

Lappeenrannan-Lahden teknillinen yliopisto LUT  
School of Energy Systems  
Sähkötekniikan koulutusohjelma

Diplomityö

*Sami Koponen*

**TEKNISET INDIKAATTORIT POHJOISEUROOPPALAISILLA  
SÄHKÖMARKKINALLA JOHDANNAISKAUPANKÄYNNIN  
AJOITTAMISESSA**

Tarkastajat: Professori Samuli Honkapuro  
Professori Eero Pätäri

# TIIVISTELMÄ

Lappeenrannan-Lahden teknillinen yliopisto LUT

School of Energy Systems

Sähkötekniikan koulutusohjelma

Sami Koponen

## **Tekniset indikaattorit pohjoiseurooppalaisella sähkömarkkinalla johdannaiskaupankäynnin ajoittamisessa**

Diplomityö

2019

94 sivua, 58 kuvaa ja 8 taulukkoa

Tarkastajat: Professori Samuli Honkapuro

Professori Eero Pätäri

Hakusanat: tekniset indikaattorit, pohjoiseurooppalainen sähkömarkkina, johdannaiskaupankäynnin ajoittaminen, tekninen analyysi, fundamenttianalyysi

Kaupankäynnin ajoittaminen perustuu fundamenttianalyysiin ja tekniseen analyysiin. Tämän diplomityön tavoitteena on tutkia teknisten indikaattorien soveltuvuutta johdannaiskaupankäynnin ajoittamiseen pohjoiseurooppalaisella sähkömarkkinalla. Tavoitteena on löytää testattaville indikaattoreille optimaaliset parametrit, jotka maksimoivat kaupankäynnin tavoitteen eli riskikorjatun tuoton. Tämän työn ulkopuolelle rajataan sekä eurooppalaiset että aasialaiset optiot. Tulokset osoittivat, että kaikkia testattuja kaupankäyntistrategioita kannattaisi soveltaa käytäntöön, mutta parhaaseen riskikorjattuun tuottoon päästään käyttämällä kahden lineaarisen liukuvan keskiarvon yhdistelmää. Tulokseksi saadut arvoltaan pienet parametrit indikoivat, että riskikorjatun tuoton maksimoimiseksi on oleellista käyttää arvoltaan mahdollisimman pieniä parametrejä.

## **ABSTRACT**

Lappeenranta-Lahti University of Technology LUT  
School of Energy Systems  
Degree Programme in Electrical Engineering

Sami Koponen

### **Technical Indicators for Trade Timing of Derivatives in the Northern European Electricity Market**

Master's Thesis

2019

94 pages, 58 figures and 8 tables

Examiners: Professor Samuli Honkapuro  
Professor Eero Pätäri

Keywords: technical indicators, northern european electricity market, trade timing of derivatives, technical analysis, fundamental analysis

Timing a trade is based on fundamental analysis and technical analysis. The aim of this master's thesis is to research aptitude of technical indicators for trade timing of derivatives in the northern European electricity market. The aim is to find optimal parameters that maximize trading objective of risk-adjusted return for technical indicators that are being tested. Both European and Aasian options are excluded from this work. The results showed that all tested trading strategies are worth of applying in practice, but the best risk-adjusted return is achieved by using a combination of two linear moving averages. Low value parameters that was gotten as a result indicate that it is essential to use parameters that are as small as possible to maximize risk-adjusted return.

## **ALKUSANAT**

Diplomityö on tehty Gasum Portfolio Services Oy:lle. Haluan kiittää yritystä työn mahdollistamisesta ja työkavereita hyvästä työilmapiiristä. Lisäksi haluan kiittää Lappeenrannan teknillisen yliopiston Jarmo Partasta laadukkaasta opetuksesta, Gasumin Janne Lainetta mielenkiintoisen aiheen keksimisestä ja Gasumin Lauri Riihimäkeä työn ohjaamisesta sekä Lappeenrannan teknillisen yliopiston Samuli Honkapuroa ja Eero Pätäriä työn tarkastamisesta. Kiitos myös vanhemilleni tuesta opintojeni aikana.

Helsingissä 12.11.2019

Sami Koponen

# SISÄLLYSLUETTELO

<b>1</b>	<b>JOHDANTO</b> .....	<b>5</b>
1.1	TAVOITTEET JA RAJAUKSET .....	5
1.2	TYÖN RAKENNE .....	6
<b>2</b>	<b>POHJOISEUROOPPALAISET SÄHKÖMARKKINAT</b> .....	<b>7</b>
2.1	REFERENSSIHINTOJEN MUODOSTUMINEN .....	8
<b>3</b>	<b>JOHDANNAISSOPIMUKSET</b> .....	<b>15</b>
3.1	FUTUURIT JA DS-FUTUURIT .....	15
<b>4</b>	<b>FUNDAMENTTIANALYYSI</b> .....	<b>21</b>
4.1	KULUTUS JA TUOTANTO .....	21
4.2	LÄMPÖTILA.....	30
4.3	TUULI- JA AURINKOVOIMA .....	32
4.4	KYSYNTÄJOUSTO .....	34
4.5	HYDROLOGINEN BALANSSI .....	36
4.6	UUDET SIIRTOYHTEYDET .....	37
4.7	MARKKINA-ALUETTA YMPÄRÖIVIEN MAIDEN SÄHKÖN HINTA .....	38
4.8	KIVIHIIHILAUHTEEN MARGINAALIKUSTANNUS.....	41
4.9	FOSSIILISTEN POLTTOAINEIDEN HINNAT .....	43
4.10	VALUUTTAKURSSIT .....	43
4.11	PÄÄSTÖOIKEUDEN HINTA JA FOSSIILISTEN TUOTANTOMUOTOJEN ALASAJO .....	45
4.12	TUOTANTOLAITOSTEN JA SIIRTOYHTEYKSIEN VIKAANTUMISET JA HUOLLOT .....	48
4.13	YDINVOIMAN ALASAJO .....	50
4.14	VENÄJÄN SIIRTOYHTEYDET .....	52
4.15	YHTEENVETO.....	53
<b>5</b>	<b>TEKNINEN ANALYYSI</b> .....	<b>55</b>
5.1	JAPANILAISET KYNTTILÄT.....	56
5.2	TRENDIT .....	57
5.3	TUKI- JA VASTUSTASOT .....	58
5.4	FIBONACCIN TASOT.....	59

5.5	VOLYYMI JA AVOIMIEN JOHDANNAISPOSITIOIDEN MÄÄRÄ.....	61
5.6	LIUKUVAT KESKIARVOT.....	63
5.7	MOVING AVERAGE CONVERGENCE DIVERGENCE (MACD).....	65
5.8	RELATIVE STRENGTH INDEX (RSI).....	67
5.9	ON BALANCE VOLUME (OBV).....	69
5.10	AVERAGE TRUE RANGE (ATR).....	70
5.11	ICHIMOKU PILVI.....	72
<b>6</b>	<b>KOEJÄRJESTELYJEN KUVAUS.....</b>	<b>75</b>
<b>7</b>	<b>TULOKSET.....</b>	<b>77</b>
7.1	KAKSI ARITMEETTISTA LIUKUVAA KESKIARVOA.....	77
7.2	KAKSI LINEAARISTA LIUKUVAA KESKIARVOA.....	78
7.3	KAKSI EKSPONENTIAALISTA LIUKUVAA KESKIARVOA.....	79
<b>8</b>	<b>JOHTOPÄÄTÖKSET.....</b>	<b>81</b>
<b>9</b>	<b>POHDINTA JA TULEVAISUUS.....</b>	<b>83</b>
<b>10</b>	<b>YHTEENVETO.....</b>	<b>85</b>
	<b>LÄHTEET.....</b>	<b>86</b>

## LYHENNELUETTELO

API2	Luoteis-Eurooppaan tuodun kivihiilen hintaindeksi
ATR	Average True Range
bbl	Barreli (tynnyri) raakaöljyä, noin 159 litraa raakaöljyä
Brent	Pohjanmeren raakaöljy
DK1	Tanskan (Aarhus) tarjousalue
DK2	Tanskan (Kööpenhamina) tarjousalue
DKK	Tanskan kruunu
EE	Viron (Tallina) tarjousalue
Elbas	Jatkuva päivän sisäinen kaupankäynti
Elspot	Seuraavan vuorokauden suljettu huutokauppa
EPAD	Electricity Price Area Differential, aluehintaerotuote
EU	Euroopan unioni
EUR	Euroopan unionin euro
FI	Suomen (Helsinki) tarjousalue
GBP	Englannin punta
LT	Liettuan (Vilna) tarjousalue
LV	Latvian (Riika) tarjousalue
MACD	Moving Average Convergence Divergence
MW	Megawatti
MWh	Megawattitunti
NBP	National Balancing Point, Britannian maakaasun markkinapaikka
NO1	Norjan (Oslo) tarjousalue
NO2	Norjan (Kristiansand) tarjousalue
NO3	Norjan (Molde, Trondheim) tarjousalue
NO4	Norjan (Tromssa) tarjousalue
NO5	Norjan (Bergen) tarjousalue
NOK	Norjan kruunu
NWWP	North-West Power Plant (Pietarin luoteisvoimalaitos)
OBV	On Balance Volume
OTC	Over-The-Counter, pörssien ulkopuolella
RSI	Relative Strength Index

RUB	Venäjän rupla
SE1	Ruotsin (Luulaja) tarjousalue
SE2	Ruotsin (Sundsvall) tarjousalue
SE3	Ruotsin (Tukholma) tarjousalue
SE4	Ruotsin (Malmö) tarjousalue
t	Tonni kivihiiltä
tCO <sub>2</sub>	Hiilidioksiditonni
therm	Noin 0,0293 MWh maakaasua
TR	True Range
TTF	Title Transfer Facility, Alankomaiden maakaasun markkinapaikka
TWh	Terawattitunti
USD	Yhdysvaltain dollari

# 1 JOHDANTO

Eri markkinoiden kaupankäynnin automatisoituessa myöskään pohjoiseurooppalaiset sähkömarkkinat eivät ole jääneet tämän kehityssuunnan ulkopuolelle vaan markkinatoimijat pyrkivät automatisoinnilla toimimaan tehokkaammin ja saavuttamaan etulyöntiaseman kilpailijoihinsa nähden voittaakseen markkinan.

Kaupankäynnin ajoittamisen automatisointi perustuu fundamenttianalyysiin ja tekniseen analyysiin. Nykyinen länsimaalainen tekninen analyysi pohjautuu amerikkalaisen Charles Henry Dow'n 1900-luvulla julkaisemiin teorioihin, vaikkakin teknisen analyysin juuret johtavat 1700-luvulle, kun japanilainen Munehisa Homma kehitti kynttiläkaavion pyrkiessään voittamaan riisimarkkinan.

## 1.1 Tavoitteet ja rajaukset

Tämän diplomityön tavoitteena on tutkia teknisten indikaattorien soveltuvuutta johdannaiskaupankäynnin ajoittamiseen pohjoiseurooppalaisella sähkömarkkinalla. Tavoitteena on löytää testattaville indikaattoreille optimaaliset parametrit, jotka maksimoivat kaupankäynnin tavoitteen eli riskikorjatun tuoton.

Tämän työn ulkopuolelle rajataan sekä eurooppalaiset että aasialaiset optiot. Optioiden sijaan keskitytään futuuri ja DS-futuuri sopimukseen (systemihintaiset tuotteet ja aluehintaerotuotteet), koska kaupankäynti keskittyy pääasiassa näihin tuotteisiin pohjoiseurooppalaisella sähkömarkkinalla.

Työosuuden kohteena ovat yleisimmät tavat laskea liukuva keskiarvo eli aritmeettinen, lineaarinen ja eksponentiaalinen liukuva keskiarvo, vaikka työssä tullaan käsittelemään teknisen analyysin teoriaa laajemmin. Lisäksi työssä tullaan käsittelemään myös fundamenttianalyysiä.

## 1.2 Työn rakenne

Diplomityön ensimmäisessä luvussa käydään läpi työn johdanto, tavoitteet, rajaukset ja rakenne. Työn teoriaosuus koostuu neljästä luvusta (luvut 2, 3, 4 ja 5). Toisessa luvussa luodaan kokonaiskuva pohjoiseurooppalaisesta sähkömarkkinasta seuraavien teoriakappaleiden omaksumisen pohjaksi, sekä käsitellään yksityiskohtaisesti johdannaissopimusten referenssihintojen muodostuminen. Luku kolme käsittelee johdannaissopimuksia, tarkemmin referenssihintanaan systeemihintaa ja aluehintaeroa käyttäviä futuureita ja DS-futuureita. Neljännessä luvussa annetaan yleiskuva fundamenttianalyysistä eli hinnan muodostumisen taustalla olevien kysyntä- ja tarjontatekijöiden tutkimisesta. Viidennessä eli viimeisessä teorialuvussa rakennetaan ensin kokonaiskuva teknisestä analyysistä ja käydään sitten yksityiskohtaisesti läpi yleisimmin käytettyjä teknisiä indikaattoreita. Itse työosuus pitää sisällään viisi lukua (luvut 6, 7, 8, 9 ja 10). Kuudennessa luvussa kuvataan koejärjestelyt. Seitsemännessä luvussa luetellaan saavutetut tulokset. Kahdeksannessa luvussa käsitellään tuloksista tehtyjä johtopäätöksiä. Yhdeksännes luku pitää sisällään yleistä pohdintaa ja lisäksi siinä listataan jatkotutkimusmahdollisuuksia. Lopuksi viimeisessä eli kymmenennessä luvussa tehdään yhteenveto tuloksista ja niiden pohjalta tehdyistä johtopäätöksistä.

## 2 POHJOISEUROOPPALAISET SÄHKÖMARKKINAT

Pohjoiseurooppalaiset sähkömarkkinat koostuvat fyysisistä markkinoista, finanssimarkkinoista ja OTC-markkinoista. Pohjoiseurooppalaisen yhteismarkkinan markkina-alue kattaa Norjan, Ruotsin, Suomen, Tanskan, Viron, Latvian ja Liettuan (kuva 1). Lisäksi markkina-alueelta on siirtoyhteyksiä Alankomaihin, Saksaan, Puolaan, Kaliningradiin, Valko-Venäjälle ja Venäjälle sekä tulevaisuudessa myös Englantiin. Pohjoiseuroopassa kaikki rajat ylittävä kaupankäynti on implisiittistä eli käytettävissä olevat siirtokapasiteetit allokoidaan markkinaehtoisesti, eli toisin sanoen energialla ja siirtokapasiteetilla ei käydä kauppaa erikseen.

Fyysisillä markkinoilla tapahtuvaan kaupankäyntiin liittyy aina fyysinen sähköntoimitus, eli raha ja fyysinen sähkö vaihtavat omistajaa. Fyysiset markkinat jakaantuvat Nord Poolissa Pohjois-Euroopan tasolla käytävään tukkukauppaan, kansallisten kantaverkonhaltijoiden ylläpitämiin reservi- ja säätösähkömarkkinoihin (Suomessa Fingridin ylläpitämät) sekä taseselvitykseen, josta vastaa Suomen, Ruotsin ja Norjan osalta keskitetysti eSett. Nord Poolissa käytävä tukkukauppa jakaantuu seuraavan vuorokauden huutokauppoihin (Elsport), jatkuvaan päivänsisäiseen kaupankäyntiin (Elbas) ja päivän sisäisiin huutokauppoihin.

Finanssimarkkinoilla tapahtuvaan kaupankäyntiin ei liity ollenkaan fyysistä sähköntoimitusta, eli ainoastaan raha vaihtaa omistajaa. Johdannaiskauppaa käydään Nasdaq Commodities finanssimarkkinoilla. Kauppaa käydään futuureilla ja DS-futuureilla (systeemihintaiset tuotteet ja aluehintaerotuotteet) sekä eurooppalaisilla ja aasialaisilla optioilla. Johdannaisopimusten referenssihintoina toimivat fyysisellä markkinalla seuraavan vuorokauden huutokaupoissa muodostuvat spot-hinnat.

OTC-markkinoilla (Over-The-Counter-markkinoilla) eli pörssien (Nord Pool ja Nasdaq Commodities) ulkopuolista markkinoilla voidaan käydä sekä fyysistä tukkukauppaa että johdannaiskauppaa. Kauppaa käydään suoraan kahdenvälisesti tai välittäjän kautta. Erona pörssikauppaan on, että OTC-markkinoilla on mahdollista käydä kauppaa stardardoitujen tuotteiden lisäksi standardoimattomilla tuotteilla ja, että kaupankäyntiin liittyy aina vastapuoliriski.



**Kuva 1.** Pohjoiseurooppalaisen sähkömarkkinan markkina-alue. (Nord Pool 2019a)

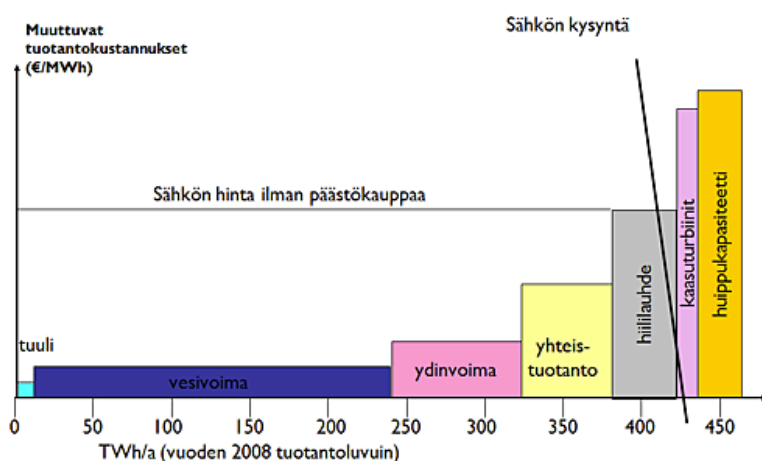
## **2.1 Referenssihintojen muodostuminen**

Seuraavan vuorokauden toimitustunnit kattavat huutokaupat, eli Elspot-huutokaupat vuoden jokaisena päivänä toimivat ensisijaisena yhteisen hinnan muodostavana markkinana. Markkina-alue kattaa Pohjoismaat ja Baltian maat. Huutokaupat sulkeutuvat päivittäin klo 13:00 Suomen aikaa. Alustavat huutokauppojen tulokset julkaistaan hintojen ja siirtojen laskennan jälkeen pääsääntöisesti klo 13:42. Lopulliset huutokauppojen tulokset julkaistaan noin klo 13:51. Huutokaupat kattavat 24 toimitustuntia (01 - 01). Käytävissä olevat siirtokapasiteetit sekä kysyntä ja tarjonta määrittävät sähkön markkinahinnan ja siirrot tarjousalueiden välille seuraavan vuorokauden jokaiselle tunnille. Huutokaupoissa lasketaan ensin aluehinnat tarjousaluekohtaisille sähkön fyysisille toimituksille ja sen jälkeen systeemi hinta koko markkina-alueelle referenssihinnaksi systeemi hintaisille johdannaistuotteille. Aluehinnan ja systeemi hinnan erotusta käytetään referenssihintana tarjousaluekohtaisille aluehintaerotuotteille. Kaupankäynnissä on käytävissä tunti- ja blokkitarjoukset sekä poissulkevat ryhmätarjoukset ja joustavat tarjoukset. (Nord Pool 2019b)

Huutokaupat toteutetaan suljettuina, jolloin osto- ja myyntitarjouksien jättäjät eivät tiedä toistensa tarjouksia. Huutokaupoista saatavat tuntikohtaiset spot-hinnat lasketaan optimointialgoritmeilla. Optimoinnin tavoitteena on yhteiskunnallisen eli sosiaalisen hyvinvoinnin maksimointi. Osto- ja myyntitarjouksiin perustuva laskentamenetelmä varmistaa, että tuotantoyksiköt aktivoidaan marginaalikustannuksiltaan edullisimmasta alkaen.

