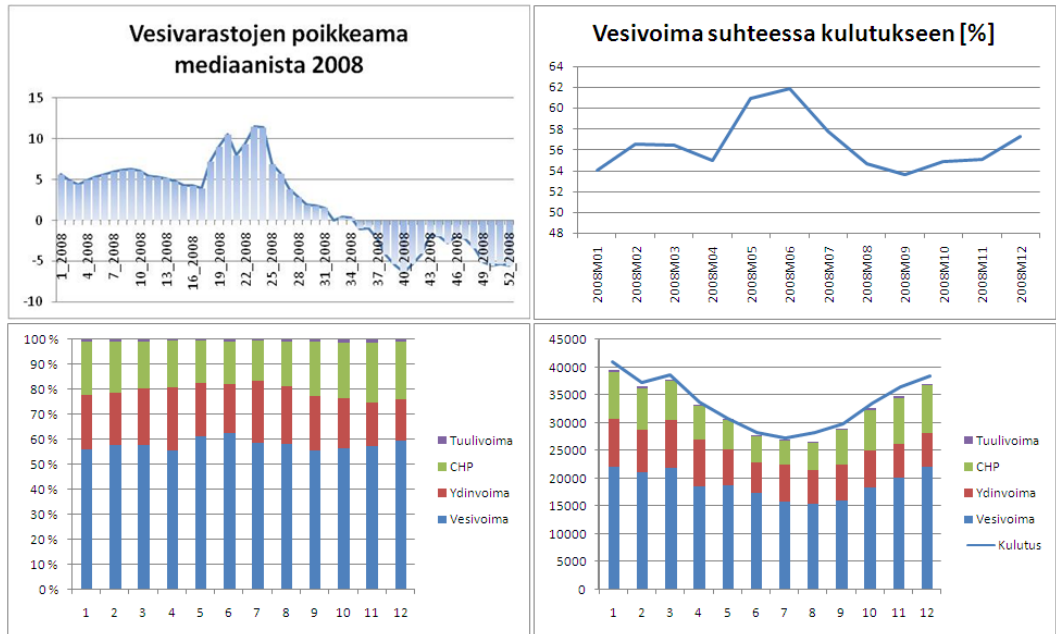
2007:



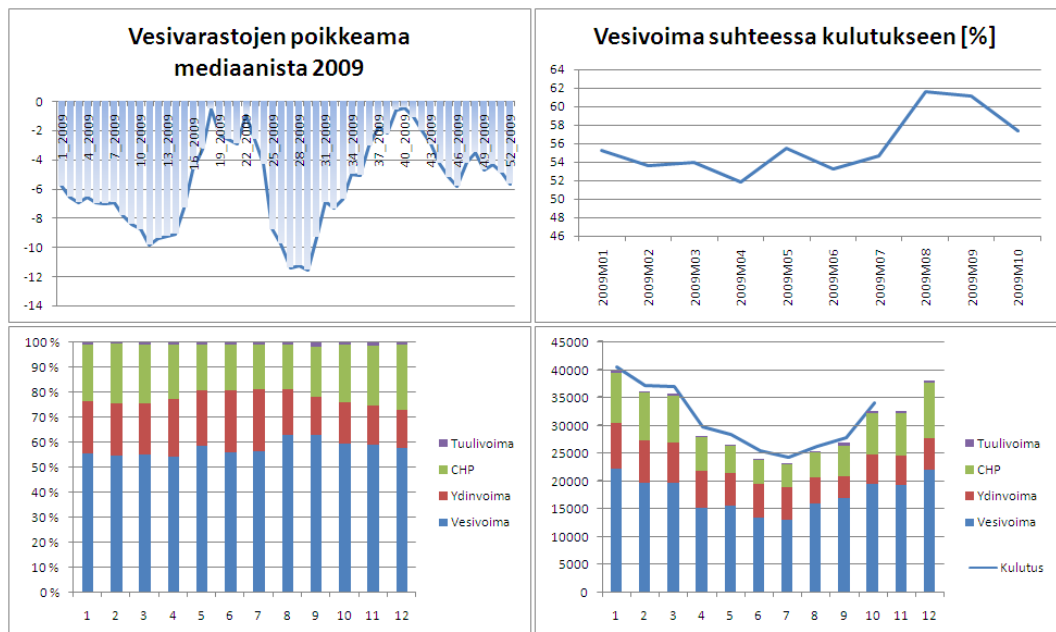
(jatkuu)