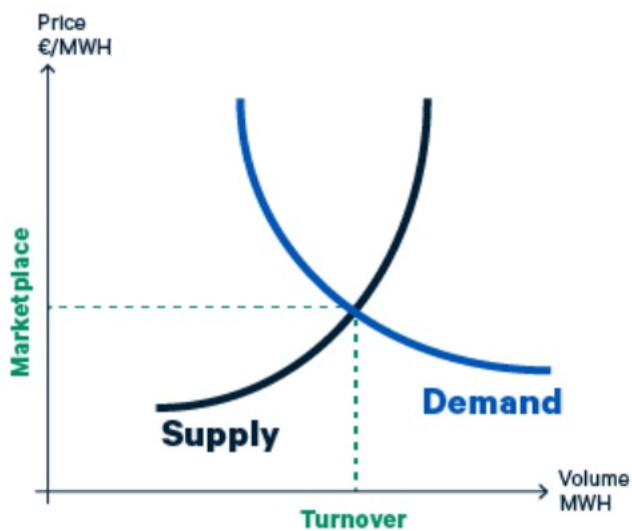
Viimeinen aktivoitu tuotantoyksikkö (myyntitarjous) asettaa markkinahinnan kaikelle tuotannolle, joka tarvitaan kattamaan kysyntä eli kulutus (aggregoidut ostotarjoukset) (kuva 2). Sähkön markkinahinta ja vaihtovolyymi määräytyvät tunneittain aggregoitujen osto- ja myyntitarjouksien eli kysyntä- ja tarjontakäyrien leikkauspisteessä (kuva 3). (Certified Power Trader 2017)

Kuvassa 2 on esitetty perinteinen vanhentunut esimerkki sähkön markkinahinnan muodostumisesta marginaalikustannusten perusteella tuotantomuodoittain. Kuvasta on nähtävissä, kuinka hiililauhteen marginaalikustannus määrittää sähkön keskimääräisen markkinahinnan, koska kallein tuotantoyksikkö (myyntitarjous), joka tarvitaan kattamaan sähkön keskimääräinen kysyntä eli kulutus (aggregoidut ostotarjoukset) on hiililauhevoimalaitos. Tuuli- ja aurinkovoima, joiden marginaalikustannukset ovat lähes nolla ovat ajojärjestyksessä aina ensimmäisenä ja tuottavat silloin, kun tuulee tai paistaa (varsinkin silloin, jos tuottaja saa tuotantotukea myös negatiivisilla hinnoilla). Todellisuudessa hiililauhe on poistunut lähes kokonaan Pohjois-Euroopan sähkömarkkinoilta, eikä se ole marginaalituotantomuoto vaan Pohjois-Euroopan vesituotantoalueiden tunnitaiset spot-hinnat määrittää vesivoimatuottajien säätökykyisen veden arvostus. Ajoittain vesituotantoalueiden vesiarvot ovat kiinni ympäröivien markkina-alueiden hinnoissa, kuten Saksan ja Puolan hiililauhteen marginaalikustannuksessa.



**Kuva 2.** Perinteinen vanhentunut esimerkki sähkön markkinahinnan muodostumisesta marginaalikustannusten perusteella tuotantomuodoittain. (ELFI 2018)

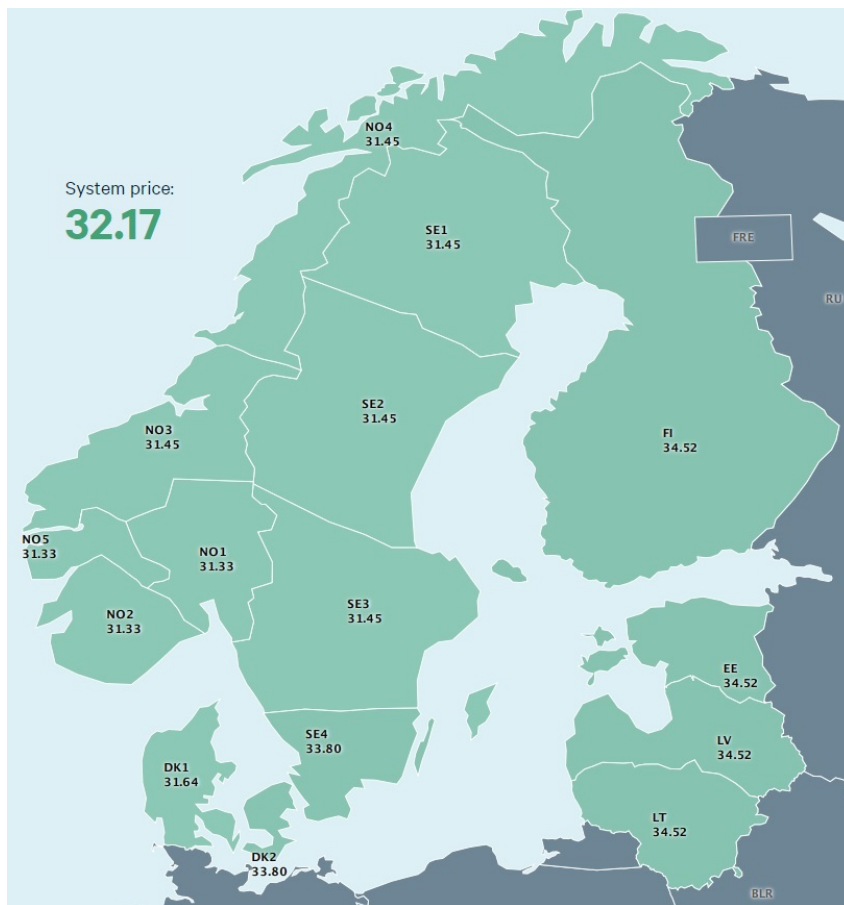
Kuvassa 3 on esitetty sähkön markkinahinnan ja vaihtovolyymin määräytyminen tunneittain. Kuvasta on nähtävissä aggregoitujen kysyntä- ja tarjontakäyrien leikkauspisteessä määräytyvä sähkön markkinahinta ja vaihtovolyymi. Kysyntäkäyrän ja markkinahinnan välinen alue edustaa kuluttajien ylijäämää. Vastaavasti tarjontakäyrän ja markkinahinnan välinen alue edustaa tuottajien ylijäämää. Tietyn kuluttajan / tuottajan ylijäämää voidaan tarkastella vertaamalla sen jättämää osto- / myyntitarjousta (pistettä kysyntä- tai tarjontakäyrällä) toteutuneeseen markkinahintaan (kysyntä- ja tarjontakäyrän leikkauspiste).



**Kuva 3.** Sähkön markkinahinnan ja vaihtovolyymin määräytyminen. (Certified Power Trader 2017)

Markkina-alue on jaettu järjestelmävastaavien eli kansallisten kantaverkonhaltijoiden määrittämiin tarjousalueisiin siirtokapasiteettirajoituksista johtuen. Yhteensä tarjousalueita on 15. Norjassa tarjousalueita on viisi, Ruotsissa neljä ja Tanskassa kaksi, kun taas Suomi, Viro, Latvia ja Liettua ovat omina tarjousalueinaan (kuva 4). Markkinatoimijat jättävät osto- ja myyntitarjouksensa omille tarjousalueilleen. Tarjousalueet yhdistyvät hinta-alueiksi silloin, kun tarjousalueiden välinen siirtokapasiteetti mahdollistaa sen, muulloin tarjousalueet eriytyvät omiksi hinta-alueiksi. Tarjousalueet voivat olla kulutuksen ja tuotannon suhteen ylijäämäisiä, alijäämäisiä tai tasapainossa. Aluehintojen laskenta toteutetaan ennen systeemihinnan laskentaa. Aluehintojen laskennassa osto- ja myyntitarjoukset aggregoidaan kysyntä- ja tarjontakäyriksi tunti- ja tarjousaluekohtaisesti seuraavan vuorokauden toimitustunneille. (Certified Power Trader 2017)

Kuvassa 4 on esitetty keskimääräiset spot-hinnat tarjousalueittain 28.12.2017. Kuvasta on nähtävissä, kuinka pohjoiseurooppalaiselle sähkömarkkinalle on muodostunut erillisiä hinta-alueita tarjousalueiden välisestä rajallisesta siirtokapasiteetista johtuen, esimerkiksi Suomi, Viro, Latvia ja Liettua ovat muodostaneet yhden hinta-alueen. Jos markkina-alueella ei olisi siirtokapasiteettirajoituksia yhteismarkkinan sähkön hinta olisi yhtä suuri koko markkina-alueella.

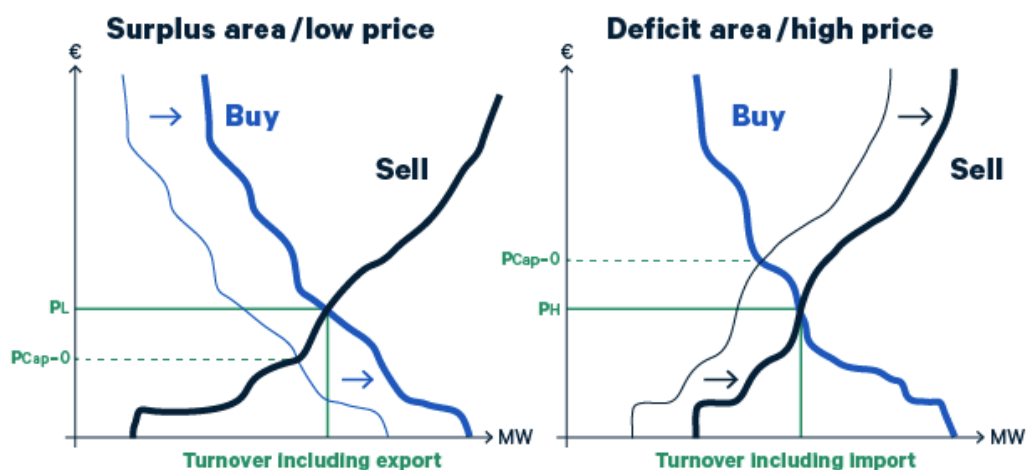


**Kuva 4.** Keskimääräiset spot-hinnat tarjousalueittain 28.12.2017. (Nord Pool 2019c)

Joka päivä järjestelmävastaavat ilmoittavat tarjousalueiden väliset käytettävissä olevat siirtokapasiteetit seuraavalle vuorokaudelle. Käytettävissä olevat siirtokapasiteetit julkaistaan päivittäin klo 11:00 Suomen aikaa. Kaikki Pohjoismaiden tarjousalueiden väliset siirtokapasiteetit kuuluvat implisiittiseen huutokauppaan. Implisiittinen huutokauppa tarkoittaa sitä, että käytettävissä olevat siirtokapasiteetit allokoidaan huutokaupan yhteydessä markkinaehtoisesti, eli toisin sanoen energiaa ja siirtokapasiteettia ei huutokaupata erikseen.

Markkinaehtoisen siirtokapasiteetin allokoinnin seurauksena sähkö virtaa aina ylijäämäalueelta eli matalamman hinnan alueelta alijäämäalueelle eli korkeamman hinnan alueelle käytettävissä olevan siirtokapasiteetin asettamissa rajoissa, koska tarjousalueiden välisten siirtoyhteyksien käyttö maksimoidaan implisiittisessä huutokaupassa sosiaalisen hyvinvoinnin maksimoimiseksi. Tämä tarkoittaa käytännössä sitä, että sähkö tuotetaan siellä missä se on marginaalikustannuksiltaan edullisinta tuottaa siirtokapasiteetin asettamissa rajoissa. Näin ollen tarjousalueiden välinen käytettävissä oleva siirtokapasiteetti vaikuttaa tarjousalueiden markkinahintaan (kuva 5). (Certified Power Trader 2017)

Kuvassa 5 on esitetty siirtokapasiteetin vaikutus yli- ja alijäämäalueiden markkinahintaan. Kuvasta on nähtävissä, että ylijäämäalueen eli matalamman hinnan alueen ja alijäämäalueen eli korkeamman hinnan alueen markkinahinta muodostuu kysyntä- ja tarjontakäyrien (aggregoitujen osto- ja myyntitarjousten) leikkauspisteessä  $P_{cap-0}$ , kun siirtokapasiteettia ei ole käytettävissä. Jos siirtokapasiteettia on käytettävissä, ylijäämäalueen kysyntäkäyrä siirtyy käytettävissä olevan siirtokapasiteetin eli viennin verran oikealle, jolloin alueen hinta määräytyy kysyntä- ja tarjontakäyrien uudessa leikkauspisteessä  $PL$ . Tällöin alueen hinta nousee viennin seurauksena. Vastaavasti jos siirtokapasiteettia on käytettävissä, alijäämäalueen tarjontakäyrä siirtyy käytettävissä olevan siirtokapasiteetin eli tuonnin verran oikealle, jolloin alueen hinta määräytyy kysyntä- ja tarjontakäyrien uudessa leikkauspisteessä  $PH$ . Tällöin alueen markkinahinta laskee tuonnin seurauksena.

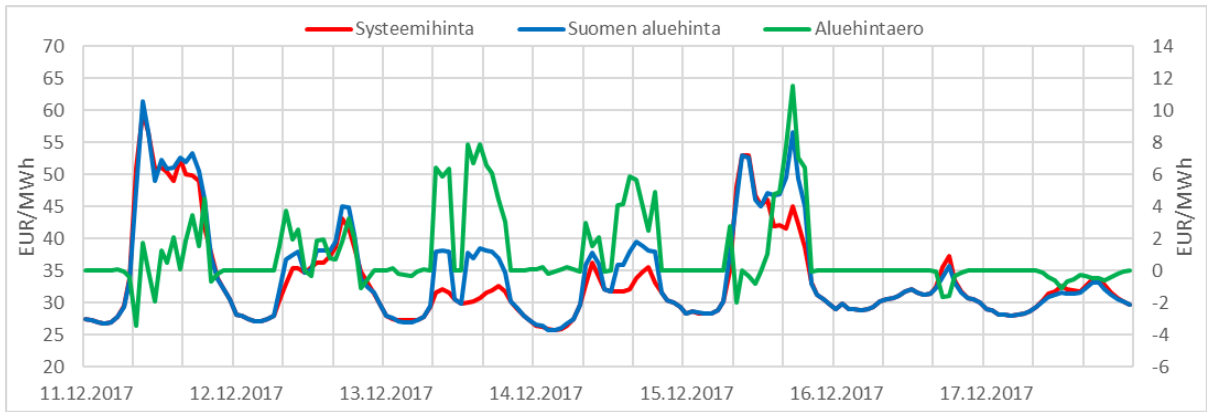


**Kuva 5.** Siirtokapasiteetin vaikutus yli- ja alijäämäalueiden markkinahintaan. (Certified Power Trader 2017)

Kun tarjousalueiden välinen siirtokapasiteetti ei riitä tarjousalueiden välisen kysynnän kattamiseen, tarjousalueet eriytyvät hinta-alueiksi ja niiden väliseltä siirtokapasiteetilta syntyy pörssille pullonkaulatuloja eli ylijäämätuloja, koska alijäämäalueiden eli korkeamman hinnan alueiden kuluttajat ostavat sähkönsä pörssistä korkeammalla hinnalla, kuin ylijäämäalueiden eli matalamman hinnan alueiden tuottajat saavat myymästään sähkönsä pörssiin. Tarjousalueiden välisen aluehintaeron (EUR/MWh) ja tarjousalueiden välisen siirron (MW) kertolaskuna muodostuvat ylijäämätulot (EUR/h) jäävät pörssille, joka maksaa nämä ylijäämätulot kantaverkkoyhtiöille. Tarjousalueiden väliseltä rajat ylittävältä siirtoyhteydeltä kertyvät ylijäämätulot jaetaan tasan siirtoyhteyden välisten kantaverkkoyhtiöiden kesken. Kantaverkkoyhtiöt käyttävät pullonkaulatulot tarjousalueiden välisten siirtokapasiteettien kasvattamiseen. (Fingrid 2019f)

Systeemihinta lasketaan aluehintojen laskennan jälkeen. Systeemihinta määräytyy aggregoitujen kysyntä- ja tarjontakäyrien leikkauspisteessä, jotka edustavat koko markkina-alueen osto- ja myyntitarjouksia. Systeemihinta toimii referenssihintana systeemihintaisten johdannaissopimusten kaupankäynnissä ja selvityksessä. Aluehinnan ja systeemihinnan erotusta eli aluehintaeroa käytetään referenssihintana tarjousaluekohtaisille aluehintaerotuotteille (kuva 6). Systeemihinnan laskennassa käytettävä tarjousalueiden määrittely eroaa aluehintojen laskennassa käytettävästä määrittelystä. Norjan, Ruotsin, Tanskan ja Suomen tarjousalueet muodostavat yhdessä tarjousalueen, koska niiden väliset käytettävissä olevat siirtokapasiteetit on määritetty äärettömiksi. Viro, Latvia ja Liettua on määritetty omiksi tarjousalueikseen, eli niiden välillä myös käytettävissä olevat siirtokapasiteetit otetaan huomioon samalla tavalla, kuin aluehintojen laskennassa. Siirrot Baltian maihin, Saksaan, Alankomaihin ja Puolaan tulevat suoraan aluehintojen laskennasta. Nämä siirrot otetaan huomioon tarjousalueiden tuontina eli myyntitarjouksina tai vientinä eli ostotarjouksina. (Nord Pool 2019d)

Kuvassa 6 on esitetty systeemihinta, Suomen aluehinta sekä Suomen aluehinnan ja systeemihinnan välinen aluehintaero tuntitasolla 11.-17.12.2017. Kuvasta on nähtävissä, että arkiviikolla kulutuksen ja spot-hintojen ollessa korkeammalla tasolla tarjousalueiden välisellä rajallisella siirtokapasiteetilla on suurempi painoarvo Suomen aluehinnan ja systeemihinnan välisen aluehintaeron muodostumisessa, kuin viikonloppuna kulutuksen ja spot-hintojen ollessa matalammalla tasolla.



**Kuva 6.** Systeemihinta, Suomen aluehinta sekä Suomen aluehinnan ja systeemihinnan välinen aluehintaero tuntitasolla 11.-17.12.2017. (Nord Pool 2019e)

### 3 JOHDANNAISSOPIMUKSET

Johdannaisopimuksilla käydään kauppaa Nasdaq Commodities pörssissä ja pörssin ulkopuolisilla OTC-markkinoilla. Kaupankäynnissä on käytettävissä futuurit ja DS-futuurit (systeemihintaiset tuotteet ja aluehintaerotuotteet) sekä eurooppalaiset ja aasialaiset optiot (optiot on rajattu tämän työn ulkopuolelle). Johdannaisopimusten referenssihintoina toimivat fyysisellä markkinalla seuraavan vuorokauden huutokaupoissa muodostuvat spot-hinnat. Systeemihinta toimii systeemihintaisten tuotteiden referenssihintana, kun taas aluehinnan ja systeemihinnan erotus toimii aluehintaerotuotteiden referenssihintana. Pohjoiseurooppalaisella sähkömarkkinalla johdannaiskauppaa käydään maanantaista perjantaihin klo 9:00-17:00 Suomen aikaa. Markkinan aukiolopäivät määräytyvät Norjan pankkipäivien mukaan. Johdannaiskaupankäyntiin ei liity sähkön fyysistä toimitusta vaan kaupat selvitetään käteisellä.

Syitä kaupankäyntiin sähköjohdannaisilla on kulutuksen tai tuotannon hinnan suojaaminen, hinnalla spekulointi ja arbitraasien hyödyntäminen. Kulutusta suojataan nousevaa hintaa vastaan, kun taas vastaavasti tuotantoa suojataan laskevaa hintaa vastaan. Spekulaatiivisessa kaupankäynnissä otetaan näkemys tulevasta markkinahinnasta ja käydään kauppaa tämän näkemyksen perusteella tavoitteena voittaa markkina. Spekulaatiiviset kaupankävijät ottavat riskiä ja luovat markkinoille likviditeettiä. Arbitraasikaupankäynnissä tavoitellaan voittoa ilman riskiä hyödyntämällä eri markkinapaikkojen tai tuotteiden hintaeroa. Arbitraasikaupankäynti on algoritmeilla suoritettavaa erittäin nopeatempoista kaupankäyntiä, jossa osto- ja myyntipäätökset toteutetaan ennalta määriteltyjen ehtojen mukaan. (Certified Power Trader 2017)

#### 3.1 Futuurit ja DS-futuurit

Futuurit ja DS-futuurit (Deferred Settlement futuurit) ovat sopimuksia ostaa tai myydä määriteltyä kohde-etuutta (tässä tapauksessa sähköä) tulevaisuudessa ennalta määritellyillä ehdoilla (hinta, volyyymi ja toimitusaika). Tehdyt sopimukset velvoittavat sekä ostajaa että myyjää. Kauppaa käydään standardoiduilla ja standardoimattomilla sopimuksilla (tässä työssä käsitellään ainoastaan standardoituja sopimuksia). Fyysisellä markkinalla seuraavan vuorokauden huutokaupoissa muodostuvia spot-hintoja käytetään futuurien ja DS-futuurien

referenssihintoina kaupankäynnissä ja selvityksessä. Kauppaa käydään 1 megawattitunnin kerrannaisilla ja kaupankäyntiin vaaditaan vakuudet. (Certified Power Trader 2017)

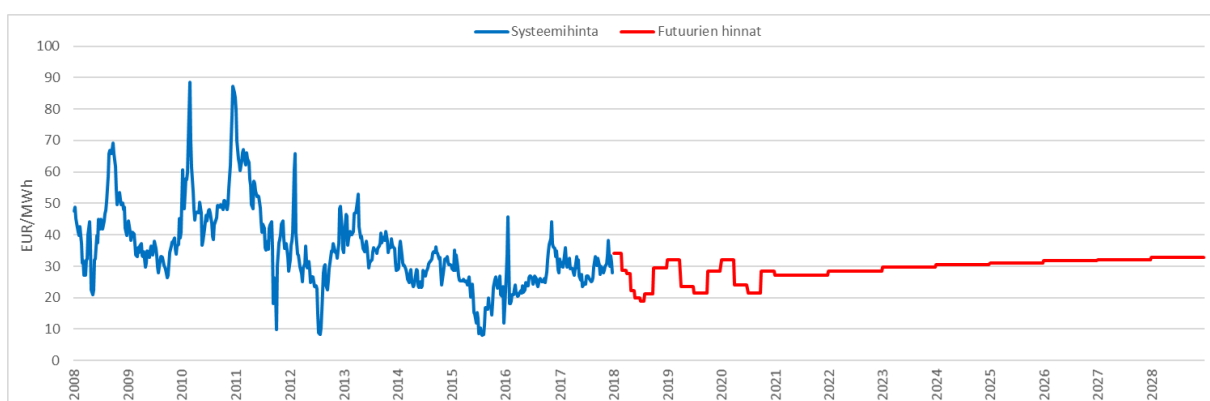
Futuurisopimuksissa toimitusjakso on vuosi, kvartaali, kuukausi, viikko tai päivä, kun taas DS-futuurisopimuksissa toimitusjakso on vuosi, kvartaali tai kuukausi. Ennen toimitusaikaa vuosi- ja kvartaalisopimukset kaskadoidaan eli jaetaan. Vuosisopimukset kaskadoidaan kvartaalisopimuksiksi ja niiden viimeinen kaupankäyntipäivä on kolme työpäivää ennen toimitusaikaa. Tämän jälkeen lähimmällä kaskadoidulla kvartaalisopimuksella (Q1) voidaan käydä vielä kaksi päivää kauppaa ennen, kuin se siirtyy toimitukseen. Muilla kaskadoiduilla kvartaalisopimuksilla (Q2, Q3 ja Q4) voidaan käydä kauppaa, kunnes ne siirtyvät toimitukseen. Vastaavasti kvartaalisopimukset kaskadoidaan kuukausisopimuksiksi ja niiden viimeinen kaupankäyntipäivä on viimeinen työpäivä ennen toimitusaikaa. Ainoastaan lähin kaskadoitu kuukausisopimus siirtyy suoraan toimitukseen ja poistuu kaupankäynnistä. Kahdella seuraavalla kaskadoidulla kuukausisopimuksella voidaan käydä kauppaa, kunnes ne siirtyvät toimitukseen. Kuukausi-, viikko- ja päiväsopimuksia ei kaskadoida. (Certified Power Trader 2017)

Futuuri- ja DS-futuurisopimusten selvitys eroaa toisistaan. Futuurien selvitys aloitetaan kaupankäyntijaksolla heti, kun sopimus on tehty. Ennen toimitusjaksoa verrataan peräkkäisten kaupankäyntipäivien sulkemishintoja (ensimmäisenä päivänä sopimushintaa ja päivän sulkemishintaa). Käteisselvitys toteutetaan kaupankäyntijaksolla päivittäin koko sopimuksen osalta. Toimitusjaksolla verrataan päivittäin päivän systeemihinnan keskiarvoa ja viimeisen kaupankäyntipäivän sulkemishintaa. Käteisselvitys toteutetaan toimitusjaksolla päivittäin päivän tuntien osalta. (Certified Power Trader 2017)

DS-futuureilla käteisselvitys lasketaan koko kaupankäyntijakson osalta viimeisenä kaupankäyntipäivänä koko sopimuksen osalta, mutta toteutetaan vasta toimitusjaksolla. Viimeisenä kaupankäyntipäivänä verrataan päivän sulkemishintaa ja sopimushintaa. Toimitusjaksolla verrataan päivittäin päivän systeemihinnan keskiarvoa ja viimeisen kaupankäyntipäivän sulkemishintaa. Käteisselvitys toteutetaan toimitusjaksolla päivittäin päivän tuntien osalta. Sen lisäksi viimeisenä kaupankäyntipäivänä laskettu koko kaupankäyntijakson käteisselvitys toteutetaan toimitusjaksolla jakamalla se toimitusjakson päiville. (Certified Power Trader 2017)

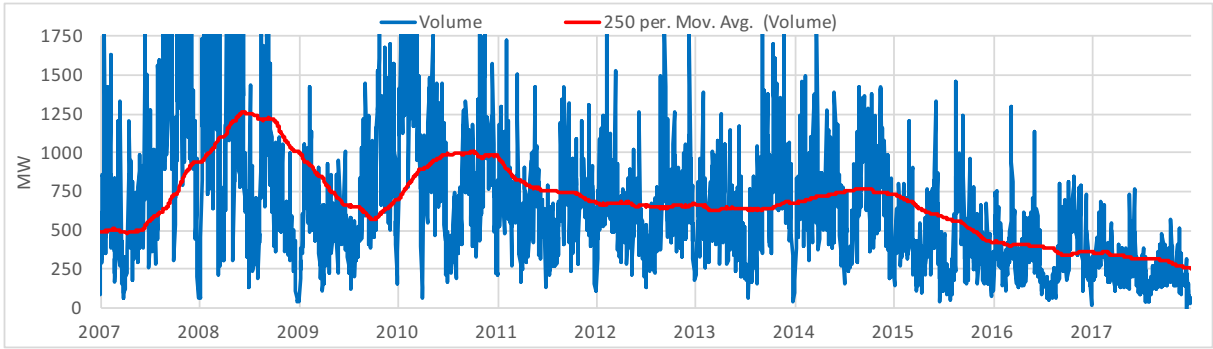
Systemihintaiset tuotteet ovat futuuri- tai DS-futuurisopimuksia, joilla voidaan kattaa systemihinnan suojaus (kuva 7), koska systemihintaisten tuotteiden kaupankäynnissä ja selvityksessä käytetään referenssihintana systemihintaa. Systemihintaisilla tuotteilla suojaaminen ei kata aluehinnan ja systemihinnan välistä aluehintaeroa eli aluehintariskiä, koska systemihinta ei ota Pohjoismaiden osalta tarjousalueiden välisiä siirtokapasiteettirajoituksia huomioon. Systemihintaisissa futuurisopimuksissa toimitusperiodi on vuosi, kvartaali, kuukausi, viikko tai päivä, kun taas systemihintaisissa DS-futuurisopimuksissa toimitusperiodi on vuosi, kvartaali tai kuukausi. (Certified Power Trader 2017)

Kuvassa 7 on esitetty systemihinta viikkotasolla ja systemihintaisten futuurien hinnat 1.1.2018. Kuvasta on nähtävissä kuukausi-, kvartaali- ja vuosituotteilla esitetty markkinoiden odotus tulevasta systemihinnasta.

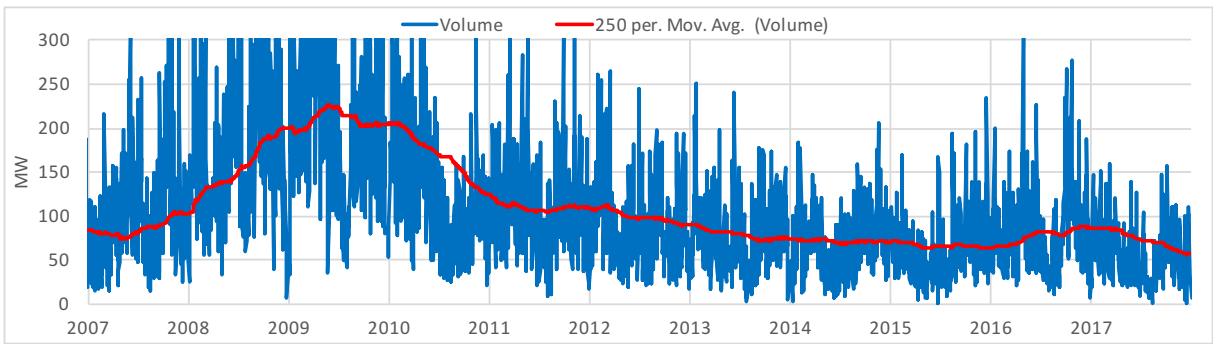


**Kuva 7.** Systemihinta viikkotasolla ja systemihintaisten futuurien hinnat 1.1.2018. (Nord Pool 2019e; Nasdaq Commodities 2019)

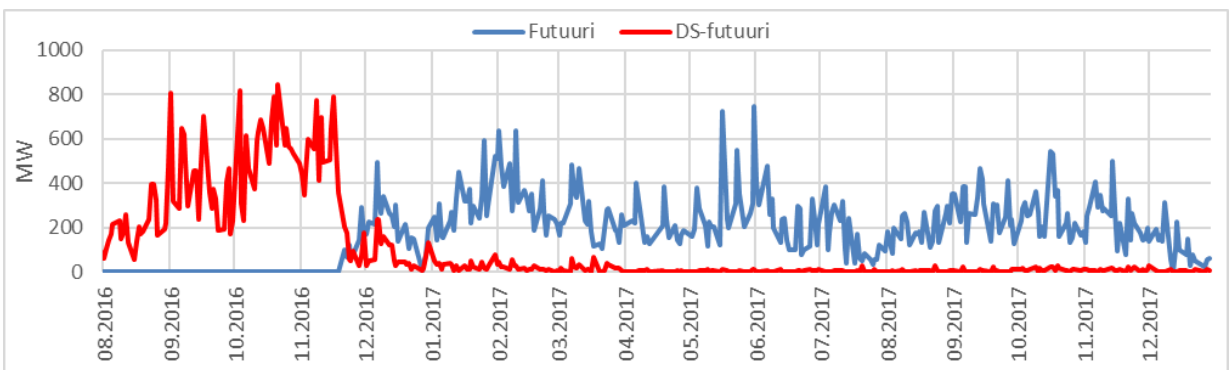
Pitkällä aikavälillä pohjoiseurooppalaisen sähkömarkkinan johdannaiskaupankäynti on vähentynyt (kuvat 8 ja 9). Kaupankäyntivolyymien lasku johtuu Euroopan unionin lisääntyneestä regulaatiosta ja Nasdaq Commodities –pörssin muutoksista vakuuksissa sekä kaupankäyntikulujen nostamisesta. Vuoden 2016 marraskuussa kaupankäynti vaihtui DS-futuuereista futuuereihin, kun Nasdaq Commodities vaihtoi markkinatakauksen DS-futuuereista futuuereihin (kuvat 10 ja 11).



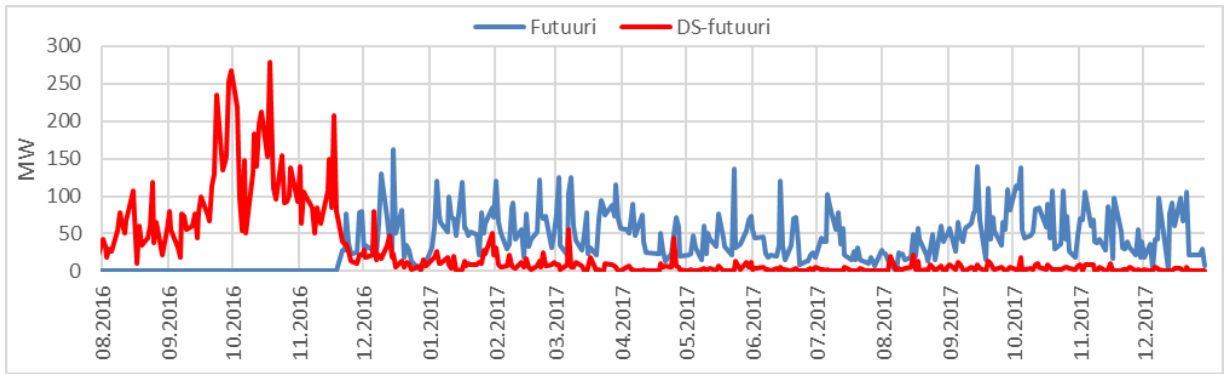
**Kuva 8.** Lähimmän liukuvan systeemihintaisen kvartaalituotteen kaupankäyntivolyymi sekä sen 250 päivän liukuva keskiarvo vuosina 2007-2017. (Nasdaq Commodities 2019)



**Kuva 9.** Lähimmän liukuvan systeemihintaisen vuosituotteen kaupankäyntivolyymi sekä sen 250 päivän liukuva keskiarvo vuosina 2007-2017. (Nasdaq Commodities 2019)



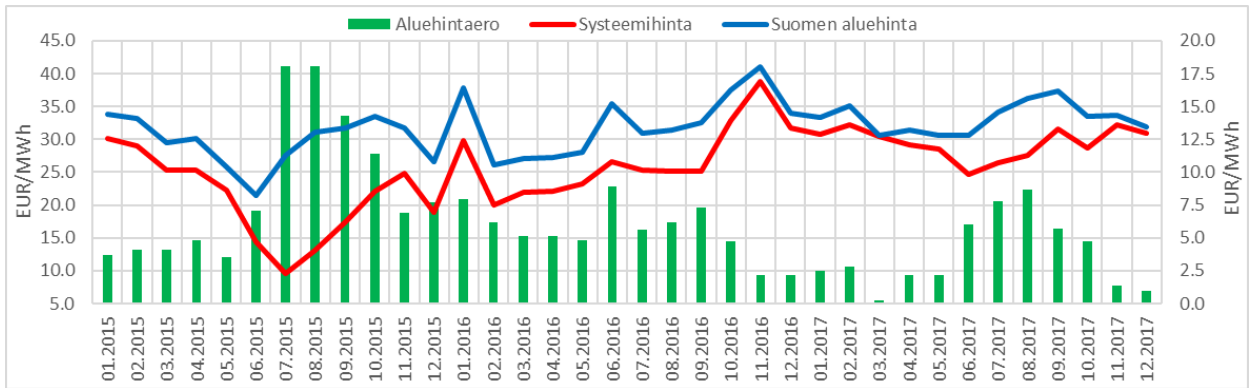
**Kuva 10.** Lähimmän liukuvan systeemihintaisen kvartaalituotteen kaupankäynnin vaihtuminen DS-futuureista futuureihin. (Nasdaq Commodities 2019)



**Kuva 11.** Lähimmän liukuvan systeemihintaisen vuosituotteen kaupankäynnin vaihtuminen DS-futuureista futuureihin. (Nasdaq Commodities 2019)

Aluehintaerotuotteet (Electricity Price Area Differentials, EPADs) ovat futuuri- tai DS-futuurisopimuksia, joilla voidaan kattaa aluehinnan ja systeemihinnan erotuksena saatava aluehintaero eli aluehintariski (kuva 12), koska aluehinnan ja systeemihinnan erotusta käytetään referenssihintana aluehintaerotuotteiden kaupankäynnissä ja selvityksessä. Aluehintaerotuotteita käytetään, koska fyysinen kaupankäynti tapahtuu aluehintaena ja systeemihintaisilla tuotteilla suojattaessa jää vielä avoin positio aluehintaerolle. Aluehinnat eroavat systeemihinnasta tarjousalueiden välisistä siirtokapasiteettirajoituksista johtuen. Aluehintaeroisissa futuurisopimuksissa toimitusperiodi on vuosi, kvartaali, kuukausi tai viikko, kun taas aluehintaeroisissa DS-futuurisopimuksissa toimitusperiodi on vuosi, kvartaali tai kuukausi. Aluehintaeron arvo voi olla positiivinen, nolla tai negatiivinen. Aluehintaerosopimuksilla käydään kauppaa sekä positiivisilla että negatiivisilla hinnoilla. Kauppaa käydään positiivisilla hinnoilla, kun markkina odottaa tietyn aluehinnan olevan korkeampi kuin systeemihinta. Vastaavasti kauppaa käydään negatiivisilla hinnoilla, kun markkina odottaa tietyn aluehinnan olevan matalampi kuin systeemihinta. (Certified Power Trader 2017)

Kuvassa 12 on esitetty systeemihinta, Suomen aluehinta ja Suomen aluehintaero systeemihintaan nähden kuukausitasolla vuosina 2015-2017. Kuvasta on nähtävissä, että Suomen aluehinta on toteutunut koko tarkastellun ajanjakson ajan keskimäärin systeemihintaa korkeampana eli positiivisena ja, että Suomen aluehinnan ja systeemihinnan välisen aluehintaeron vaihteluväli on ollut 0,3-18,1 EUR/MWh.



**Kuva 12.** Systemihinta, Suomen aluehinta ja Suomen aluehintaero systemihintaan nähden kuukausitasolla vuosina 2015-2017. (Nord Pool 2019e)

## 4 FUNDAMENTTIANALYYSI

Fundamenttianalyysissä tutkitaan markkinoiden hinnan muodostuksen taustalla olevia kysyntä- ja tarjontatekijöitä eli syitä. Fundamenttianalyysistä on hyvä muistaa, että analyytikko katsoo aina ensin markkinoiden toteutuneen liikkeen ja antaa vasta sen jälkeen näkemyksensä toteutuneen liikkeen taustalla olevista fundamenteista ja ennustuksen tulevasta liikkeen suunnasta ja suuruudesta. Näin ollen voidaan todeta, että markkinahinta toimii fundamenttien indikaattorina. Koska nykyiset uutiset on jo otettu markkinoilla huomioon, alkavat markkinat hinnoittelemaan odotuksia fundamenteista. Tämän seurauksena markkinahinnat liikkuvat jo ennen muutosta fundamenteissa. Poikkeuksen tähän tekevät odottamattomat suuret uutiset. Fundamenttianalyysiä käytetään yhdessä teknisen analyysin kanssa johdannaiskaupankäynnin ajoittamiseen.