LIITE 5 jatkoa

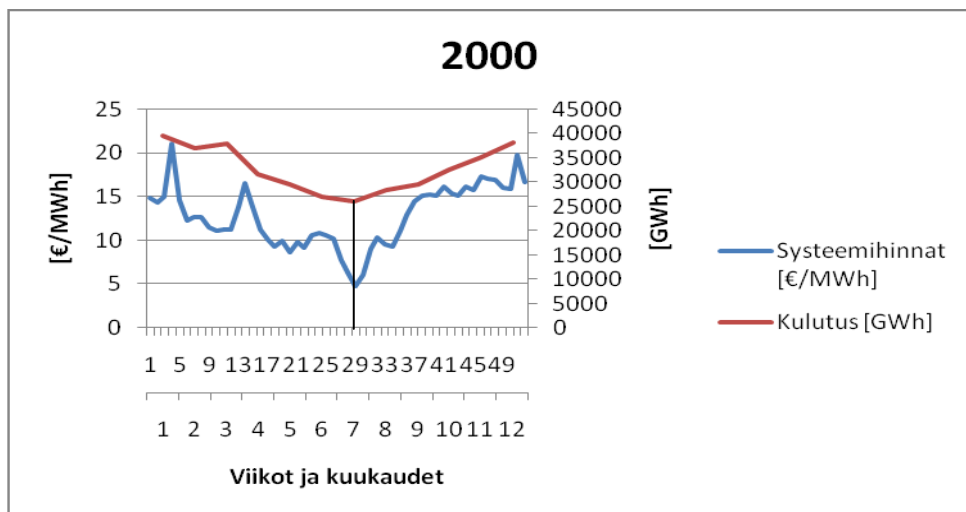
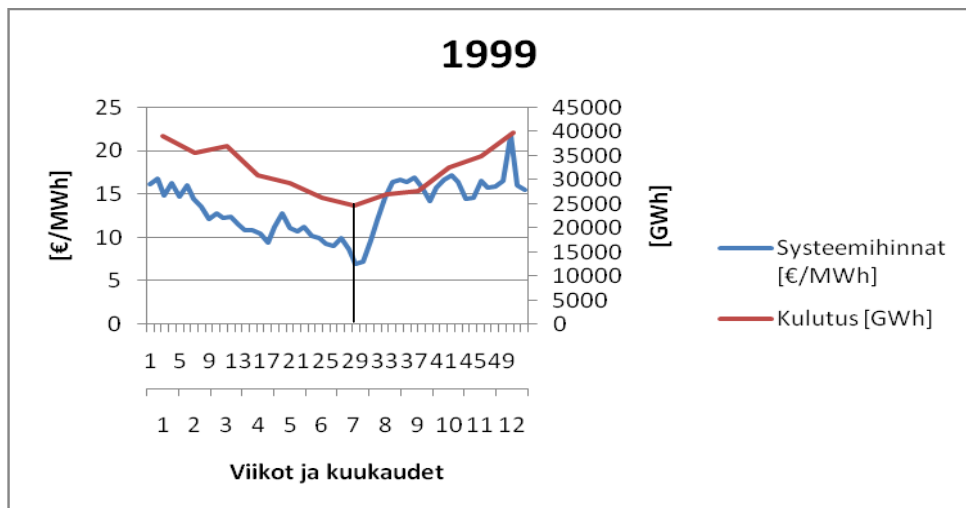
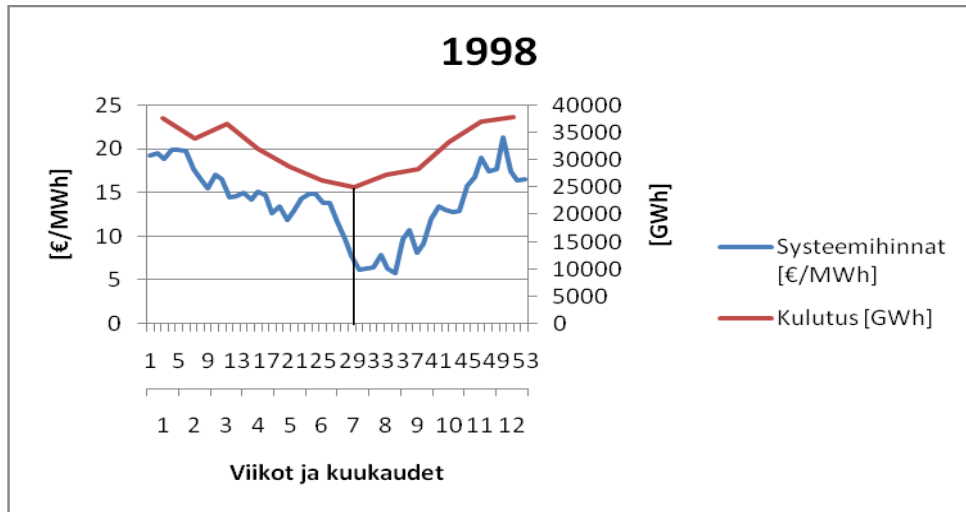
2008:



2009:

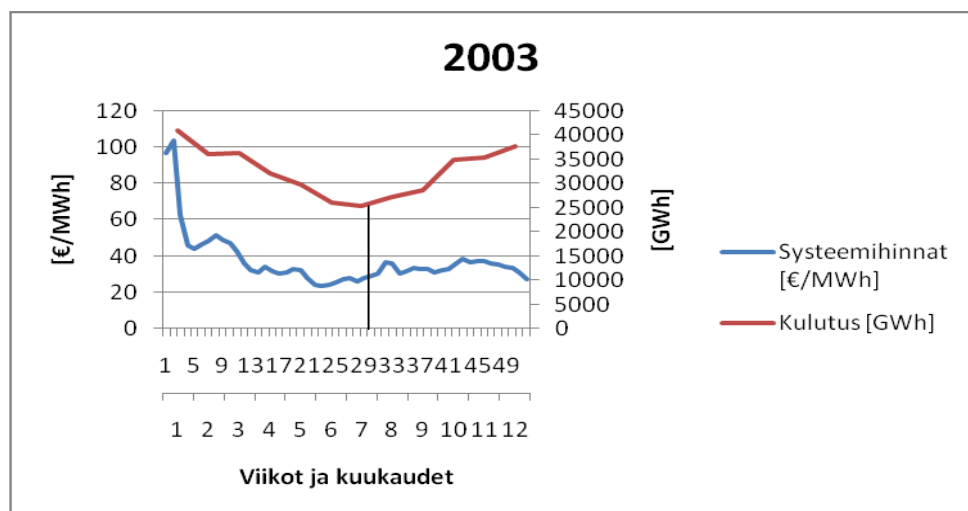
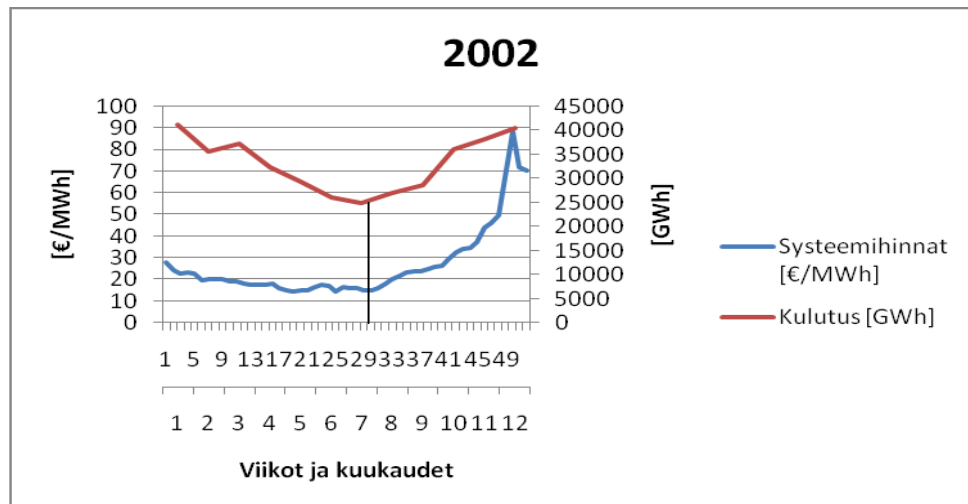
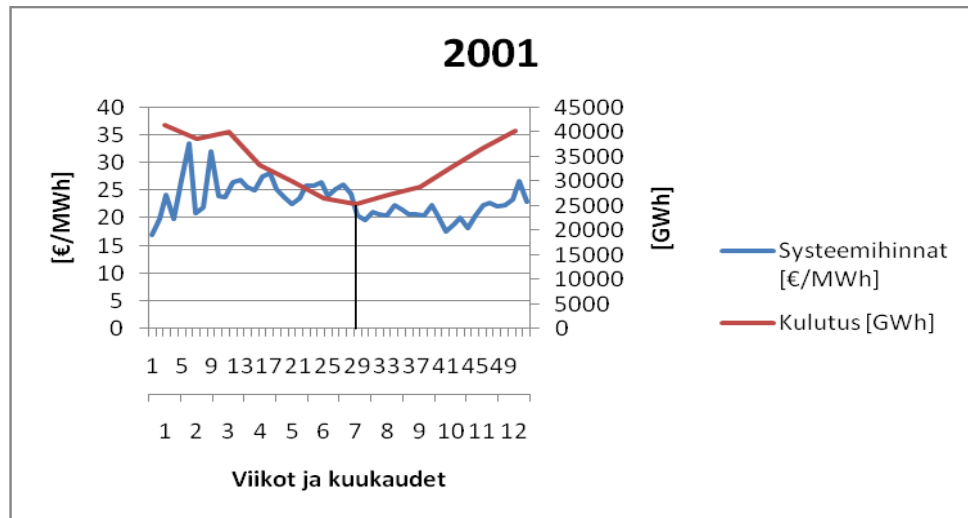


LIITE 6. Systeemihinta- ja kulutuskäyrät 1998–2009 (Nord Pool Spot 2010; Eurostat 2010).