### 4.1 Kulutus ja tuotanto

Kulutus ja tuotanto tai toisin sanoen kysyntä ja tarjonta (aggregoidut osto- ja myyntitarjoukset) muodostavat sähkön markkinahinnan. Vuonna 2016 pohjoiseurooppalaisen sähkömarkkinan kokonaiskulutus oli 419,8 TWh ja kokonaistuotanto oli 415,9 TWh, jolloin sähkön nettotuonti markkina-alueelle oli 3,9 TWh, joka oli noin 1 % kokonaiskulutuksesta (taulukko 1). Markkina-alueen kulutus ja tuotanto on suurinta pohjoismaissa, erityisesti Norjassa, Ruotsissa ja Suomessa energiaintensiivisestä teollisuudesta johtuen. Tanskassa ei ole energiaintensiivistä teollisuutta, mikä selittää sen muita pohjoismaita merkittävästi pienempää kulutusta ja tuotantoa. Baltian maiden kulutuksen ja tuotannon taso on merkittävästi pohjoismaita matalampi, joka johtuu maiden pienemmästä väkiluvusta, lämpimämmästä ilmastosta, kuin myös energiaintensiivisen teollisuuden puuttumisesta. Norja ja Ruotsi ovat pohjoiseurooppalaisen sähkömarkkinan suurimmat nettoviejät, mutta Virolla on korkein omavaraisuusaste suuremmasta tuotannon ja kulutuksen suhteesta johtuen. Suomella on markkina-alueen suurin nettotuonti, koska Suomi kattaa noin neljänneksen (19 TWh) kulutuksestaan (85 TWh) tuonnilla, mutta Liettualla on pienin omavaraisuusaste erittäin matalasta tuotannon ja kulutuksen välisestä suhteesta johtuen. Markkina-alueen maakohtaisia arvoja tarkasteltaessa on hyvä muistaa, että kyseiset arvot ovat maakohtaisia eivätkä tarjousaluekohtaisia, koska sähkön markkinahinnan muodostuminen tapahtuu jo aiemmin

käsitellyn tarjousalueisiin pohjautuvan laskennan mukaan siirtokapasiteettirajoituksista johtuen.

Taulukossa 1 on esitetty kulutus, tuotanto, nettotuonti / nettovienti ja omavaraisuusaste maakohtaisesti pohjoiseurooppalaisella sähkömarkkinalla vuonna 2016. Taulukosta on nähtävissä, että Norja, Ruotsi ja Suomi ovat markkina-alueen suurimmat kuluttajat ja tuottajat. Pohjoismaista Norja ja Ruotsi ovat nettoviejiä, kun taas Suomi ja Tanska ovat nettotuojia.

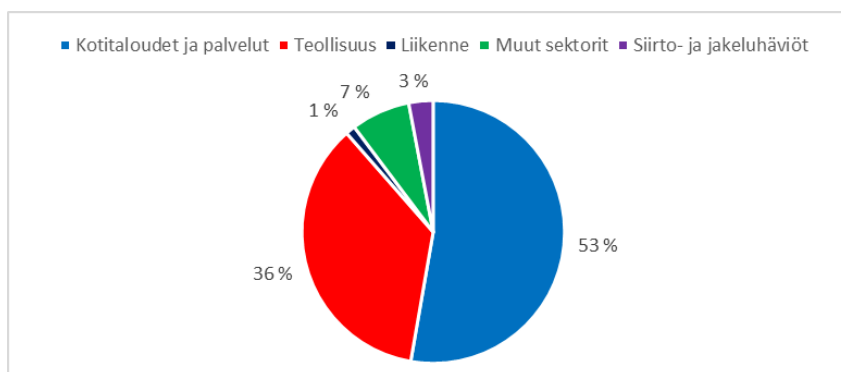
**Taulukko 1.** Kulutus, tuotanto, nettotuonti / nettovienti ja omavaraisuusaste maakohtaisesti pohjoiseurooppalaisella sähkömarkkinalla vuonna 2016. (ENTSO-E 2017)

Maa	Kulutus [TWh]	Tuotanto [TWh]	Nettotuonti (-) / nettovienti (+) [TWh]	Omavaraisuusaste [%]
Norja	133,2	148,8	+15,6	111,7
Ruotsi	139,8	151,5	+11,7	108,4
Suomi	85,0	66,0	-19,0	77,6
Tanska	34,7	28,9	-5,8	83,3
Viro	8,4	10,4	+2,0	123,8
Latvia	7,3	6,3	-1,0	86,3
Liettua	11,4	4,0	-7,4	35,1

Vuonna 2016 kotitaloudet ja palvelut kattoivat 53 % markkina-alueen sähkönkulutuksesta, teollisuus kattoi 36 % ja loput 11 % kattoi liikenne, muut sektorit sekä siirto- ja jakeluhäviöt (kuva 13). Teollisuuden suuri osuus sähkönkulutuksesta johtuu jo aikaisemmin mainitusta energiaintensiivisestä teollisuudesta Norjassa, Ruotsissa ja Suomessa. Liikenteen osuus sähkönkulutuksesta oli vain 1 %. Vielä paremman kuvan liikenteen sähkönkulutuksesta saa vertaamalla sitä siirto- ja jakeluhäviöihin, jotka olivat 3%. Tulevaisuudessa liikenteen sähköistymisen odotetaan nostavan liikenteen osuutta.

Kuvassa 13 on esitetty sähkönkulutuksen jakautuminen sektoreittain pohjoiseurooppalaisella sähkömarkkinalla vuonna 2016. Kotitalouksien ja palveluiden sähkönkulutus pitää sisällään yksityisten kotitalouksien, pienimuotoisen teollisuuden, käsityönteollisuuden, kaupan, hallinnon ja palveluiden kulutuksen. Teollisuuden sähkönkulutus pitää sisällään kaikkien teollisuudenalojen kulutuksen paitsi energia-alan kulutuksen, kuten voimalaitosten, öljynjalostamojen, koksiumien ja kaikkien muiden laitosten kulutuksen, jotka muuntavat energiatuotteita toiseen

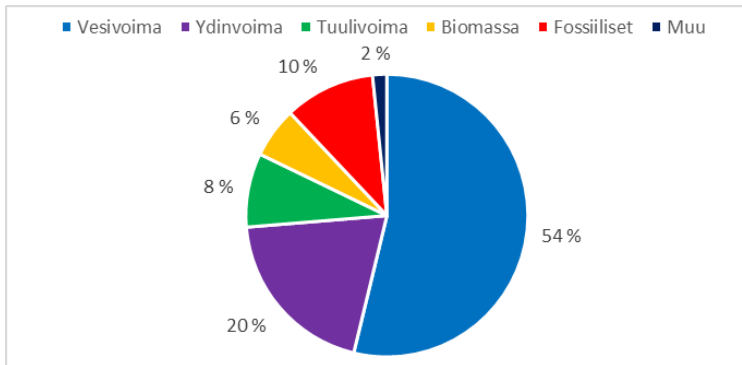
muotoon. Muiden sektorien sähkönkulutus pitää sisällään muun muassa kuljetusten, maatalouden ja kalastuksen kulutuksen. Liikenteen sähkönkulutus pitää sisällään julkisen liikenteen kulutuksen (Eurostat 2018). Siirto- ja jakeluhäviöiksi on arvioitu 3 %. Kuvasta on nähtävissä, että kotitaloudet ja palvelut sekä teollisuus kattavat yhdessä lähes 90 % markkina-alueen sähkönkulutuksesta.



**Kuva 13.** Sähkönkulutuksen jakautuminen sektoreittain pohjoiseurooppalaisella sähkömarkkinalla vuonna 2016. (Eurostat 2018)

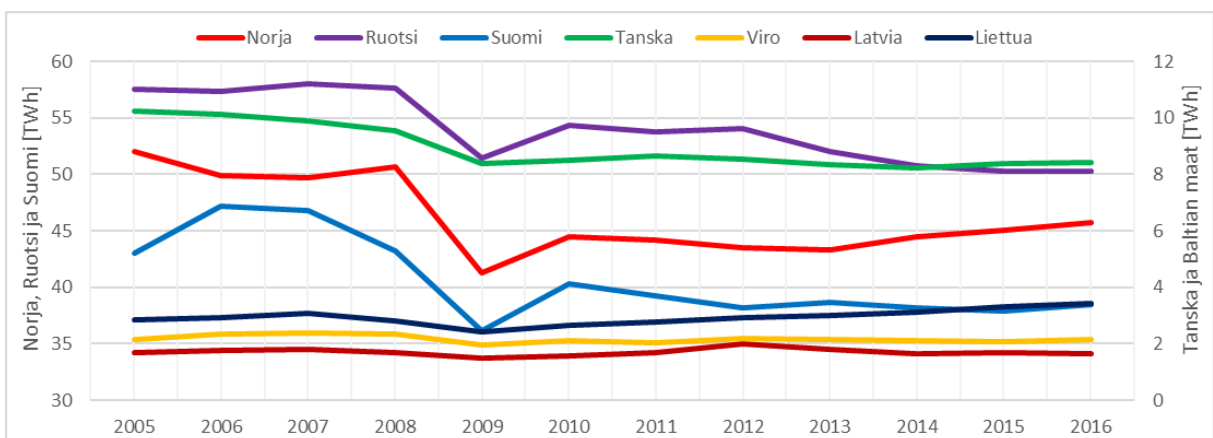
Vuonna 2016 vesivoimalla tuotettiin 54 % markkina-alueen sähköntuotannosta, 20 % tuotettiin ydinvoimalla ja loput 26 % tuotettiin tuulivoimalla, biomassalla, fossiilisilla ja muilla energianlähteillä (kuva 14). Koska vesivoimalla tuotetaan yli puolet markkina-alueen sähköstä, on sillä erittäin suuri painoarvo sähkön markkinahinnan muodostumisessa pohjoiseurooppalaisella sähkömarkkinalla.

Kuvassa 14 on esitetty sähköntuotanto energialähteittäin pohjoiseurooppalaisella sähkömarkkinalla vuonna 2016. Kuvasta on nähtävissä vesivoiman merkittävä rooli markkina-alueen kokonaistuotannossa ja hinnan muodostumisessa.



**Kuva 14.** Sähkön tuotanto energialähteittäin pohjoiseurooppalaisella sähkömarkkinalla vuonna 2016. (ENTSO-E 2017)

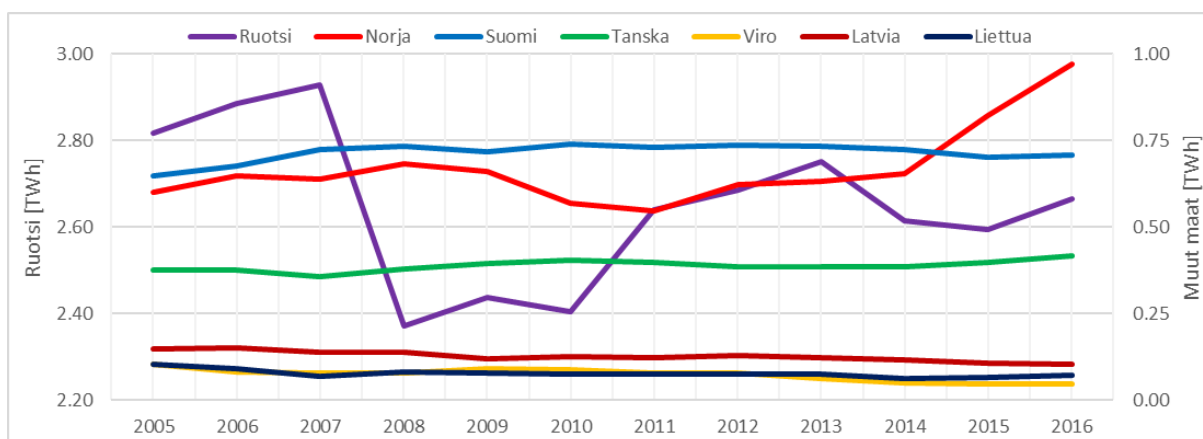
Pohjois-Euroopassa sähkönkulutus painottuu energiaintensiiviseen teollisuuteen. Teollisuuden sähkönkulutukseen vaikuttaa maailmantalouden suhdannevaihtelut. Norjan, Ruotsin ja Suomen teollisuuden sähkönkulutus laski merkittävästi vuosien 2008-2009 välillä maailmanlaajuisen finanssikriisin seurauksena (kuva 15). Maiden teollisuuden sähkönkulutus ei ole palautunut vieläkään finanssikriisiä edeltäneelle tasolle. Myös Tanskan ja Baltian maiden teollisuuden sähkönkulutus laski finanssikriisin seurauksena vuosien 2008-2009 välillä, mutta lasku ei ollut yhtä merkittävä energiaintensiivisen teollisuuden puuttumisesta johtuen. Ruotsin ja Suomen teollisuuden sähkönkulutuksen kehitys on ollut finanssikriisin jälkeen laskeva, kun taas Norjan nouseva. Tähän voi olla syynä Norjan muita maita alhaisempi sähkön hintataso, joka on suuren sähkönkulutuksen omaavalle teollisuudelle houkutteleva. Pitkällä aikavälillä (2005-2016) ainoastaan Liettuan teollisuuden sähkönkulutus on noussut.



**Kuva 15.** Pohjois-Euroopan teollisuuden sähkönkulutus maittain vuosina 2005-2016. (Eurostat 2018)

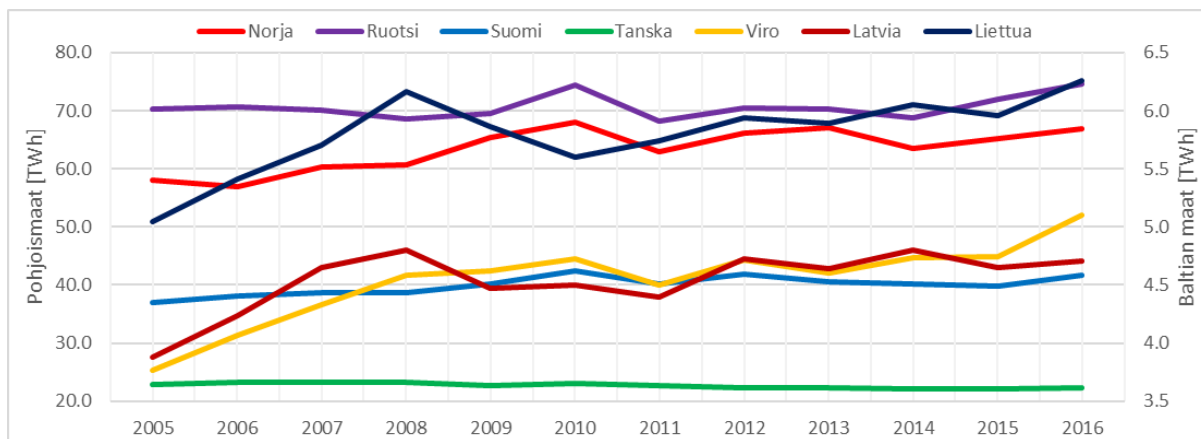
Vaikka liikenteen sähköistäminen on yksi Euroopan unionin päästövähennystavoitteiden saavuttamisen työkaluista, ei sen toteuttamisesta ole nähtävissä selviä merkkejä yhdenkään EU-maan liikenteen sähkönkulutuksessa vielä vuoteen 2016 mennessä (kuva 16). Markkina-alueen ainoa maa, joka ei kuulu Euroopan unioniin ja, jonka liikenteen sähkönkulutuksesta on selvästi nähtävissä liikenteen sähköistyminen on Norja. Maan liikenteen sähkönkulutus on noussut merkittävästi vuodesta 2014 vuoteen 2016. Ruotsin liikenteen sähkönkulutuksen epänormaaliin muutosten taustalla ovat tilaston menetelmämuutokset.

Kuvassa 16 on esitetty Pohjois-Euroopan liikenteen sähkönkulutus maittain vuosina 2005-2006. Kuvasta on nähtävissä Norjan liikenteen sähköistyminen sekä Ruotsin liikenteen sähkönkulutuksen epänormaalit muutokset, joiden taustalla on tilaston menetelmämuutokset.



**Kuva 16.** Pohjois-Euroopan liikenteen sähkönkulutus maittain vuosina 2005-2016. (Eurostat 2018)

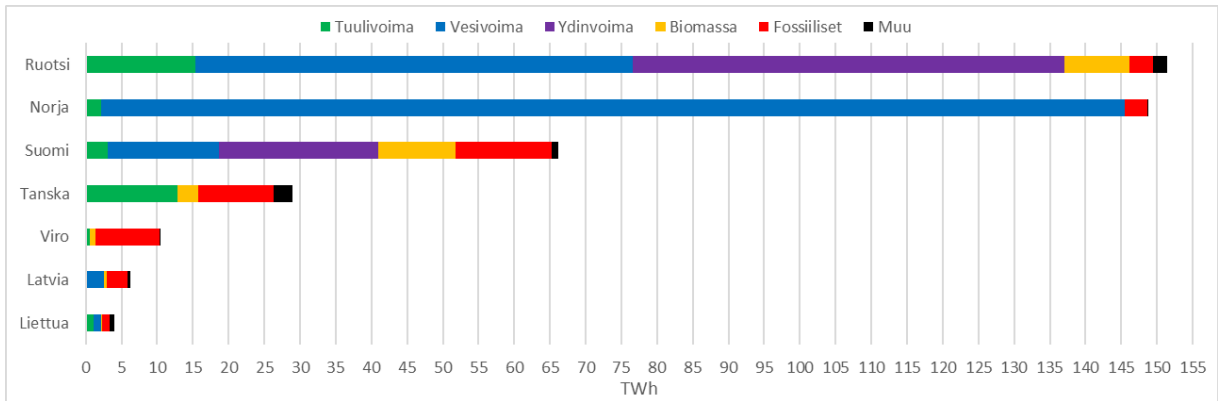
Markkina-alueen kotitalouksien ja palveluiden sähkönkulutus on noussut selvästi pitkällä aikavälillä (2005-2016) kaikissa muissa maissa paitsi Tanskassa (kuva 17). Tanskan muista markkina-alueen maista poikkeavalle kotitalouksien ja palveluiden sähkönkulutuksen kehitykselle on syynä erittäin vähäinen sähkölämmitys ja energiatehokkuuden paraneminen.