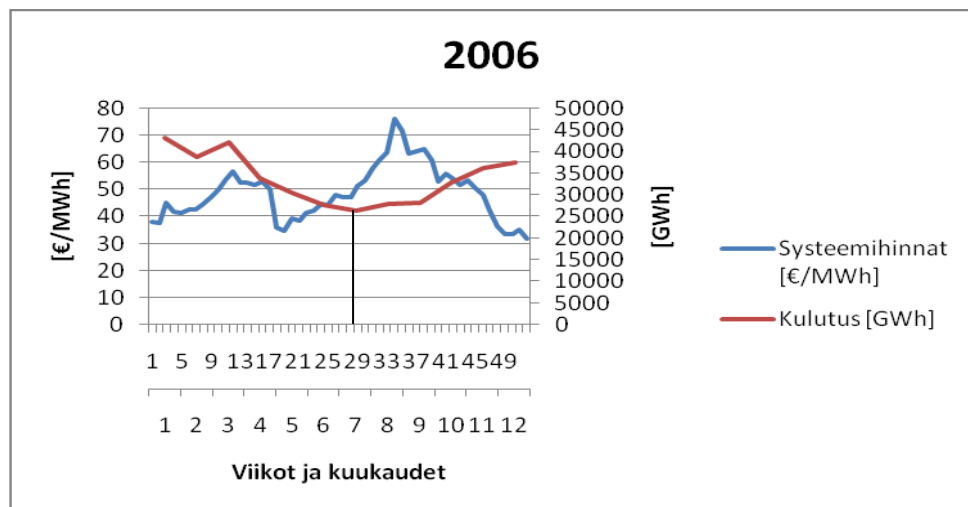
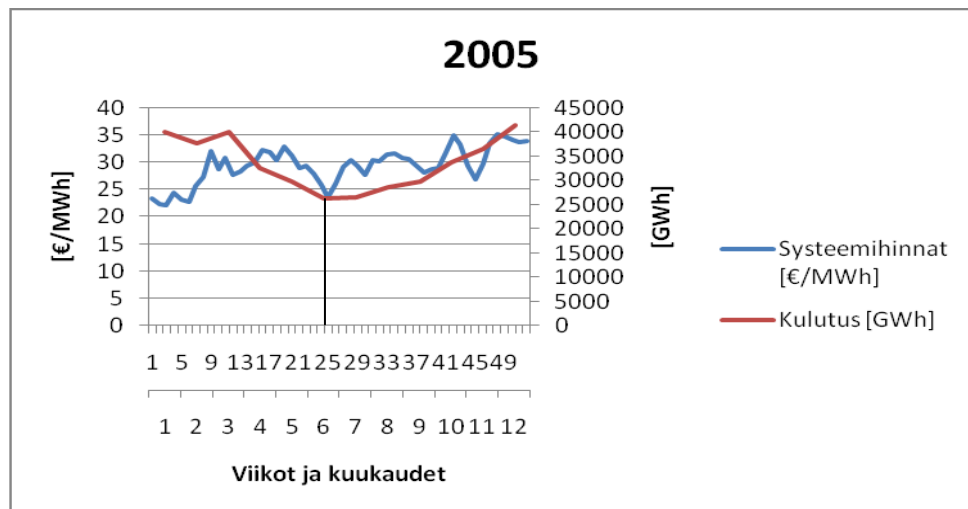
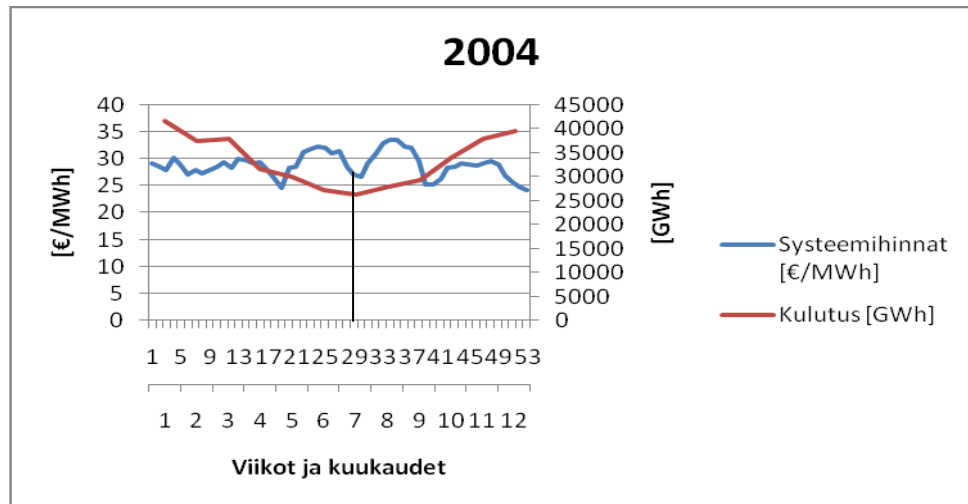
(jatkuu)

LIITE 6 jatkoa.



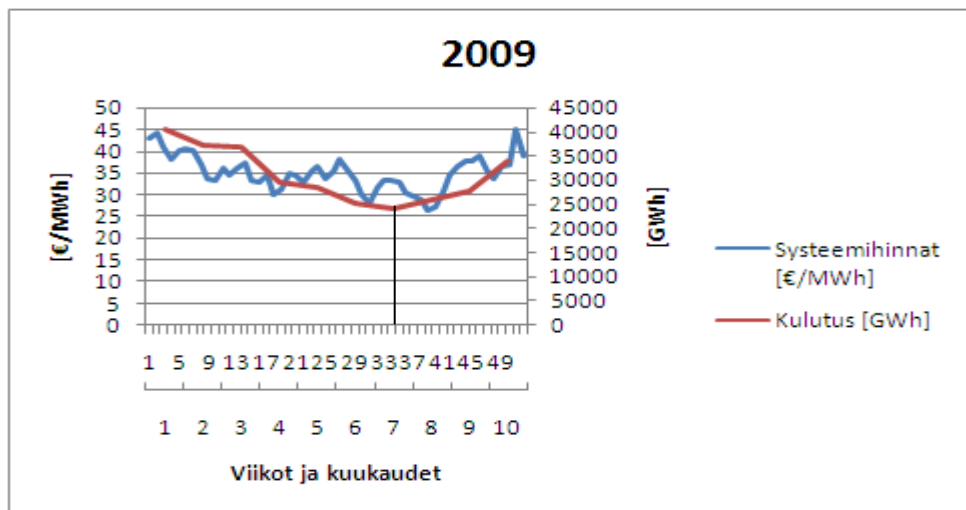
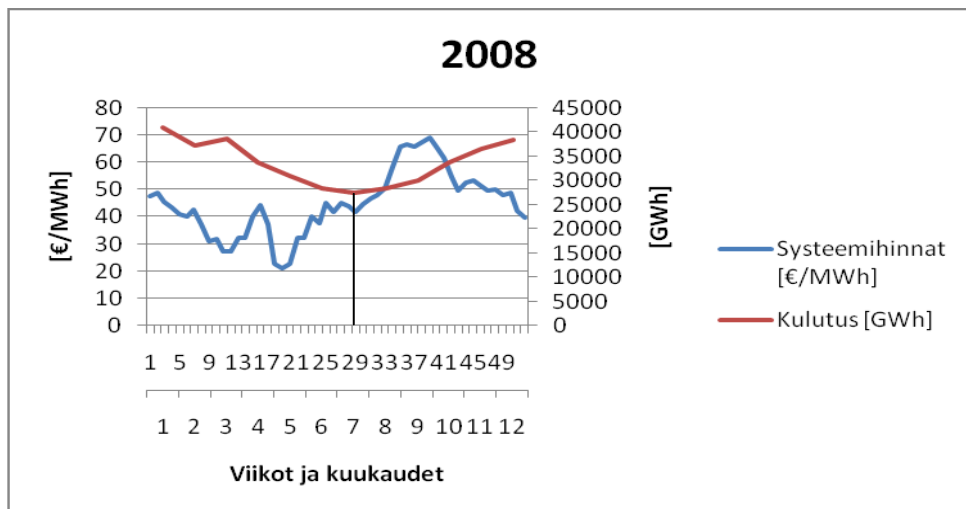
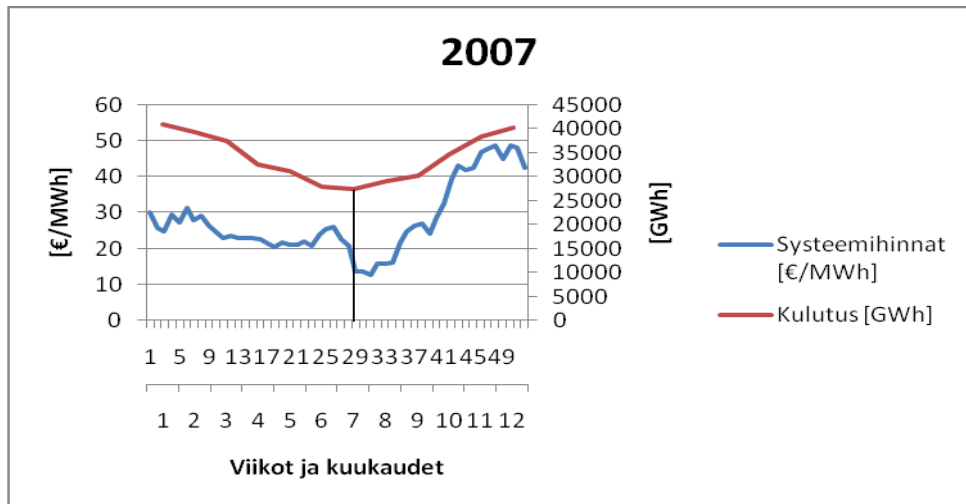
(jatkuu)

LIITE 6 jatkoa.



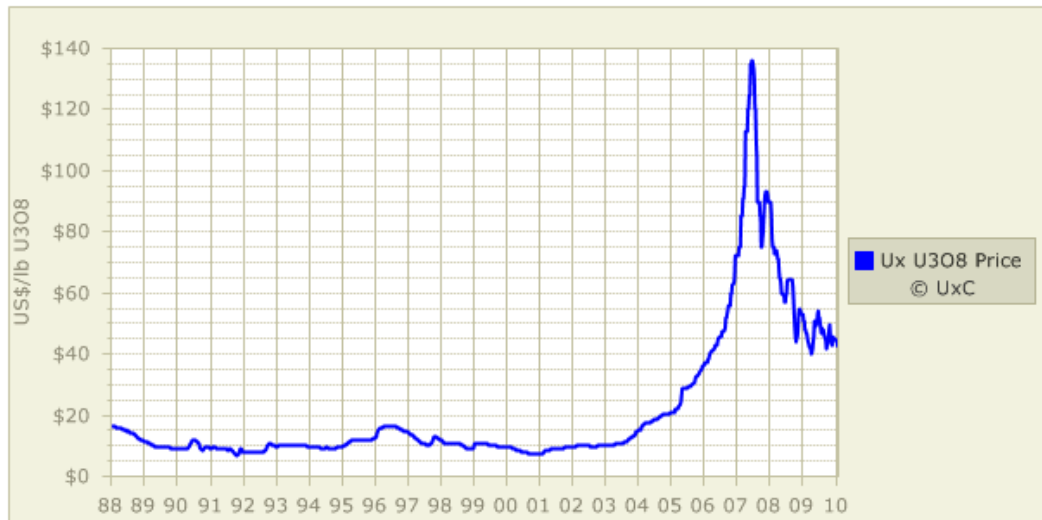
(jatkuu)

LIITE 6 jatkoa.

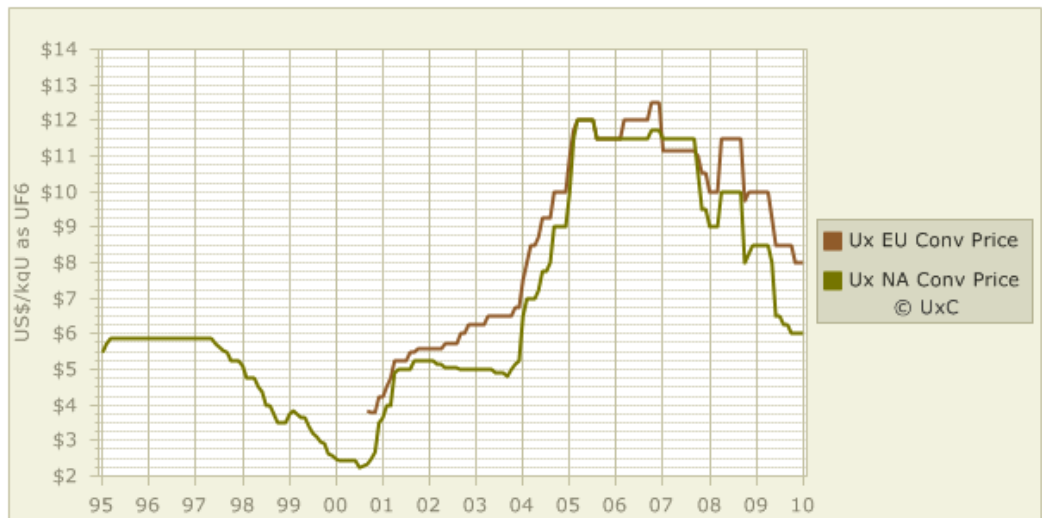


LIITE 7. Uraanin jalostusvaiheiden hintakehitys (The Ux Consulting Company 2009).