**Kuva 17.** Pohjois-Euroopan kotitalouksien ja palveluiden sähkönkulutus maittäin vuosina 2005-2016. (Eurostat 2018)

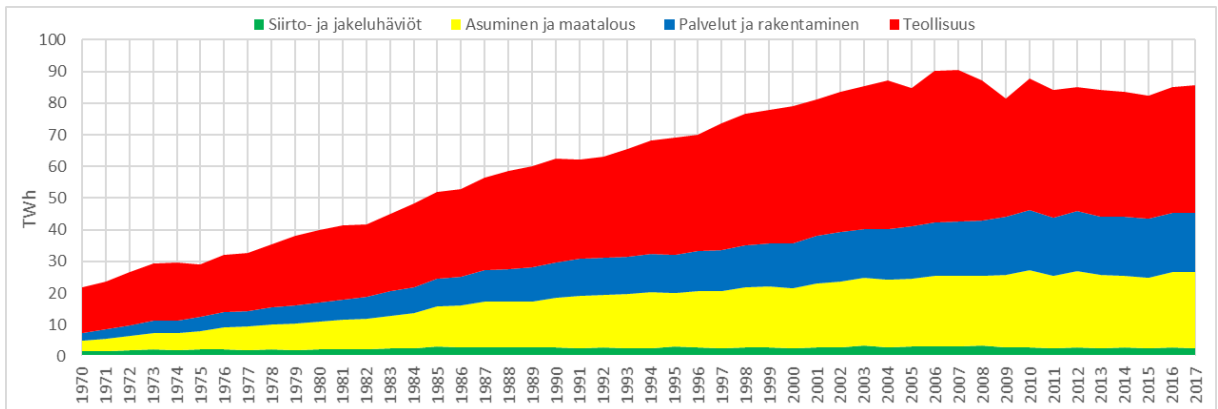
Kuten jo aikaisemmin tarkasteltiin, vesivoimalla on erittäin suuri painoarvo sähkön markkinahinan muodostumisessa pohjoiseurooppalaisella sähkömarkkinalla. Vuonna 2016 Norjan sähköntuotanto vesivoimalla oli 143,4 TWh, joka vastasi 96 % maan sähköntuotannosta ja 34 % koko markkina-alueen sähköntuotannosta (kuva 18). Muita suuria vesivoiman tuottajamaita pohjoiseurooppalaisella sähkömarkkinalla ovat Ruotsi ja Suomi. Myös Ruotsin ja Suomen ydinvoimalla on merkittävä osuus markkina-alueen sähköntuotannossa. Tanskan sähköntuotanto perustuu vahvasti tuulivoimaan. Vuonna 2016 Tanskan sähköntuotanto tuulivoimalla oli 12,8 TWh, joka vastasi 44 % maan sähköntuotannosta. Viron sähköntuotanto perustuu lähes kokonaan fossiilisiin polttoaineisiin (öljyliuskeeseen eli palavaan kiveen). Tulevaisuudessa fossiilisiin polttoaineisiin perustuvan sähköntuotannon osuus sähkön kokonaistuotannosta tulee laskemaan pohjoiseurooppalaisella sähkömarkkinalla, kun hiilidioksidipäästöjä aiheuttavaa tuotantoa ajetaan alas niin Euroopan unionin päästökauppajärjestelmän ohjaamana, kuin myös kansallisten poliittisten toimien johdosta.

Kuvassa 18 on esitetty Pohjois-Euroopan sähköntuotanto energialähteittäin ja maittäin vuonna 2016. Kuvasta on nähtävissä vesivoiman merkittävä osuus markkina-alueen sähköntuotannossa.



**Kuva 18.** Pohjois-Euroopan sähköntuotanto energialähteittäin ja maittain vuonna 2016. (ENTSO-E 2017)

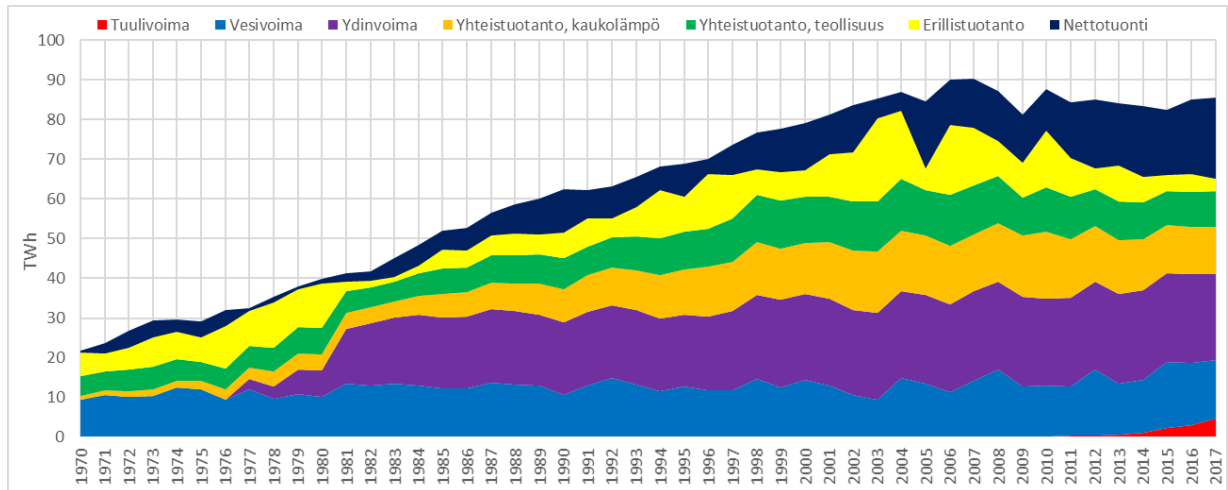
Suomen sähkönkulutus on lähes nelinkertaistunut vuodesta 1970 vuoteen 2017 (kuva 19). Vuonna 1970 sähkönkulutus oli 21,8 TWh, kun vuonna 2017 se oli noussut 85,5 TWh tasolle. Asumisen ja maatalouden, palveluiden ja rakentamisen sekä teollisuuden sähkönkulutus ovat kaikki nousseet pitkällä aikavälillä (1970-2017). Lyhyemmällä aikavälillä (2007-2017) teollisuuden sähkönkulutus ei ole noussut takaisin finanssikriisiä edeltäneelle tasolle. Siirto- ja jakeluhäviöiden osuus on laskenut merkittävästi pitkällä aikavälillä vuoden 1970 7 % tasolta vuoden 2017 3 % tasolle.



**Kuva 19.** Sähkönkulutus sektoreittain Suomessa vuosina 1970-2017. (Energiateollisuus 2018)

Suomen sähköntuotanto ja sähkön nettotuonti on noussut pitkällä aikavälillä vastaamaan lähes nelinkertaistuneeseen sähkönkulutukseen vuodesta 1970 (kuva 20). Ydinvoimatuotantoa Suomessa on ollut vuodesta 1977 alkaen, kun Loviisa 1 -ydinvoimalaitosyksikkö kytkettiin verkkoon. Tuulivoimatuotantoa Suomessa on ollut vuodesta 1992 alkaen, tosin 1 TWh

vuosituotannon raja ylitettiin vasta vuonna 2014. Suomen sähkönkulutus nojaa vahvasti sähköntuontiin, koska noin neljännes sähkönkulutuksesta katetaan tuonnilla. Vuonna 2017 sähkön nettotuonti oli 20,4 TWh.



**Kuva 20.** Sähköntuotanto tuotantomuodoittain ja sähkön nettotuonti Suomessa 1970-2017. (Energiateollisuus 2018)

Markkina-aluetta ympäröivien maiden kulutus ja tuotanto vaikuttaa Pohjois-Euroopan sähkön markkinahintaan siirtoyhteysien välityksellä. Tässä kappaleessa keskitytään niihin nykyistä markkina-aluetta ympäröiviin maihin, joihin on rakenteilla tai suunnitteilla uusia siirtoyhteysia pohjoiseurooppalaiselta sähkömarkkinalta. Kyseiset maat ovat Saksa, Britannia, Puola ja Alankomaat (taulukko 2). Vuonna 2016 jo yksistään Saksan sähkönkulutus (548,4 TWh) oli huomattavasti suurempi, kuin pohjoiseurooppalaisen sähkömarkkinan kokonaiskulutus (419,8 TWh). Saksa oli myös edellä mainituista maista ainut sähkön nettoviejä merkittävällä 61,2 TWh nettoviennillä, joka vastasi yhtä kymmenesosaa Saksan kokonaistuotannosta. Paremman kuvan Saksan nettoviennistä saa, kun vertaa sitä Tanskan ja Baltian maiden yhteenlaskettuun sähkönkulutukseen, joka oli vain hieman suurempi (61,8 TWh).

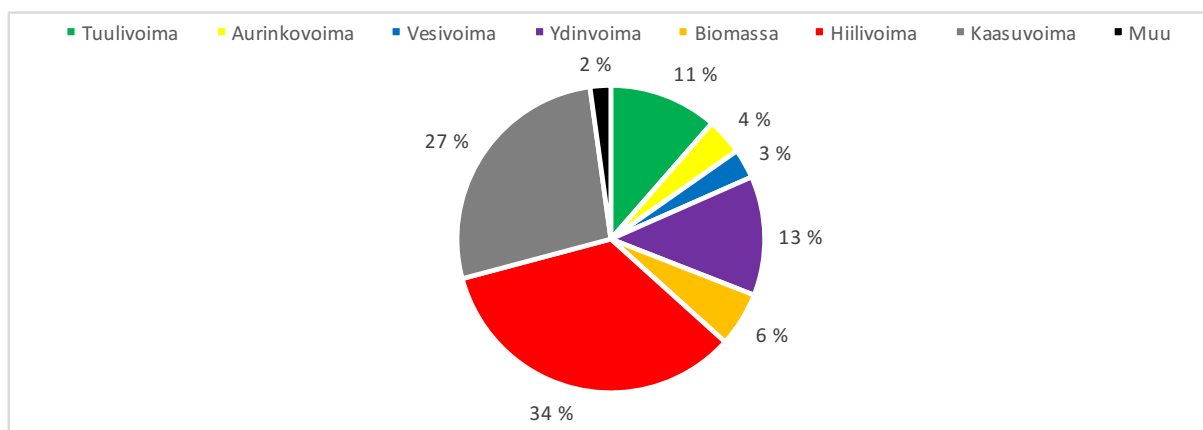
Taulukossa 2 on esitetty Saksan, Britannian, Puolan ja Alankomaiden kulutus, tuotanto, nettotuonti / nettovienti ja omavaraisuusaste vuonna 2016. Taulukosta on nähtävissä, että kaikki edellä mainitut maat ovat lähes omavaraisia sähköntuotannon suhteen (omavaraisuusaste vähintään 95 %).

**Taulukko 2.** Britannian, Saksan, Puolan ja Alankomaiden kulutus, tuotanto, nettotuonti / nettovienti ja omavaraisuusaste vuonna 2016. (ENTSO-E 2017)

Maa	Kulutus [TWh]	Tuotanto [TWh]	Nettotuonti (-) / nettovienti (+) [TWh]	Omavaraisuusaste [%]
Saksa	548,4	609,6	61,2	111,2
Britannia	334,0	320,3	-13,7	95,9
Puola	155,3	154,1	-1,2	99,2
Alankomaat	114,5	109,6	-4,9	95,7

Jo aiemmin tarkastellun Pohjois-Euroopan sähkötuotannon perustuessa pääosin päästöttömiin tuotantomuotoihin, kuten vesi-, ydin- ja tuulivoimaan Saksan, Britannian, Puolan ja Alankomaiden sähköntuotanto nojaa vastoin tätä vahvasti fossiilisiin polttoaineisiin, koska lähes kaksi kolmasosaa maiden sähköstä tuotetaan hiilellä ja kaasulla (kuva 21). Suuret hiilidioksidipäästöt tuotettua energiayksikköä kohti aiheuttava hiilivoima kattoi vuonna 2016 noin kolmasosan maiden sähköntuotannosta, tuuli- ja aurinkovoima kattoivat 15 % ja vesivoima ainoastaan 3 %.

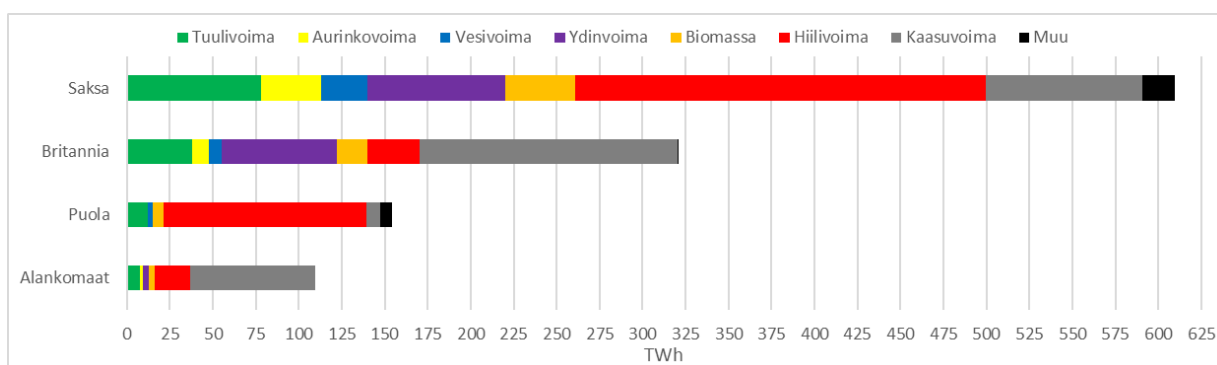
Kuvassa 21 on esitetty Saksan, Britannian, Puolan ja Alankomaiden sähköntuotanto energialähteittäin vuonna 2016. Kuvasta on nähtävissä erityisesti fossiilisten polttoaineiden merkittävä rooli maiden sähköntuotannossa ja hinnan muodostumisessa.



**Kuva 21.** Saksan, Britannian, Puolan ja Alankomaiden sähköntuotanto energialähteittäin vuonna 2016. (ENTSO-E 2017)

Kun tarkastellaan maakohtaista sähköntuotantoa energialähteittäin huomataan, että erityisesti Saksassa ja Puolassa hiilivoimalla on merkittävä rooli tuotannossa (kuva 22). Vuonna 2016 hiilivoimalla tuotetun sähkön osuus oli Saksassa 238,9 TWh ja Puolassa 118,2 TWh. Marginaalikustannuksiltaan lähes nollassa olevien tuuli- ja aurinkovoiman osuus oli Saksassa merkittävät 113,1 TWh ja Britanniassakin jopa 47,6 TWh.

Kuvassa 22 on esitetty Saksan, Britannian, Puolan ja Alankomaiden sähköntuotanto energialähteittäin vuonna 2016. Kuvasta on nähtävissä, että edellä mainituissa maissa on runsaasti hiilidioksidipäästöjä aiheuttavaa hiili- ja kaasuvoimaa, johon EU:n päästökauppa ja kansalliset poliittiset toimet kohdistuvat.



**Kuva 22.** Saksan, Britannian, Puolan ja Alankomaiden sähköntuotanto energialähteittäin vuonna 2016. (ENTSO-E 2017)

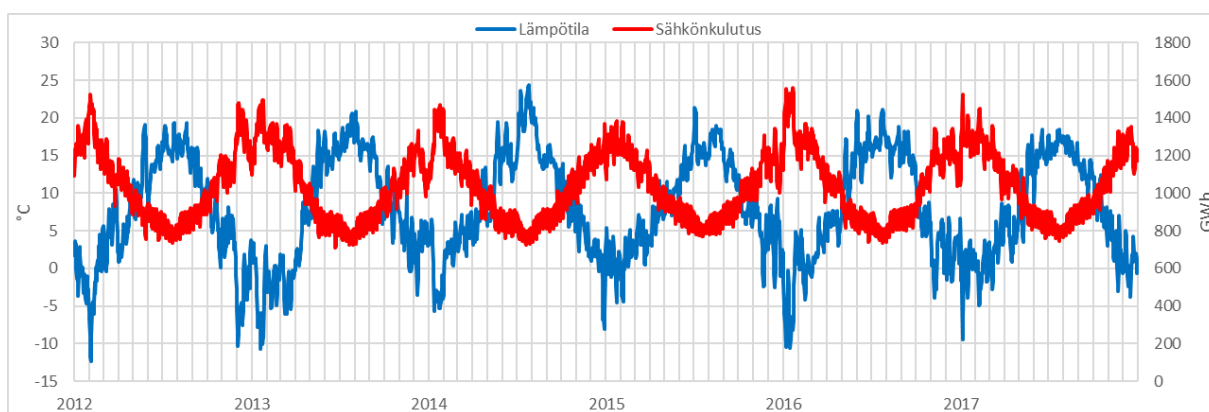
Tulevaisuudessa joustavan kaasuvoiman rooli tulee korostumaan tarkastelluissa maissa, kun hiilivoimaa ajetaan alas niin päästökaupan, kuin myös kansallisten poliittisten toimien tukemana. Kaasuvoiman rooli tulee korostumaan tehotasapainon ylläpidossa erityisesti sähkönkulutuksen huipputunteina siirtymävaiheessa kohti päästötöntä joustamattoman sähköntuotantoa, ennen kuin kysyntäjousto-, akku- ja siirtokapasiteetti pystyvät vastaamaan tuotantorakenteen muutokseen.

## 4.2 Lämpötila

Sähkönkulutus on lämpötilariippuvaista johtuen lämmityksestä ja jäädytyksestä. Lämpötilan laskiessa sähkönkulutus nousee ja vastaavasti lämpötilan noustessa sähkönkulutus laskee

lämmityksen vaikutuksesta (kuva 23), toisin sanoen sähkönkulutus vaihtelee kausittain eli on korkeinta talvisin ja matalinta kesäisin. Poikkeuksen tähän tekee jäähdytys, joka lisää sähkönkulutusta lämpötilan noustessa riittävän korkeaksi kesäisin. Jäähdytyskuorman vaikutus sähkönkulutukseen pohjoiseurooppalaisella sähkömarkkinalla on tosin erittäin pientä verrattuna lämmityskuorman vaikutukseen.

Kuvassa 23 on esitetty pohjoiseurooppalaisen sähkömarkkinan sähkönkulutuksen lämpötilariippuvuus päivätasolla vuosina 2012-2017. Kuvasta on nähtävissä lämmityskuorman aiheuttama sähkönkulutuksen nousu lämpötilan laskiessa ja sähkönkulutuksen lasku lämpötilan noustessa. Kuvasta ei nähdä jäähdytyskuorman vaikutusta sähkönkulutukseen. Jos jäähdytyskuorman vaikutusta haluttaisiin tarkastella se vaatisi paljon tarkempaa tarkastelua kesien osalta.

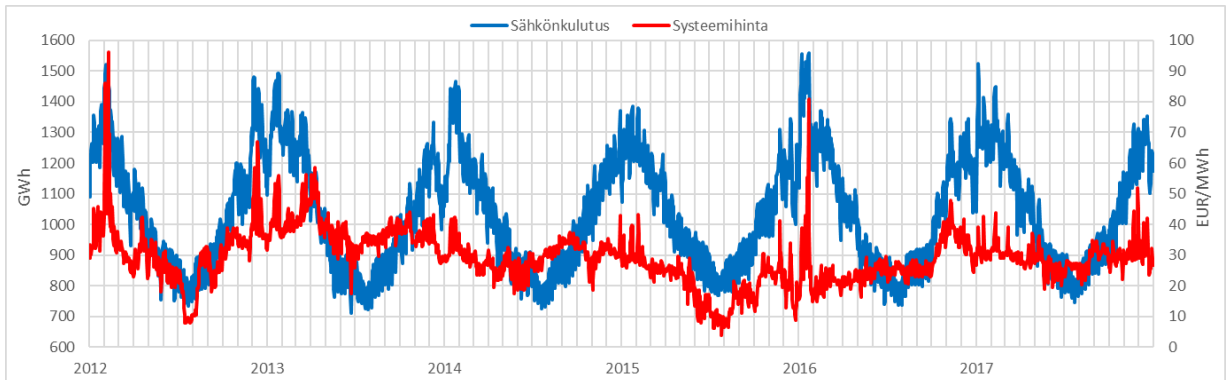


**Kuva 23.** Pohjoiseurooppalaisen sähkömarkkinan sähkönkulutuksen lämpötilariippuvuus päivätasolla vuosina 2013-2017. (SKM Market Predictor 2018)

Lämpötila vaikuttaa sähkönkulutuksen kautta myös sähkön markkinahintaan (kuva 24). Lämpötilariippuvaisella sähkönkulutuksella on selkeä korrelaatio sähkön markkinahinnan kanssa. Sähkönkulutuksen nousulla on sähkön markkinahintaa nostava vaikutus ja vastaavasti sähkönkulutuksen laskulla on sähkön markkinahintaa laskeva vaikutus. Tämän takia markkinatoimijat seuraavat lämpötila- ja sähkönkulutussennusteita.

Kuvassa 24 on esitetty pohjoiseurooppalaisen sähkömarkkinan sähkönkulutus ja systeemihinta päivätasolla vuosina 2012-2017. Kuvasta on nähtävissä lämpötilariippuvaisen

sähkönkulutuksen korrelaatio sähkön markkinahinnan kanssa. Erityisesti tarkastellun ajanjakson korkeimmat kulutushuiput ja systeemihinnat vuosilta 2012 ja 2016 havainnollistavat tätä ilmiötä hyvin.



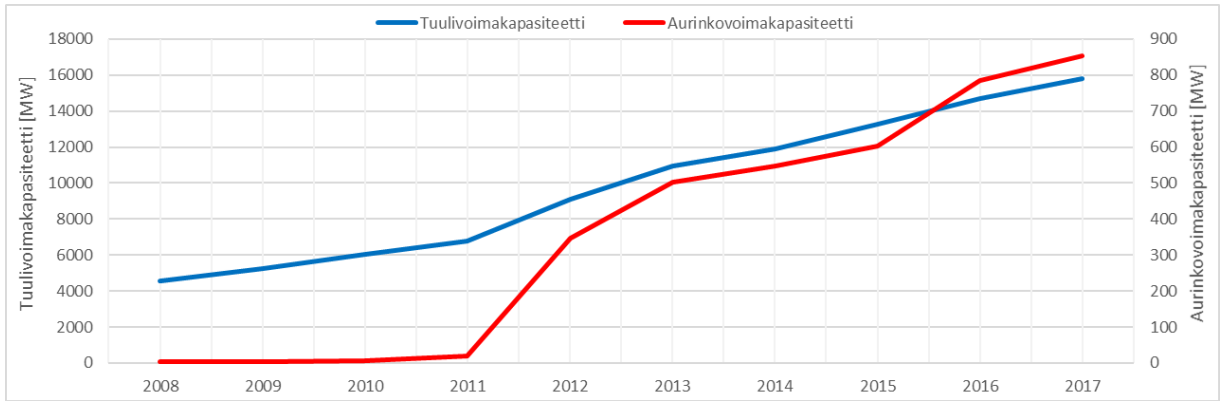
**Kuva 24.** Pohjoiseurooppalaisen sähkömarkkinan sähkönkulutus ja systeemihinta päivätasolla vuosina 2012-2017. (Nord Pool 2019e; SKM Market Predictor 2018)

### 4.3 Tuuli- ja aurinkovoima

Tulevaisuudessa tuotannoltaan joustamattoman tuuli- ja aurinkovoimakapasiteetin osuuden odotetaan jatkavan kasvussa kokonaistuotantokapasiteetista (kuva 25), minkä seurauksena tuuli- ja aurinkovoimatuotannolla on suurempi painoarvo sähkön markkinahinnan muodostumisessa. Tuotannon kasvulla on markkinahintaa laskeva vaikutus lähes nollan tuntumassa olevien marginaalikustannusten kautta. Muita vaikutuksia ovat markkinahinnan volatiliiteetin kasvu ja negatiivisten markkinahintojen esiintymisen todennäköisyyden kasvu. Negatiivisten markkinahintojen esiintyessä on jopa mahdollista, että tuulivoimaloita kytketään pois päältä, jos kyseisellä hetkellä ei ole mahdollista kuluttaa tai varastoida enemmän sähköä.

Kuvassa 25 on esitetty kumulatiivinen asennettu tuuli- ja aurinkovoimakapasiteetti vuoden lopussa vuosina 2008-2017. Tuulivoimakapasiteetti koostuu Pohjoismaiden, Viron ja Liettuan kapasiteetista, kun taas aurinkovoimakapasiteetti on ainoastaan Tanskan kapasiteetti. Kuvasta on nähtävissä erityisesti tuulivoimakapasiteetin voimakas kasvu, kun taas aurinkovoimakapasiteetin absoluuttinen kasvu on ollut vielä tähän mennessä paljon pienempää.

Aurinkovoimakapasiteetin kasvukäyrä on tosin vuodesta 2011 eteenpäin jyrkempi, joten sen kasvu on suhteellisesti suurempaa.



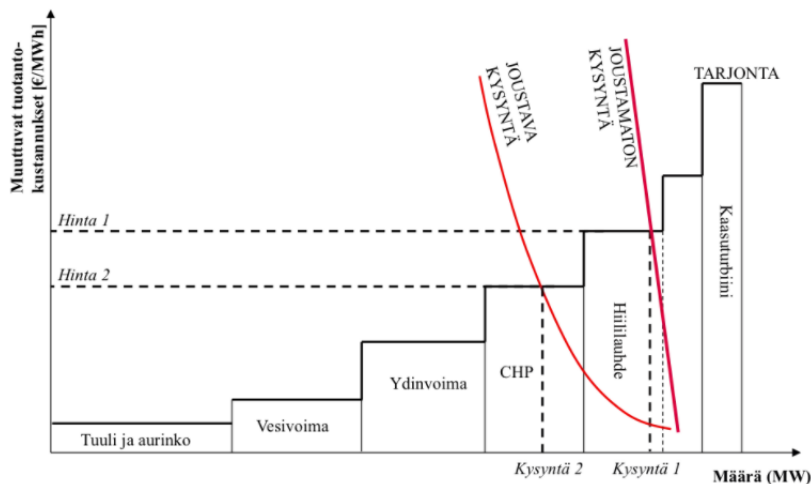
**Kuva 25.** Kumulatiivinen asennettu tuuli- ja aurinkovoimakapasiteetti vuoden lopussa vuosina 2008-2017. (Thomson Reuters 2018)

Tuulivoimakapasiteetin kasvun jatkumista tukee Lappeenrannan teknillisen yliopiston julkaisema sähkön tuotantokustannusvertailu maaliskuun 2017 kustannustasolla Suomessa. Tuotantokustannusvertailussa maatuulivoiman tuotantokustannus on tutkituista sähköntuotantomuodoista edullisin 41,4 EUR/MWh, kun taas aurinkovoiman tuotantokustannus on 99,6 EUR/MWh (LUT 2017). Tuotantokustannusvertailussa aurinkovoiman tuotantokustannus on näin ollen 58,2 EUR/MWh kalliimpi, kuin tutkituista sähköntuotantomuodoista edullisiman maatuulivoiman tuotantokustannus, mutta sen tuotantokustannuksen odotetaan jatkavan tulevaisuudessa laskussa samoin, kuin tuulivoiman. Tuotantokustannusvertailun perusteella vaikuttaa todennäköiseltä, että erityisesti tuulivoimakapasiteetin osuus kasvaa tulevaisuudessa voimakkaasti, kun taas aurinkovoimakapasiteetin osuuden kasvu riippuu vielä lähivuosina vahvasti markkina-alueen maiden kansallisesta energiapolitiikasta, eli toisin sanoen aurinkovoiman tukemisesta. Aurinkovoiman kannattavuutta voidaan parantaa huomattavasti käyttämällä sähkö tuotantopisteessä. Tällöin säästetään siirtomaksut ja mahdolliset sähköverot.

## 4.4 Kysyntäjousto

Kysyntäjoustopilla tarkoitetaan sähkönkulutuksen siirtämistä korkean kulutuksen ja hinnan tunneilta matalamman kulutuksen ja hinnan tunneille, sekä sähkönkulutuksen lisäämistä negatiivisten hintojen tunneilla. Lisäksi kysyntäjoustopilla tarkoitetaan sähkönkulutuksen muuttamista lyhyeksi ajaksi tuotannon ja kulutuksen välisen tasapainon säilyttämiseksi, eli toisin sanoen tehotasapainon säilyttämiseksi. Markkinoiden kysyntäjoustopokapasiteetin tarve kasvaa tulevaisuudessa sitä mukaa, kun asennetun tuuli- ja aurinkovoimakapasiteetin osuus markkinoiden kokonaistuotantokapasiteetista kasvaa. Kysyntäjoustopon tarpeen kasvu johtuu tuuli- ja aurinkovoimatuotannon luonteesta, koska ne eivät tuota kulutuksen tarpeen mukaan vaan silloin, kun tuulee tai paistaa. Koska tuuli- ja aurinkovoiman marginaalikustannukset ovat lähes nolla, sijoittuvat ne hinnanmuodostuksesta vastaavassa tuotannon ajojärjestyksessä ensimmäiseksi (kuva 26). Kysyntäjoustopokapasiteetin lisääminen on kansantaloudellisesti paras vaihtoehto vastaamaan tuuli- ja aurinkovoimakapasiteetin määrän kasvamiseen. Kysyntäjoustopokapasiteetin odotetaan kasvavan tulevaisuudessa, ja sillä on markkinahintaa laskeva vaikutus korkean kulutuksen ja hinnan tunneilla, sekä markkinahintaa nostava vaikutus negatiivisten hintojen tunneilla, jolloin markkinahinnan volatilitteetti laskee verrattuna skenaarioon, jossa kysyntäjoustopoa ei olisi käytettävissä.

Kuvassa 26 on esitetty kysyntäjoustopon vaikutus sähkön spot-hinnan muodostumiseen. Kuvasta on nähtävissä, kuinka sähkönkulutuksen laskiessa spot-hinta laskee kysyntäjoustopon vaikutuksesta, koska spot-hinta määräytyy marginaalikustannukseltaan kalleimman tuotantoyksikön (myyntitarjouksen) mukaan, joka tarvitaan kattamaan kysyntä (aggregoidut ostotarjoukset).



**Kuva 26.** Kysyntäjoustopon vaikutus sähkön spot-hinnan muodostumiseen (Honkapuro 2017).

Teollisuuden suuret kuormat ovat osallistuneet jo pitkään kysyntäjoustopon toteuttamiseen eri markkinoilla. Nyt myös asumisen ja palveluiden pienet kuormat, jotka on aggregoitu suuremmiksi kuormiksi ovat tulleet pienessä mittakaavassa markkinoille. Näitä aggregoituja kuormia kutsutaan virtuaalivoimalaitoksiksi. Kysyntäjoustopon kapasiteetti voi osallistua samoille markkinoille kuin tuotantokapasiteettikin (taulukko 3). Tulevaisuudessa akkukapasiteetin odotetaan kasvavan ja toimivan kysyntäjoustopon kapasiteettina. Akkukapasiteetin odotetaan kasvavan sähköisen liikenteen myötä sekä tehotasapainon ylläpidon tarpeesta johtuen.

Taulukossa 3 on esitetty Fingridin näkemys Suomen kysyntäjoustopon kapasiteetista eri markkinoilla. Taulukosta on nähtävissä, että jo nykyinen seuraavan vuorokauden huutokauppojen kysyntäjoustopon kapasiteetti 200–600 MW on merkittävä sähkön markkinahintaan vaikuttava tekijä erityisesti korkean kulutuksen ja hinnan tunteilla.

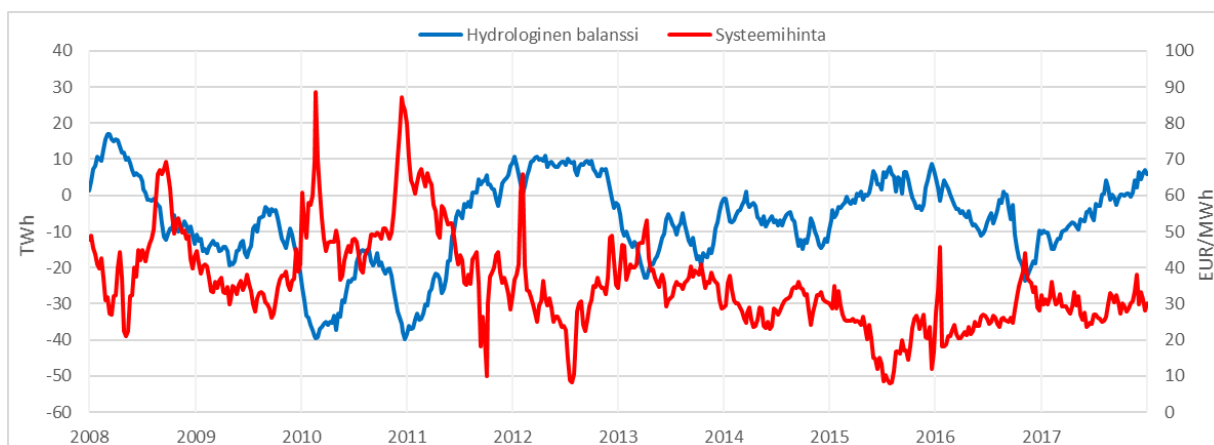
**Taulukko 3.** Fingridin näkemys Suomen kysyntäjoustopon kapasiteetista eri markkinoilla. (Fingrid 2019a)

Markkina	Kapasiteetti [MW]
Seuraavan vuorokauden huutokaupat	200 - 600
Jatkuva päivänsisäinen kaupankäynti	0 - 200
Säätösähkö	100 - 300
Taajuusohjattu häiriöreservi	430
Tehoreservi	22
Taajuusohjattu käyttöreservi	4

## 4.5 Hydrologinen balanssi

Vesivoimalla on merkittävä osuus pohjoiseurooppalaisen sähkömarkkinan sähköntuotannossa, koska yli puolet markkina-alueen sähkönkulutuksesta katetaan vesivoimalla. Tästä johtuen hydrologinen balanssi on yksi merkittävimmistä fundamenteista sähkön markkinahinnan muodostumisessa (kuva 27). Hydrologinen balanssi kertoo vesi- ja lumivarastoihin sekä maaperään sitoutuneen veden energiamäärän verrattuna pitkän aikavälin normaalitasoon. Hydrologisen balanssin positiivinen arvo tarkoittaa sitä, että edullista vesivoimaa on normaalia enemmän tarjolla, jolloin sähkön markkinahinta laskee. Vastaavasti hydrologisen balanssin negatiivinen arvo tarkoittaa sitä, että edullista vesivoimaa on normaalia vähemmän tarjolla, jolloin sähkön markkinahinta nousee.

Kuvassa 27 on esitetty pohjoiseurooppalaisen sähkömarkkinan hydrologinen balanssi ja systeemihinta viikkotasolla vuosina 2008-2017. Kuvasta on nähtävissä, että tarkastellulla ajanjaksolla hydrologisen balanssin vaihteluväli on ollut lähes 60 TWh. Erityisen kuivina ajanjaksoina vuonna 2010 systeemihinta on noussut viikkotasolla lähelle 90 EUR/MWh tasoa. Erityisen kosteina ajanjaksoina vuosina 2011, 2012 ja 2015 systeemihinta on laskenut viikkotasolla alle 10 EUR/MWh tason.



**Kuva 27.** Pohjoiseurooppalaisen sähkömarkkinan hydrologinen balanssi ja systeemihinta viikkotasolla vuosina 2008-2017. (Nord Pool 2019e; SKM Market Predictor 2018)

## 4.6 Uudet siirtoyhteydet

Euroopan sähkömarkkinaintegraatio etenee uusien siirtoyhteyksien rakentamisen myötä. Euroopan unioni on asettanut energiavoitteen vuodelle 2030 sähköverkkojen yhteenliittämistason nostamisen 15 prosenttiin, jolloin 15 prosenttia EU:ssa tuotetusta sähköstä on siirrettävissä toisiin EU-maihin (EU 2018). Euroopan energiaunionin sisämarkkinan edellyttämät uudet siirtoyhteydet niin maiden sisäiset, kuin myös maiden väliset vaikuttavat sähkön markkinahintaan tarjousaluekohtaisesti. 2020-luvun loppuun mennessä valmistuvilla uusilla siirtoyhteyksillä Pohjois-Euroopasta Saksaan, Britanniaan, Alankomaihin ja Puolaan (taulukko 4) on merkittävä vaikutus Pohjois-Euroopan sähkön markkinahintaan. Erityisesti Saksaan ja Britanniaan tulevilla siirtoyhteyksillä on suuri painoarvo niiden suuresta kokonaissiirtokapasiteetista johtuen. Markkina-alueen sisäisistä siirtoyhteyksistä Suomen aluehintaan vaikuttaa erityisesti kaksi Suomen ja Ruotsin välille rakennettavaa uutta siirtoyhteyttä, 800 megawatin siirtoyhteys pohjoisessa vuonna 2025 ja Fenno-Skan 1 siirtoyhteyden korvaava 800 megawatin siirtoyhteys etelässä vuonna 2029.

Taulukossa 4 on esitetty rakenteilla ja suunnitteilla olevat uudet siirtoyhteydet Euroopan energiaunionin sisämarkkinan kehittämiseksi. Taulukosta on nähtävissä, kuinka Euroopan sähkömarkkinaintegraatio etenee Pohjois- ja Keski-Euroopan välillä.

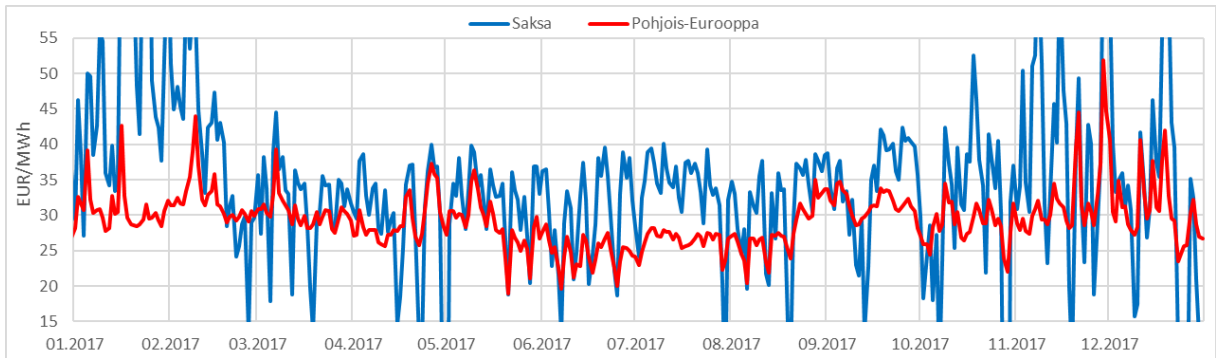
**Taulukko 4.** Rakenteilla ja suunnitteilla olevat uudet siirtoyhteydet Euroopan energiaunionin sisämarkkinan kehittämiseksi. (ENTSO-E 2018)

Käyttöönotto	Nimi	Mistä ja minne	Kapasiteetti [MW]
2019	COBRACable	Endrup (DK) Eemshaven (NL)	700
2019	Kriegers Flak CGS	Ishøj / Bjæverskov (DK) Bentwisch (DE)	400
2020	NordLink	Tonstad (NO) Wilster (DE)	1400
2021	North Sea Link	Kvildal (NO) Blythe (GB)	1400
2022	NorthConnect	Simadalen (NO) Peterhead (GB)	1400
2023	Westcoast	Endrup (DK) Klixbüll (DE)	500
2023	Viking Link	Revsing (DK) Bicker Fen (GB)	1400
2025	Maali	Bergen (NO) Shetland (GB)	600
2026	Hansa PowerBridge I	Hurva (SE) Guestrow (DE)	700
2030	Hansa PowerBridge II	Hurva (SE) Guestrow (DE)	600
2030	Kontek 2	Bjæverskov (DK) Bentwisch (DE)	600
2030	DKE-PL-1	Avedøre (DK) Dunowo (PL)	600

#### 4.7 Markkina-alueita ympäröivien maiden sähkön hinta

Tulevaisuudessa Pohjois-Euroopan sähkön hinta määräytyy yhä vahvemmin nykyistä markkina-alueita ympäröivien maiden sähkön hinnan mukaan uusista siirtoyhteyksistä johtuen. Tällä hetkellä erityisesti Saksan sähkön hinta vaikuttaa Pohjois-Euroopan sähkön hintaan, koska pohjoiseurooppalainen sähkömarkkina on linkittynyt useilla siirtoyhteyksillä Saksan markkina-alueeseen (kuva 28). Tällä hetkellä asennettu siirtokapasiteetti Pohjois-Euroopan ja Saksan välillä on 2950 MW.