Raakauraanin, U_3O_8 , hintakehitys:



Konversion hintakehitys:



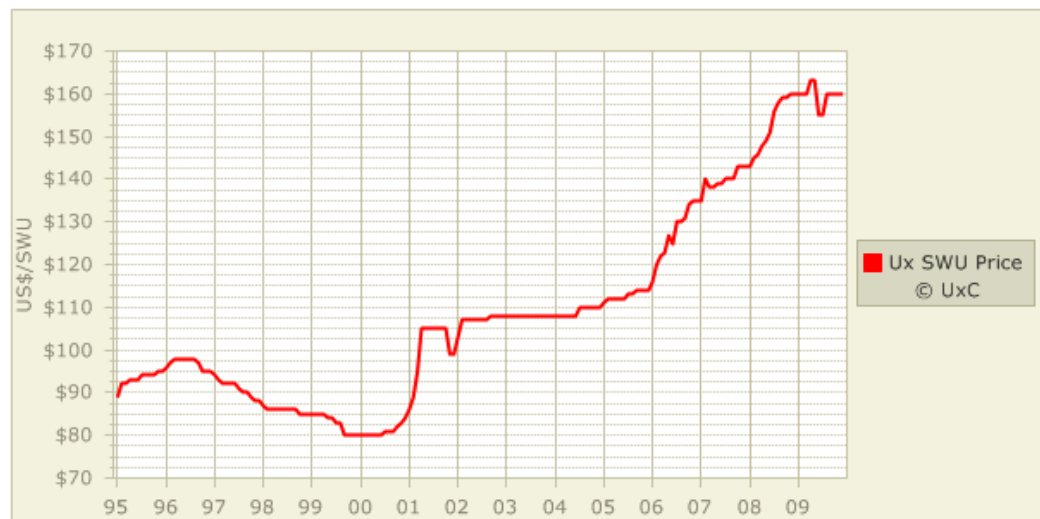
(jatkuu)

LIITE 7 jatkoa.

Uraaniheksafluoridin, UF₆, hintakehitys:



Väkevöintityön, SWU, hintakehitys:



LIITE 8. Esimerkki 12 kuukauden käyttöjakson polttoainekustannusten laskemisesta.

Tiedetään:

$$\begin{aligned} m_{GE14} &= 176,416 \text{ kg} & x_t &= 0,002 \\ m_p &= 155,507 \text{ kg} & x_f &= 0,00711 \\ T &= 8100 \text{ h} \\ B_{avg} &= 43,5 \text{ MWd/kgU} \end{aligned}$$

Lasketaan vaihdettava nippumäärä:

$$\begin{aligned} X &= \frac{P_{th} T}{B_{avg} m_{GE14}} \\ \Rightarrow X &= \frac{2500 \text{ MW} \cdot 8100 \text{ h}}{24 \text{ h/d} \cdot 43,5 \text{ MWd/kgU} \cdot 176,416 \text{ kgU}} \\ \Rightarrow X &= 10 \end{aligned}$$

Arvataan $x_p=0,03$ ja lasketaan syötteen massa ja erotustyön määrä:

$$\begin{aligned} m_f &= \frac{x_p - x_t}{x_f - x_t} m_p \\ \Rightarrow m_f &= \frac{0,03 - 0,002}{0,0711 - 0,002} \cdot 110 \cdot 155,507 \text{ kg} \\ \Rightarrow m_f &= 13730 \text{ kg} \end{aligned}$$

ja

$$V(x) = (1 - x) \ln\left(\frac{1 - x}{x}\right)$$

$V(x_p):$ $x_p=0,03$

$$\begin{aligned} \Rightarrow V(0,03) &= (1 - 0,03) \ln\left(\frac{1 - 0,03}{0,03}\right) \\ \Rightarrow V(0,03) &= 1,2675 \end{aligned}$$

$V(x_t):$ $x_t=0,002$

$$\begin{aligned} \Rightarrow V(0,002) &= (1 - 0,002) \ln\left(\frac{1 - 0,002}{0,002}\right) \\ \Rightarrow V(0,002) &= 1,1878 \end{aligned}$$

(jatkuu)

LIITE 8 jatkoa.

$V(x_f)$:

$x_f=0,00711$

$$\Rightarrow V(0,00711) = 1 - \ln(0,00711) \ln\left(\frac{1 - 0,00711}{0,00711}\right)$$

$$\Rightarrow V(0,00711) = 4,8689$$

jolloin

$$SWU = n_p[V(x_p) - \ln(x_p)] - n_f[V(x_f) - \ln(x_f)]$$

$$\Rightarrow SWU = 7106 \text{ kg} \cdot [3,2675 - \ln(0,00711)] - 93730 \text{ kg} [4,8689 - \ln(0,00711)]$$

$$\Rightarrow SWU = 13667 \text{ kg}$$

Yhtälön (4.2) mukaan, käyttöjakson pituudeksi arvatulla väkevyydellä saadaan:

$$H_{e,pa} = \frac{H_f m_f + I_{SWU} SWU + I_{KP} m_{KP} X}{P_e T}$$

$$\Rightarrow T = \frac{H_f m_f + I_{SWU} SWU + I_{KP} m_{KP} X}{H_{e,pa} P_e}$$

jossa käytetään tammikuun 2008 hintoja sekä kappaleessa 4.2.1 selvitettyä kokoonpanon hintaa $H_{KP}=300\text{€}/\text{kg}$

$$H_{e,pa} = 5\text{€}/\text{MWh}$$

$$P_e = 860$$

MW

$$H_f = 164\text{€}/\text{kgU}$$

$$m_{KP} = m_{GE14}$$

$$H_{SWU} = 104\text{€}/\text{SWU}$$

$$\Rightarrow T = \frac{164\text{€}/\text{kgU} \cdot 93730 \text{ kgU} + 104\text{€}/\text{SWU} \cdot 13667 \text{ SWU} + 300\text{€}/\text{kg} \cdot 110 \cdot 176,416 \text{ kg}}{860 \text{ MW} \cdot 5\text{€}/\text{MWh}}$$

$$\Rightarrow T = 5710 \text{ h}$$

Koska käyttöjakson pituus ei ole lähellä tavoiteltua 8100 tuntia, arvataan uudelleen ja lasketaan edelliset vaiheet uudestaan. Toinen arvaus on $x_p=0,0364$. Toisen arvauksen väkevyys antaa käyttöjakson pituudeksi 8114 tuntia. Arvaus on riittävän tarkka, jolloin keskimääräinen väkevyys 8100 tunnin käyttöjaksolle ja 43,5 MWd/kgU palamalle on 3,64 prosenttia.