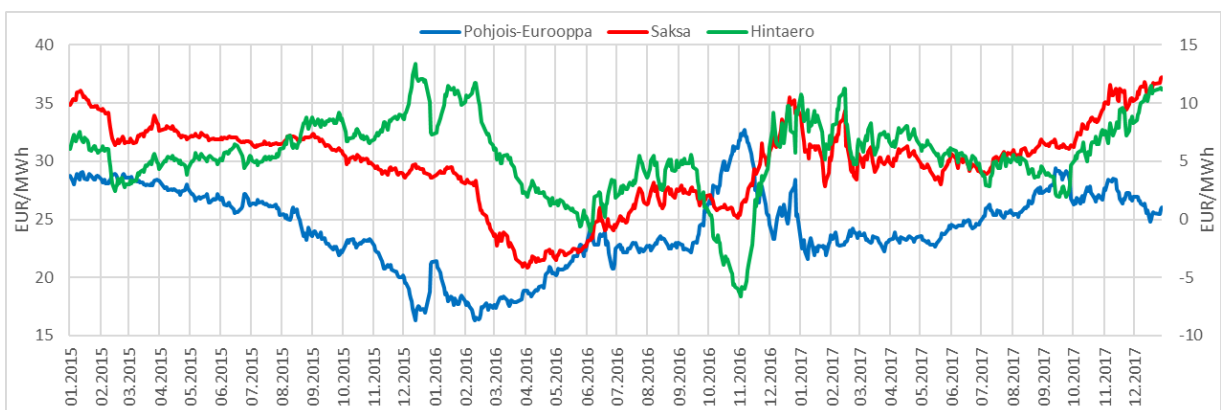
Kuvassa 28 on esitetty Saksan ja Pohjois-Euroopan spot-hinnat päivätasolla vuonna 2017. Kuvasta on nähtävissä Saksan ja Pohjois-Euroopan spot-hintojen välillä oleva vahva korrelaatio markkina-alueiden välisistä siirtoyhteyksistä johtuen.



**Kuva 28.** Saksan ja Pohjois-Euroopan spot-hinnat päivätasolla vuonna 2017. (Nord Pool 2019e; SKM Market Predictor 2018)

Koska spot-hinnat ovat futuurien referenssihintoja ja fuuturien hinnat ovat markkinoiden odotuksia tulevista spot-hinnoista, voidaan Saksan ja Pohjois-Euroopan sähköfuuturien erotuksena saatavaa hintaeroa eli spreadia käyttää apuna johdannaiskaupankäynnin ajoituksessa (kuva 29). Futuurien hintaeron avulla pyritään löytämään markkinoilta väärin hinnoiteltuja tilanteita vertaamalla futuurien hintoja odotettuihin tuleviin spot-hintoihin.

Kuvassa 29 on esitetty Pohjois-Euroopan ja Saksan lähin liukuva vuosituote sekä niiden välinen hintaero päivätasolla vuosina 2015-2017. Kuvasta on nähtävissä, että markkinat odottivat vuoden 2017 lopussa noin 11 EUR/MWh hintaeron toteutumista Saksan ja Pohjois-Euroopan markkina-alueiden välille vuonna 2018.



**Kuva 29.** Pohjois-Euroopan ja Saksan lähin liukuva vuosituote sekä niiden välinen hintaero päivätasolla vuosina 2015-2017. (Thomson Reuters 2018)

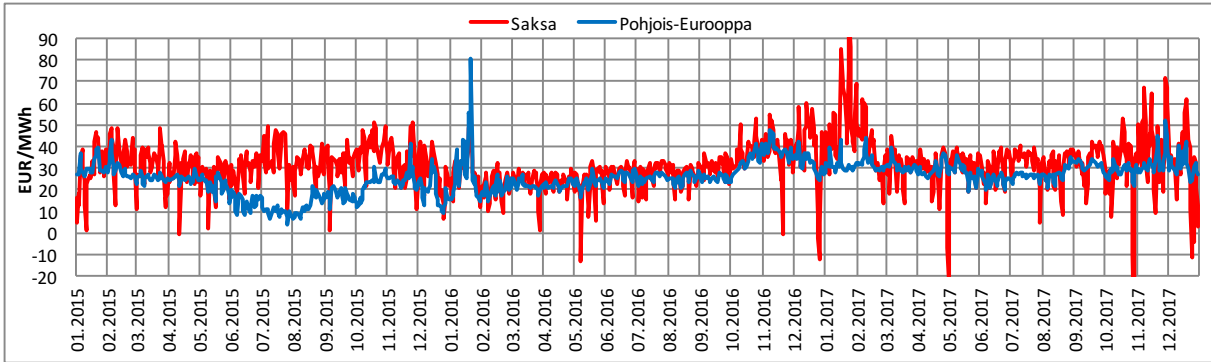
Tulevaisuudessa uudet siirtoyhteydet linkittävät pohjoiseurooppalaisen sähkömarkkinan Britanniaan ja sen lisäksi Pohjois-Euroopasta rakennetaan uusia siirtoyhteyksiä Alankomaihin, Puolaan ja Saksaan. Näillä uusilla siirtoyhteyksillä on Pohjois-Euroopan sähkön hintatasoa nostava vaikutus, koska Britannian, Alankomaiden, Puolan ja Saksan sähkön hintataso on Pohjois-Eurooppaa korkeampi (taulukko 5) maiden suuresta fossiilisia polttoaineita käyttävästä tuotannon osuudesta johtuen. Vastaavasti Britannian, Alankomaiden, Puolan ja Saksan sähkön hintataso laskee uusien siirtoyhteyksien vaikutuksesta, koska Pohjois-Euroopan sähkön hintataso on näitä markkina-alueita ympäröiviä maita matalampi suuresta vesivoimatuotannon osuudesta johtuen. Lisäksi sekä hinnan volatilitteetti että negatiivisten hintojen esiintymisen todennäköisyys tulee kasvamaan Pohjois-Euroopassa Saksan suuresta tuuli- ja aurinkovoimakapasiteetista johtuen (kuva 30). Toisaalta myös nykyisen markkina-alueen ja muiden sitä ympäröivien maiden tuuli- ja aurinkovoimakapasiteetin odotetaan kasvavan, jolla on vastaavat vaikutukset.

Taulukossa 5 on esitetty Britannian, Alankomaiden, Puolan, Saksan ja Pohjois-Euroopan spot-hintojen keskiarvot yksikössä EUR/MWh vuosina 2015-2017. Taulukosta on nähtävissä, että Britanniassa, Alankomaissa, Puolassa ja Saksassa on Pohjois-Eurooppaa korkeampi hintataso.

**Taulukko 5.** Britannian, Alankomaiden, Puolan, Saksan ja Pohjois-Euroopan spot-hintojen keskiarvot yksikössä EUR/MWh vuosina 2015-2017. (Nord Pool 2019e; SKM Market Predictor 2018)

Vuosi	Britannia	Alankomaat	Puola	Saksa	Pohjois-Eurooppa
2017	51,73	39,29	36,85	34,20	29,41
2016	49,12	32,24	36,48	29,98	26,91
2015	55,69	40,05	37,53	31,63	20,98

Kuvassa 30 on esitetty Saksan ja Pohjois-Euroopan spot-hinnat päivätasolla vuosina 2015-2017. Kuvasta on nähtävissä, että Saksan spot-hinnan volatilitteetti on huomattavasti Pohjois-Eurooppaa korkeampi ja, että negatiivisia hintoja esiintyy usein.



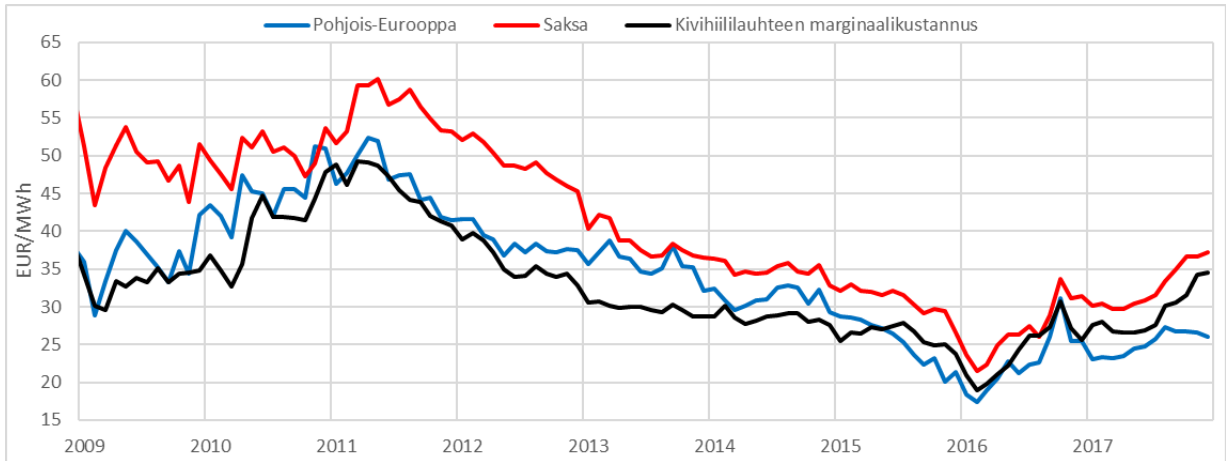
**Kuva 30.** Saksan ja Pohjois-Euroopan spot-hinnat päivätasolla vuosina 2015-2017. (Nord Pool 2019e; SKM Market Predictor 2018)

#### 4.8 Kivihiililauhteen marginaalikustannus

Pohjois-Euroopan keskimääräinen sähkön markkinahinta määräytyy kivihiililauhteen marginaalikustannuksen perusteella, koska kivihiililauhdevoimala on marginaalikustannukseltaan kallein tuotantoyksikkö (myyntitarjous), joka tarvitaan kattamaan keskimääräinen kysyntä (aggregoidut ostotarjoukset). Pohjois-Euroopassa systeemihinnan ja kivihiililauhteen marginaalikustannuksen erotuksena saatava kivihiililauhteen katemarginaali on ollut vuodesta 2015 alkaen negatiivinen (kuva 31), jolloin kivihiililauhdetuotanto on kannattamatonta. Toisin kuin Pohjois-Euroopassa Saksassa kivihiililauhteen katemarginaali on edelleen positiivinen korkeammasta sähkön markkinahinnasta johtuen. Pohjois-Euroopassa kivihiililauhteen katemarginaali on laskenut negatiiviseksi tuuli- ja aurinkovoimakapasiteetin kasvun sekä päästökaupan yhteisvaikutuksesta. Markkina-alueen tuuli- ja aurinkovoimatuotannon (marginaalikustannukset lähes nolla) osuuden kasvaessa kokonaistuotannosta, sähkön markkinahinta laskee, koska kivihiililauhdetta tarvitaan yhä harvemmillä tunneilla kattamaan kysyntä. Ajoittain sama vaikutus tulee myös siirtoyhteysien välityksellä nykyistä markkina-aluetta ympäröivistä maista, kuten Saksasta. Samaan aikaan päästöoikeuden hinta nostaa kivihiililauhteen marginaalikustannusta eli heikentää sen kilpailukykyä marginaalikustannuksiin perustuvassa tuotannon ajojärjestyksessä.

Kuvassa 31 on esitetty Pohjois-Euroopan ja Saksan lähin vuosituote sekä kivihiililauhteen marginaalikustannus kuukausitasolla vuosina 2009-2017. Kuvasta on nähtävissä, että Pohjois-

Euroopan ja Saksan sähkön hinnan välillä on yhteys ja, että Pohjois-Euroopan kivihiililauhteen katemarginaali on ollut vuodesta 2015 alkaen negatiivinen.



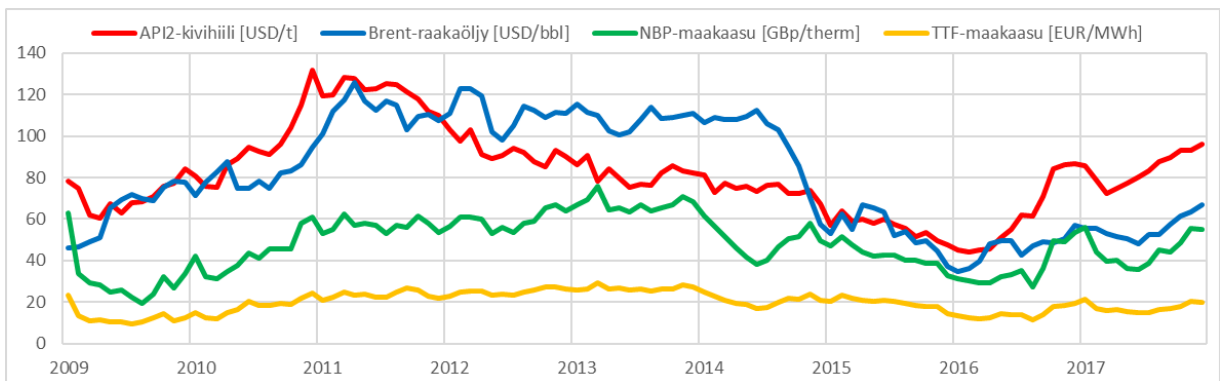
**Kuva 31.** Pohjois-Euroopan ja Saksan lähin vuosituote sekä kivihiililauhteen marginaalikustannus kuukausitasolla vuosina 2009-2017. (Thomson Reuters 2018)

Tulevaisuudessa Pohjois-Euroopan sähkön keskimääräisen markkinahinnan määrittävä kivihiililauhteen marginaalikustannus tulee yhä vahvemmin nykyistä markkina-alueita ympäröivistä maista, erityisesti Saksasta. Tämä johtuu Pohjois-Euroopan ja Saksan välille rakennettavista uusista siirtoyhteyksistä sekä kivihiililauhteen suuresta osuudesta Saksan sähköntuotannossa. Lisäksi on todennäköistä, että tulevaisuudessa Pohjois-Euroopan sähkön markkinahinnan ja kivihiililauhteen marginaalikustannuksen välinen korrelaatio tulee laskemaan samaan aikaan, kun Pohjois-Euroopan sähkön markkinahinnan ja maakaasulauhteen marginaalikustannuksen välinen korrelaatio tulee kasvamaan, koska kivihiililauhdetta ajetaan alas niin nykyisellä markkina-alueella, kuin myös sitä ympäröivissä maissa. Päätelmää tukee uudet siirtoyhteydet Saksaan, Alankomaihin sekä erityisesti Britanniaan, jossa sähkön keskimääräisen markkinahinnan määrittää maakaasulauhteen marginaalikustannus. Tämän päätelmän seurauksena maakaasun hinnan painoarvo kasvaisi sähkön markkinahinnan muodostumisessa.

## 4.9 Fossiilisten polttoaineiden hinnat

Fossiilisten polttoaineiden hinnat vaikuttavat polttoaineita käyttävien tuotantomuotojen marginaalikustannusten kautta sähkön markkinahintaan. Tärkeimmät fossiiliset polttoaineet ovat kivihiili, maakaasu ja raakaöljy (kuva 32). Suurin painoarvo Pohjois-Euroopan sähkön markkinahintaan on kivihiilellä. Kivihiilen hintaa ohjaa pääasiassa Aasian ja Tyynenmeren markkina-alueen kysyntä ja tarjonta. Merkittävimmät fundamentit kivihiilen hinnan muodostumisessa ovat Kiinan sähkön kulutus ja kivihiilen louhinta, joihin vaikuttaa erityisesti Kiinan taloustilanteen kehitys ja poliittiset toimet. Maakaasun vaikutus tulee siirtoyhteysklien välityksellä Alankomaista ja Saksasta sekä tulevaisuudessa myös Britanniaista. Raakaöljyä käytetään erittäin vähän sähkötuotannossa, mutta sen vaikutus on välillinen muun muassa kivihiilen louhinta- ja kuljetuskustannusten, maakaasun hinnoittelussa käytettävän öljyindeksoinnin sekä maailmantalouden kautta.

Kuvassa 32 on esitetty API2-kivihiilen, Brent-raakaöljyn, NBP-maakaasun ja TTF-maakaasun lähin liukuva kuukausituote kuukausitasolla vuosina 2009-2017. Kuvasta on nähtävissä, että lyhyellä aikavälillä (2016-2017) fossiilisten polttoaineiden hinnat ovat nousseet.



**Kuva 32.** API2-kivihiilen, Brent-raakaöljyn, NBP-maakaasun ja TTF-maakaasun lähin liukuva kuukausituote kuukausitasolla vuosina 2009-2017. (Thomson Reuters 2018)

## 4.10 Valuuttakurssit

Valuuttakurssit vaikuttavat sähkön markkinahintaan, koska fossiililla polttoaineilla, kuten kivihiilellä ja raakaöljyllä käydään kauppaa Yhdysvaltain dollareissa. Näin ollen euron kurssilla

dollareissa eli EUR/USD -valuuttaparin suhteella (kuva 33) on vaikutus fossiilisten polttoaineiden hinnan kautta sähkön markkinahintaan. Euron vahvistuessa Yhdysvaltain dollariin nähden fossiilisten polttoaineiden hinta laskee euromääräisenä ja vastaavasti euron heikentyessä Yhdysvaltain dollariin nähden fossiilisten polttoaineiden hinta nousee euromääräisenä.

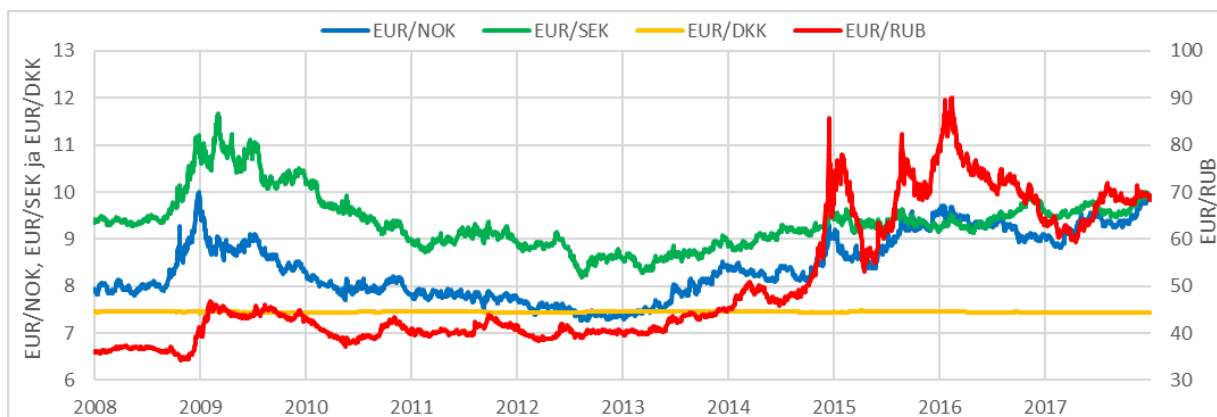
Kuvassa 33 on esitetty EUR/USD -kurssi päivätasolla vuosina 2008-2017. Kuvasta on nähtävissä, että esimerkiksi vuonna 2017 euro vahvistui suhteessa Yhdysvaltain dollariin, jolloin kivihiilen ja raakaöljyn hinta laski euromääräisenä.