LIITE 9. OL1/OL2: Vaihtoehdot 18 kuukauden käyttöjaksen vuosihoitojen järjestykseksi ja ajoittumiseksi.

Vaihtoehto 1:

Vuosi		OL1	Vuosihuollon lopusta seuraavan alkuun (vko)	OL2	Vuosihuollon lopusta seuraavan alkuun (vko)	Järjestys
2010	Alkaa Kestä	vko 16 2 vkoa	75	vko 18 2 vkoa	75	OL1, OL2
2011	Alkaa Kestä	vko 41 2 vkoa		vko 43 2 vkoa		
2012	Alkaa Kestä		79		75	OL2, OL1
2013	Alkaa Kestä	vko 18 2 vkoa		vko 16 2 vkoa		
2014	Alkaa Kestä	vko 43 2 vkoa	75	vko 41 2 vkoa	75	OL2, OL1
2015	Alkaa Kestä					
2016	Alkaa Kestä	vko 16 2 vkoa	75	vko 18 2 vkoa	79	OL1, OL2

Vaihtoehto 2:

Vuosi		OL1	Vuosihuollon lopusta seuraavan alkuun (vko)	OL2	Vuosihuollon lopusta seuraavan alkuun (vko)	Järjestys
2010	Alkaa Kestä	vko 16 2 vkoa	75	vko 18 2 vkoa	75	OL1, OL2
2011	Alkaa Kestä	vko 41 2 vkoa		vko 43 2 vkoa		
2012	Alkaa Kestä		77		77	OL1, OL2
2013	Alkaa Kestä	vko 16 2 vkoa		vko 18 2 vkoa		
2014	Alkaa Kestä	vko 41 2 vkoa	75	vko 43 2 vkoa	75	OL1, OL2
2015	Alkaa Kestä					
2016	Alkaa Kestä	vko 16 2 vkoa	77	vko 18 2 vkoa	77	OL1, OL2

(jatkuu)

LIITE 9 jatkoa.

Vaihtoehto 3:

Vuosi	OL1	Vuosihuollon lopusta seuraavan alkuun (vko)	OL2	Vuosihuollon lopusta seuraavan alkuun (vko)	Järjestys	
2010	Alkaa Kestä	vko 16 2 vkoa	77	vko 18 2 vkoa	73	OL1, OL2
2011	Alkaa Kestä	vko 43 2 vkoa		vko 41 2 vkoa		OL2, OL1
2012	Alkaa Kestä		75		79	
2013	Alkaa Kestä	vko 16 2 vkoa		vko 18 2 vkoa		OL1, OL2
2014	Alkaa Kestä	vko 43 2 vkoa	77	vko 41 2 vkoa	73	OL2, OL1
2015	Alkaa Kestä		75		79	
2016	Alkaa Kestä	vko 16 2 vkoa		vko 18 2 vkoa		OL1, OL2

LIITE 10. Pohjoismaiden ydinvoimalaitosten vuosihuoltojen ajoittuminen vuosina 2008–2013.

	2008			2009			2010		
	alkaa	loppuu	kestää	alkaa	loppuu	kestää	alkaa	loppuu	kestää
Loviisa 1	9.8.2008	29.9.2008	51	23.8.2009	9.9.2009	17	8.8.2010	30.8.2010	22
Loviisa 2	20.9.2008	13.10.2008	23	12.9.2009	30.9.2009	18	4.9.2010	16.10.2010	42
Olkiluoto 1	13.5.2008	3.6.2008	21	3.5.2009	12.5.2009	9	16.5.2010	10.6.2010	25
Olkiluoto 2	4.5.2008	12.5.2008	8	13.5.2009	30.5.2009	17	2.5.2010	9.5.2010	7
Forsmark 1	11.5.2008	6.7.2008	56	28.6.2009	19.7.2009	21	24.7.2010	8.9.2010	46
Forsmark 2	17.8.2008	12.9.2008	26	13.9.2009	20.12.2009	98	2.5.2010	18.5.2010	16
Forsmark 3	13.7.2008	14.8.2008	32	31.7.2009	1.9.2009	32	12.9.2010	19.10.2010	37
Oskarshamnsverket 1	22.6.2008	25.7.2008	33	27.9.2009	29.10.2009	32	15.8.2010	18.9.2010	34
Oskarshamnsverket 2	11.5.2008	12.6.2008	32	2.8.2009	25.9.2009	54	10.10.2010	30.10.2010	20
Oskarshamnsverket 3	5.10.2008	1.1.2009	88	31.5.2009	11.6.2009	11	23.5.2010	16.6.2010	24
Ringhals 1	27.7.2008	20.9.2008	55	21.8.2009	10.9.2009	20	8.5.2010	7.6.2010	30
Ringhals 2	2.5.2008	21.6.2008	50	24.5.2009	11.10.2009	140	24.7.2010	22.8.2010	29
Ringhals 3	18.7.2008	12.8.2008	25	22.8.2009	13.9.2009	22	28.8.2010	25.9.2010	28
Ringhals 4	29.5.2008	26.6.2008	28	30.4.2009	24.5.2009	24	17.6.2010	16.7.2010	29

(jatkuu)

LIITE 10 jatkoa.

	2011			2012			2013		
	alkaa	loppuu	kestää	alkaa	loppuu	kestää	alkaa	loppuu	kestää
Loviisa 1	21.8.2011	7.9.2011	17	5.8.2012	16.9.2012	42	18.8.2013	4.9.2013	17
Loviisa 2	10.9.2011	27.9.2011	17	22.9.2012	14.10.2012	22	7.9.2013	24.9.2013	17
Olkiluoto 1	1.5.2011	8.5.2011	7	20.5.2012	3.6.2012	14	12.5.2013	19.5.2013	7
Olkiluoto 2	10.5.2011	2.6.2011	23	6.5.2012	13.5.2012	7	21.5.2013	4.6.2013	14
Forsmark 1	3.7.2011	11.7.2011	8	5.8.2012	26.8.2012	21	4.8.2013	8.9.2013	35
Forsmark 2	21.8.2011	28.8.2011	7	13.5.2012	17.6.2012	35	7.7.2013	21.7.2013	14
Forsmark 3	8.5.2011	12.6.2011	35	8.7.2012	22.7.2012	14	19.5.2013	13.6.2013	25
Oskarshamnsverket 1	17.4.2011	9.5.2011	22	29.4.2012	21.5.2012	22			
Oskarshamnsverket 2	18.9.2011	1.12.2011	74	5.8.2012	3.9.2012	29			
Oskarshamnsverket 3	15.5.2011	8.6.2011	24	3.6.2012	14.6.2012	11			
Ringhals 1	30.7.2011	17.8.2011	18	19.5.2012	18.6.2012	30	18.5.2013	5.6.2013	18
Ringhals 2	7.5.2011	26.5.2011	19	14.7.2012	11.8.2012	28	14.7.2013	11.8.2013	28
Ringhals 3	24.9.2011	17.10.2011	23	23.6.2012	8.7.2012	15	17.8.2013	13.9.2013	27
Ringhals 4	1.6.2011	30.8.2011	90	25.8.2012	19.9.2012	25	22.6.2013	7.7.2013	15

LIITE 12. OL1 ja OL2 -laitosyksiköiden vuosihoitojen kustannukset.

OL1 JA OL2		Alkavan käyttöjakson pituus (tunteina)	Vuosihoitojen kesto (päivinä)	Vuosihoitojen ajoittuminen (alhaisimman sähköhinnan ajanjakso)	Korvaussähkön hinta (viikon keskihinta, €/MWh)	Korvaussähköt-kustannukset yhteensä (€)	Polttoaine-kustannukset (€)	Henkilöstö-kustannukset (€)	Kustannukset laitoskohtaisesti yhteensä (€)	Kokonais-kustannus (€)	
VUODEN KÄYTTÖJAKSO	Vuosihoitojen toukokuussa	8700	8	18 (1 päivä) 19 (koko viikko)	22,50 22,80	464400 3294144	28895901	O: 150000€/pv V: 160000€/pv	35134445	79742191	
		8100	17	20 (5 päivää) 21 (koko viikko) 22 (5 päivää)	23,20 23,60 24,20	2394240 3409728 2497440	31036338	O: 150000€/pv V: 160000€/pv	44607746		
	Vuosihoitojen heinäkuussa	8700	8	27 (1 päivä) 28 (koko viikko)	26,10 24,70	538704 3568656	28895901	O: 150000€/pv V: 160000€/pv	35483261	80105455	
		8100	17	29 (5 päivää) 30 (koko viikko) 31 (5 päivää)	23,30 23,20 24,80	2404560 3351936 2559360	31036338	O: 150000€/pv V: 160000€/pv	44622194		
PUOLENTOISTA VUODEN KÄYTTÖJAKSO	Vuosihoitojen huhti-toukokuussa	12264	17	15 (3 päivää) 16 (koko viikko) 17 (koko viikko)	26,90 27,30 26,00	1665648 3944304 3756480	45177873	O: 150000€/pv V: 170000€/pv	59984305	119425858	
			18	18 (4 päivää) 19 (koko viikko) 20 (koko viikko)	22,50 22,80 23,20	1857600 3294144 3351936	45177873	O: 150000€/pv V: 170000€/pv	59441553		
		12600	17	15 (3 päivää) 16 (koko viikko) 17 (koko viikko)	26,90 27,30 26,00	1665648 3944304 3756480	46415623	O: 150000€/pv V: 170000€/pv	61222055	121901358	
			18	18 (4 päivää) 19 (koko viikko) 20 (koko viikko)	22,50 22,80 23,20	1857600 3294144 3351936	46415623	O: 150000€/pv V: 170000€/pv	60679303		
		12936	17	15 (3 päivää) 16 (koko viikko) 17 (koko viikko)	26,90 27,30 26,00	1665648 3944304 3756480	47653373	O: 150000€/pv V: 170000€/pv	62459805	124376858	
			18	18 (4 päivää) 19 (koko viikko) 20 (koko viikko)	22,50 22,80 23,20	1857600 3294144 3351936	47653373	O: 150000€/pv V: 170000€/pv	61917053		
		13272	17	15 (3 päivää) 16 (koko viikko) 17 (koko viikko)	26,90 27,30 26,00	1665648 3944304 3756480	48891123	O: 150000€/pv V: 170000€/pv	63697555	126852358	
			18	18 (4 päivää) 19 (koko viikko) 20 (koko viikko)	22,50 22,80 23,20	1857600 3294144 3351936	48891123	O: 150000€/pv V: 170000€/pv	63154803		
		Vuosihoitojen loka-marrakuussa	12264	17	40 (3 päivää) 41 (koko viikko) 42 (koko viikko)	29,20 30,40 31,60	1808064 4392192 4565568	45177873	O: 150000€/pv V: 170000€/pv	61383697	123396994
				18	43 (6 päivää) 44 (koko viikko) 45 (4 päivää)	31,60 31,40 31,80	3913344 4536672 2625408	45177873	O: 150000€/pv V: 170000€/pv	62013297	
	12600		17	40 (3 päivää) 41 (koko viikko) 42 (koko viikko)	29,20 30,40 31,60	1808064 4392192 4565568	46415623	O: 150000€/pv V: 170000€/pv	62621447	125872494	
			18	43 (6 päivää) 44 (koko viikko) 45 (4 päivää)	31,60 31,40 31,80	3913344 4536672 2625408	46415623	O: 150000€/pv V: 170000€/pv	63251047		
	12936		17	40 (3 päivää) 41 (koko viikko) 42 (koko viikko)	29,20 30,40 31,60	1808064 4392192 4565568	47653373	O: 150000€/pv V: 170000€/pv	63859197	128347994	
			18	43 (6 päivää) 44 (koko viikko) 45 (4 päivää)	31,60 31,40 31,80	3913344 4536672 2625408	47653373	O: 150000€/pv V: 170000€/pv	64488797		
	13272		17	40 (3 päivää) 41 (koko viikko) 42 (koko viikko)	29,20 30,40 31,60	1808064 4392192 4565568	48891123	O: 150000€/pv V: 170000€/pv	65096947	130823494	
			18	43 (6 päivää) 44 (koko viikko) 45 (4 päivää)	31,60 31,40 31,80	3913344 4536672 2625408	48891123	O: 150000€/pv V: 170000€/pv	65726547		

LIITE 13. OL1, OL2 ja OL3 -laitosyksiköiden vuosihoitojen ajoittumisen vaihtoehdot ja vuosihoitokustannukset.

Kombi- naatio	OL1, OL2			OL3			YHTEENSÄ	Talou- dellisin järjestys	Järjestys sähkön hinnan nousussa:						Järjestys sähkön hinnan ollessa vakio:						
	Käyttö- jakso	Vuosi-huolto	Kustannus	Käyttö- jakso	Vuosi-huolto	Kustannus			20 %	25 %	75 %	85 %	100 %	200 %	26,58 €	50,00 €	60,00 €	70,00 €	80,00 €	90,00 €	100,00 €
1	12 kk	toukokuu	5,5192546	12 kk	heinäkuu			1	1	1	1	1	1	1	2	4	5	7	6	6	
2	12 kk	heinäkuu	5,5443975	12 kk	toukokuu			2	2	2	2	2	1	2	4	5	7	6	6		
3	12 kk	toukokuu	5,5192546	18 kk	kevät-syksy			6	6	6	6	8	3	4	3	3	3	3	3		
4	12 kk	heinäkuu	5,5443975	18 kk	syksy-kevät			7	7	7	8	9	3	4	3	3	3	3	3		
5	12 kk	toukokuu	5,5192546	18 kk	syksy-kevät			5	5	5	5	5	3	4	3	3	3	3	3		
6	12 kk	heinäkuu	5,5443975	18 kk	kevät-syksy			8	8	8	10	10	3	4	3	3	3	3	3		
7	12 kk	toukokuu	5,5192546	24 kk	heinäkuu			11	10	9	8	7	5	6	6	6	5	5	4		
8	12 kk	heinäkuu	5,5443975	24 kk	toukokuu			12	11	10	9	9	4	5	6	6	5	5	4		
9	18 kk	syksy, kevät	5,697596	12 kk	heinäkuu			4	4	4	4	4	2	1	2	2	4	4	5		
10	18 kk	syksy, kevät	5,697596	12 kk	toukokuu			3	3	3	3	3	2	1	2	2	4	4	5		
11	18 kk	syksy, kevät	5,697596	18 kk	kevät-syksy			10	12	12	13	13	4	3	1	1	1	1	1		
12	18 kk	syksy, kevät	5,697596	18 kk	syksy-kevät			9	9	11	11	11	4	3	1	1	1	1	1		
13	18 kk	syksy, kevät	5,697596	24 kk	heinäkuu			14	14	14	14	13	6	5	5	4	2	2	2		
14	18 kk	syksy, kevät	5,697596	24 kk	toukokuu			13	13	13	12	11	6	5	5	4	2	2	2		

LIITE 14. Sähkön hinnan nousu.

Vko	Viikoittaisen systeemihinnan keskiarvot vuosilta 1998-2009	Hinnan nousu prosentteina																				
		+ 5%	+ 10%	+ 15%	+ 20%	+ 25%	+ 30%	+ 35%	+ 40%	+ 45%	+ 50%	+ 55%	+ 60%	+ 65%	+ 70%	+ 75%	+ 80%	+ 85%	+ 90%	+95%	+100%	+200%
15	26,9	28,245	29,59	30,935	32,28	33,625	34,97	36,315	37,66	39,005	40,35	41,695	43,04	44,385	45,73	47,075	48,42	49,765	51,11	52,455	53,8	80,7
16	27,3	28,665	30,03	31,395	32,76	34,125	35,49	36,855	38,22	39,585	40,95	42,315	43,68	45,045	46,41	47,775	49,14	50,505	51,87	53,235	54,6	81,9
17	26	27,3	28,6	29,9	31,2	32,5	33,8	35,1	36,4	37,7	39	40,3	41,6	42,9	44,2	45,5	46,8	48,1	49,4	50,7	52	78
18	22,5	23,625	24,75	25,875	27	28,125	29,25	30,375	31,5	32,625	33,75	34,875	36	37,125	38,25	39,375	40,5	41,625	42,75	43,875	45	67,5
19	22,8	23,94	25,08	26,22	27,36	28,5	29,64	30,78	31,92	33,06	34,2	35,34	36,48	37,62	38,76	39,9	41,04	42,18	43,32	44,46	45,6	68,4
20	23,2	24,36	25,52	26,68	27,84	29	30,16	31,32	32,48	33,64	34,8	35,96	37,12	38,28	39,44	40,6	41,76	42,92	44,08	45,24	46,4	69,6
21	23,6	24,78	25,96	27,14	28,32	29,5	30,68	31,86	33,04	34,22	35,4	36,58	37,76	38,94	40,12	41,3	42,48	43,66	44,84	46,02	47,2	70,8
22	24,2	25,41	26,62	27,83	29,04	30,25	31,46	32,67	33,88	35,09	36,3	37,51	38,72	39,93	41,14	42,35	43,56	44,77	45,98	47,19	48,4	72,6
27	26,1	27,405	28,71	30,015	31,32	32,625	33,93	35,235	36,54	37,845	39,15	40,455	41,76	43,065	44,37	45,675	46,98	48,285	49,59	50,895	52,2	78,3
28	24,7	25,935	27,17	28,405	29,64	30,875	32,11	33,345	34,58	35,815	37,05	38,285	39,52	40,755	41,99	43,225	44,46	45,695	46,93	48,165	49,4	74,1
29	23,3	24,465	25,63	26,795	27,96	29,125	30,29	31,455	32,62	33,785	34,95	36,115	37,28	38,445	39,61	40,775	41,94	43,105	44,27	45,435	46,6	69,9
30	23,2	24,36	25,52	26,68	27,84	29	30,16	31,32	32,48	33,64	34,8	35,96	37,12	38,28	39,44	40,6	41,76	42,92	44,08	45,24	46,4	69,6
31	24,8	26,04	27,28	28,52	29,76	31	32,24	33,48	34,72	35,96	37,2	38,44	39,68	40,92	42,16	43,4	44,64	45,88	47,12	48,36	49,6	74,4
40	29,2	30,66	32,12	33,58	35,04	36,5	37,96	39,42	40,88	42,34	43,8	45,26	46,72	48,18	49,64	51,1	52,56	54,02	55,48	56,94	58,4	87,6
41	30,4	31,92	33,44	34,96	36,48	38	39,52	41,04	42,56	44,08	45,6	47,12	48,64	50,16	51,68	53,2	54,72	56,24	57,76	59,28	60,8	91,2
42	31,6	33,18	34,76	36,34	37,92	39,5	41,08	42,66	44,24	45,82	47,4	48,98	50,56	52,14	53,72	55,3	56,88	58,46	60,04	61,62	63,2	94,8
43	31,6	33,18	34,76	36,34	37,92	39,5	41,08	42,66	44,24	45,82	47,4	48,98	50,56	52,14	53,72	55,3	56,88	58,46	60,04	61,62	63,2	94,8
44	31,4	32,97	34,54	36,11	37,68	39,25	40,82	42,39	43,96	45,53	47,1	48,67	50,24	51,81	53,38	54,95	56,52	58,09	59,66	61,23	62,8	94,2
45	31,8	33,39	34,98	36,57	38,16	39,75	41,34	42,93	44,52	46,11	47,7	49,29	50,88	52,47	54,06	55,65	57,24	58,83	60,42	62,01	63,6	95,4