**Kuva 33.** EUR/USD -kurssi päivätasolla vuosina 2008-2017. (Thomson Reuters 2018)

Lisäksi EUR/RUB -valuuttaparin suhteella (kuva 34) on vaikutus sähköntuontiin Venäjältä Suomeen tuonnin kannattavuuden kautta Venäjän kapasiteettimaksuista johtuen. Myös EUR/NOK ja EUR/SEK -valuuttaparien suhteilla (kuva 34) on vaikutus sähkön markkinahintaan, koska kaupankävijät voivat valita Nord Poolissa kaupankäyntivaluutukseen euron, Norjan kruunun, Ruotsin kruunun tai Tanskan kruunun. Tanskan kruunun arvo on tosin sidottu euroon (kuva 34). Käytännössä Norjan, Ruotsin ja Tanskan tarjousalueiden osto- ja myyntitarjoukset viedään paikallisessa valuutassa Nord Pooliin, kun taas Suomen, Viron, Latvian ja Liettuan tarjousalueiden osto- ja myyntitarjoukset viedään Nord Pooliin euroissa. Hintojen laskentaa varten Nord Poolin osto- ja myyntitarjoukset muunnetaan ensin viralliseen kaupankäyntivaluuttaan eli euroiksi. Tulevaisuudessa Nord Pool ei ole ainut fyysisen kaupankäynnin kanava pohjoiseurooppalaisella sähkömarkkinalla, vaan muitakin pörsejä on tulossa.

Kuvassa 34 on esitetty EUR/NOK, EUR/SEK, EUR/DKK ja EUR/RUB -kurssit päivätasolla vuosina 2008-2017. Kuvasta on nähtävissä, että vuonna 2017 euro vahvistui suhteessa Norjan ja Ruotsin kruunuun sekä Venäjän ruplaan. Euron suhde Tanskan kruunuun nähden on pysynyt koko tarkastelujakson ajan muuttumattomana, koska sen arvo on sidottu euroon.



**Kuva 34.** EUR/NOK, EUR/SEK, EUR/DKK ja EUR/RUB -kurssit päivätasolla vuosina 2008-2017. (Thomson Reuters 2018)

#### 4.11 Päästöoikeuden hinta ja fossiilisten tuotantomuotojen alasajo

Päästöoikeuden hinta on Euroopan unionin päästökauppajärjestelmän ohjauskeino päästä EU:n asettamiin ilmasto- ja energiatavoitteisiin, jotka pitävät sähköntuotannon osalta sisällään tavoitteet hiilidioksidipäästöjen vähentämisestä ja uusiutuvan energian osuuden lisäämisestä. EU:n ilmastotavoitteiden taustalla on sen jäsenmaiden ratifioimat Kioton pöytäkirja ja Pariisin ilmastopöytäkirja ilmastomuutoksen torjumiseksi.

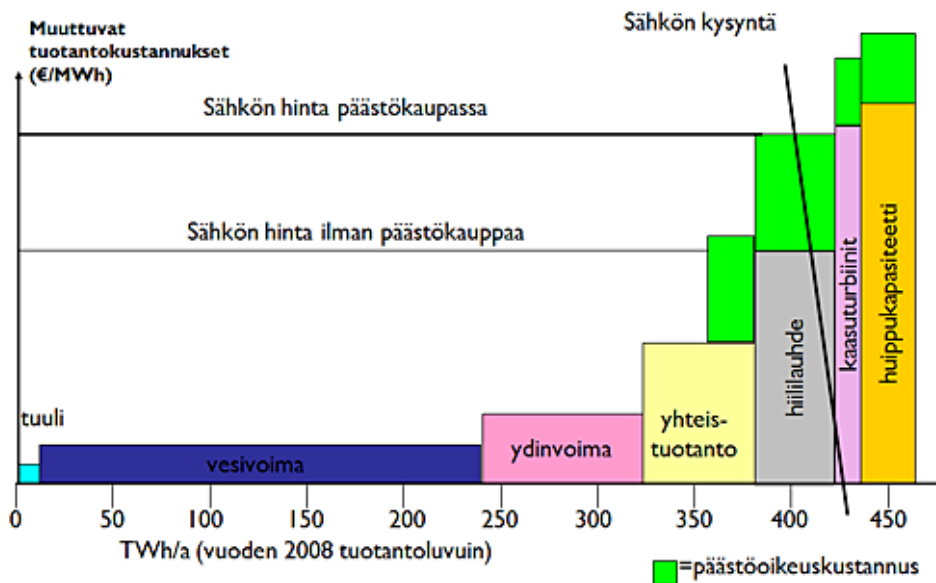
Päästökauppajärjestelmän ansiosta päästöille muodostuu markkinahinta. Päästökaupalla on sähköntuotantoa koskien kaksi tavoitetta, vähentää päästöjä ja ohjata tuotantoinvestointeja vähäpäästöiseen suuntaan. Tavoitteet toteutuvat markkinoille allokoitavien päästöoikeuksien määrän kautta, koska fossiilisia polttoaineita käyttävien sähköntuottajien on hankittava hiilidioksidipäästöjään vastaava määrä päästöoikeuksia vuosittain sekä riittävän korkean päästöoikeuden hinnan kautta, koska se laskee hiilidioksidipäästöjä aiheuttavien tuotantomuotojen kilpailukykyä marginaalikustannuksiin perustuvassa tuotannon ajojärjestyksessä. Ajan kuluessa markkinoille allokoitavien päästöoikeuksien määrä vähenee

Euroopan unionin päästövähennystavoitteiden mukaan, jolloin päästöoikeuksien hinta nousee ja sähköntuotannon hiilidioksidipäästöt vähenevät.

Päästöoikeuden tuoma lisäkustannus heikentää fossiilisia polttoaineita käyttävien eli hiilidioksidipäästöjä aiheuttavien tuotantomuotojen kannattavuutta. Sähkön markkinahinnan ja tuotannon marginaalikustannuksen erotuksena saatava tuotannon katemarginaali muuttuu negatiiviseksi päästöoikeuden hinnan noustessa riittävän korkeaksi. Tällä on sähkön tuotantorakennetta ohjaavaa vaikutus. Fossiilisia polttoaineita käyttävää tuotantoa suljetaan kannattamattomana ja uudet tuotantoinvestoinnit toteutetaan päästöttömiin tuotantomuotoihin, kuten tuuli-, aurinko-, vesi- ja ydinvoimaan, mikäli päästöoikeuden hinta on riittävän korkea.

Päästökauppajärjestelmä aiheuttaa päästöttömille tuotantomuodoille eli tuuli-, aurinko-, vesi- ja ydinvoimalle windfall-voittoa eli ansiotonta voittoa, koska keskimääräinen sähkön markkinahinta muodostuu marginaalikustannukseltaan kalleimman tuotantoyksikön (myyntitarjouksen) mukaan, joka tarvitaan kattamaan keskimääräinen kulutus (aggregoidut ostotarjoukset) ja tämä tuotantoyksikkö on tällä hetkellä hiililauhdevoimala (kuva 35).

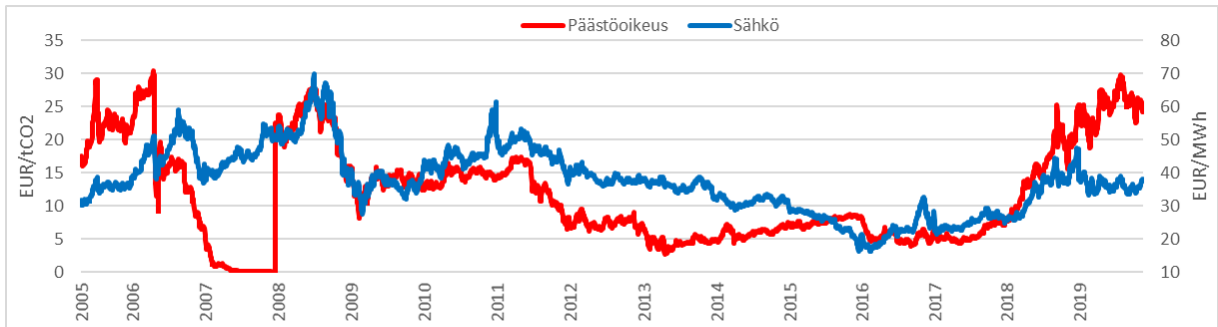
Kuvassa 35 on esitetty päästöoikeuden hinnan vaikutus sähkön markkinahintaan hinnanmuodostuksen taustalla olevan sähköntuotannon marginaalikustannuksen kautta tuotantomuodoittain. Kuvasta on nähtävissä, kuinka päästöoikeuden hinta nostaa sähkön markkinahintaa, mutta laskee samalla fossiilisia polttoaineita käyttävien tuotantomuotojen kilpailukykyä marginaalikustannuksiin perustuvassa tuotannon ajojärjestyksessä ja kannustaa investoimaan päästöttömiin tuotantomuotoihin.



**Kuva 35.** Päästöoikeuden hinnan vaikutus sähkön markkinahintaan hinnanmuodostuksen taustalla olevan sähköntuotannon marginaalikustannuksen kautta tuotantomuodoittain (ELFI 2018).

Päästöoikeuden hinta on vaihdellut kaupankäyntihistoriansa aikana kysynnän ja tarjonnan mukaan 0-30 EUR/tCO<sub>2</sub> välillä (kuva 36). Päästökauppa jakautuu ensimmäiseen kauteen eli kokeilujaksoon 2005-2007, toiseen kauteen 2008-2012 sekä meneillään olevaan kolmanteen kauteen 2013-2020. Vuosien 2006-2007 aikana päästöoikeuden hinta romahti lähelle 0 EUR/tCO<sub>2</sub> päästöoikeuksien ilmaisjaosta johtuneen ylitarjonnan seurauksena, koska todennetut päästöt olivat hieman arvioitua pienemmät ja päästöoikeuksia ei voitu siirtää seuraavilla kausilla käytettäväksi, eli toisin sanoen päästökauppajärjestelmän kokeilujakson virhearviosta ja ominaisuuksista johtuen. Vuonna 2008 päästöoikeuden hinta romahti yli 20 EUR/tCO<sub>2</sub> finanssikriisin seurauksena, kun todennetut päästöt laskivat selvästi. Sen jälkeen päästöoikeuden hinta on jatkannut pitkällä aikavälillä (2009-2016) laskussa päästöoikeusmarkkinan ylijäämästä johtuen. Ylijäämä on syntynyt päästökauppajärjestelmän puutteellisten ominaisuuksien seurauksena, koska päästöoikeuksien tarjonta ei ole reagoinut taantumien seurauksena laskeneeseen kysyntään. Lyhyellä aikavälillä (2017) päästöoikeuden hinta on noussut päästökauppajärjestelmään tehtävästä uudistuksesta (markkinavakausvaranto) johtuen. Markkinavakausvaranto hyväksyttiin vuonna 2017, luotiin vuonna 2018 ja otettiin käyttöön vuonna 2019. Markkinavakausvarannon avulla puututaan vuosittain päästöoikeusmarkkinan kysynnän ja tarjonnan väliseen epätasapainoon poistamalla ylijäämää markkinoilta.

Kuvassa 36 on esitetty Euroopan unionin päästöoikeuden ja Pohjois-Euroopan sähkön lähin liukuva vuosituote päivätasolla vuosina 2005-2019. Kuvasta on nähtävissä päästöoikeuden hinnan romahtamiset vuosien 2006-2007 sekä 2008 aikana.



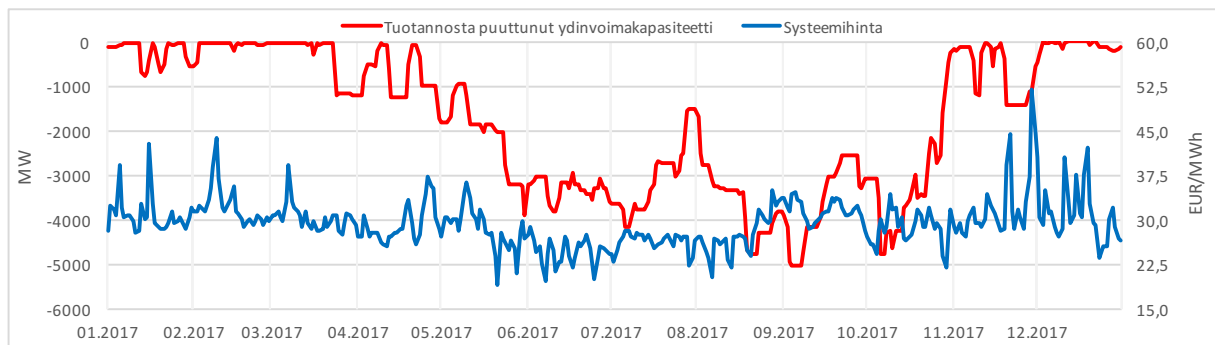
**Kuva 36.** Euroopan unionin päästöoikeuden ja Pohjois-Euroopan sähkön lähin liukuva vuosituote päivätasolla vuosina 2005-2019. (Thomson Reuters 2019)

Tulevaisuudessa päästöoikeuden hinnan odotetaan jatkavan poliittisten toimien tukemana nousussa. Lisäksi poliittisilla toimilla pyritään estämään vuosien 2006-2007 ja 2008 tapahtuneiden hinnan romahdusten toistuminen. Summa summarum se mille tasolle päästöoikeuden hinta halutaan tulevaisuudessa nostaa, on puhtaasti Euroopan unionin ilmasto- ja energiapolitiikkaa.

#### 4.12 Tuotantolaitosten ja siirtoyhteyksien vikaantumiset ja huollot

Tuotantolaitosten vikaantumiset ja huollot rajoittavat markkinoilla käytettävissä olevaa tuotantokapasiteettia. Tuotantolaitoksista erityisesti ydinvoimaloiden vikaantumisilla ja huolloilla on suuri painoarvo sähkön markkinahinnan muodostumisessa, koska ydinvoimaloiden yksikkökoko on tuotantolaitoksista suurin ja ydinvoima on tuuli-, aurinko-, ja vesivoiman jälkeen seuraavaksi edullisin tuotantomuoto marginaalikustannusten perusteella. Ydinvoimalat tuottavat sähköä ympäri vuorokauden, vuoden jokaisena päivänä, vikaantumisia ja huoltoja lukuun ottamatta (kuva 37). Kun tuotannosta puuttuu ydinvoimakapasiteettia, joudutaan puuttuvaa kapasiteettia vastaava sähkön kulutus kattamaan marginaalikustannuksiltaan kalliimmilla tuotantomuodoilla, jolloin sähkön markkinahinta nousee.

Kuvassa 37 on esitetty pohjoiseurooppalaiselta sähkömarkkinalta tuotannosta puuttunut ydinvoimakapasiteetti sekä systeemihinta päivätasolla vuonna 2017. Kuvasta on nähtävissä, kuinka ydinvoiman vuosihuollot on ajoitettu korkeamman lämpötilan eli matalamman kulutuksen kuukausille. Syyskuussa tuotannosta puuttui jopa 5000 MW ydinvoimakapasiteettia vikaantumista ja huolloista johtuen. Vuoden korkeimmat spot-hinnat päivätasolla toteutuivat talvella marraskuussa jaksolla, jolloin ydinvoimakapasiteettia puuttui tuotannosta.

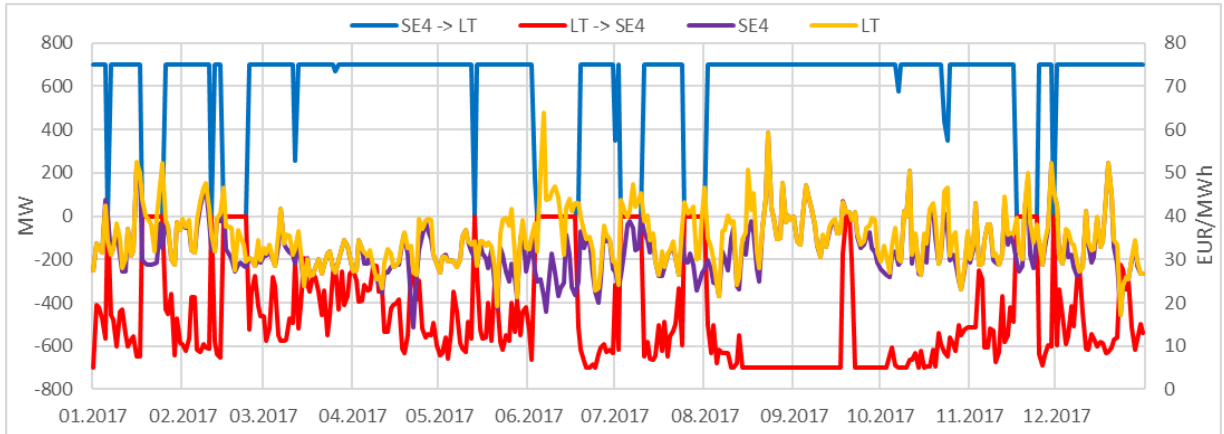


**Kuva 37.** Pohjoiseurooppalaiselta sähkömarkkinalta tuotannosta puuttunut ydinvoimakapasiteetti sekä systeemihinta päivätasolla vuonna 2017. (Nord Pool 2019e; SKM Market Predictor 2018)

Siirtoyhteysien vikaantumiset ja huollot rajoittavat jo ennestään rajallista sähkönsiirtokapasiteettia tarjousalueiden välillä (kuva 38). Sähkönsiirron rajoitukset nostavat alitarjonta-alueiden markkinahintaa ja laskevat ylitarjonta-alueiden markkinahintaa. Tarkemmin avattuna sellaisten tarjousalueiden markkinahinta nousee, joilla on vähemmän marginaalikustannuksiltaan edullista tuotantoa, kuten tuuli-, aurinko- ja vesivoimaa, kuin muilla markkina-alueen tarjousalueilla. Vastaavasti sellaisten tarjousalueiden markkinahinta laskee, joilla on enemmän marginaalikustannuksiltaan edullista tuotantoa, kuten tuuli-, aurinko- ja vesivoimaa, kuin muilla markkina-alueen tarjousalueilla. Tämä johtuu siitä, että hinnanmuodostus perustuu siihen, että markkina-alueen sähkön kysyntä eli kulutus katetaan siirtokapasiteetin asettamissa rajoissa siellä missä sähkö on marginaalikustannuksiltaan edullisinta tuottaa.

Kuvassa 38 on esitetty NordBalt-siirtoyhteydellä olleet siirtokapasiteettirajoitukset sekä SE4 ja LT tarjousalueiden spot-hinnat päivätasolla vuonna 2017. NordBalt-siirtoyhteyden sähkönsiirtokapasiteetti on 700 MW. Kuvasta on nähtävissä, kuinka Etelä-Ruotsin ja Liettuan välisen siirtoyhteyden vikaantumiset ja huollot ovat rajoittaneet sähkönsiirtoa SE4 ja LT

tarjousalueiden välillä. Liettuan korkeimmat spot-hinnat päivätasolla vuonna 2017 toteutuivat kesäkuussa NordBalt-siirtoyhteyden ollessa pois käytöstä. Samalla ajanjaksolla Liettuan ja Etelä-Ruotsin välinen aluehintaero toteutui merkittävästi muuta vuotta korkeampana.



**Kuva 38.** NordBalt-siirtoyhteydellä olleet siirtokapasiteettirajoitukset sekä SE4 ja LT tarjousalueiden spot-hinnat päivätasolla vuonna 2017. (Nord Pool 2019e; SKM Market Predictor 2018)

#### 4.13 Ydinvoiman alasajo

Ruotsissa, kuten muuallakin maailmalla ajetaan alas päästötöntä ydinvoimaa ennen sen teknisen käyttöiän päättymistä (oletus 60 vuotta) (taulukko 6). Alasajon taustalla on heikko kannattavuus, investointitarpeet ja poliittinen tahtotila ydinvoimasta luopumiseen. On epätodennäköistä, että uusia investointipäätöksiä ydinvoimaan syntyy tulevaisuudessa ilman kapasiteettimarkkinoita. Päätelmä perustuu nykyiseen markkinamalliin, jossa käydään ainoastaan energialla kauppaa. Päätelmää tukee Lappeenrannan teknillisen yliopiston julkaisema sähkön tuotantokustannusvertailu maaliskuun 2017 kustannustasolla Suomessa. Tuotantokustannusvertailussa uuden ydinvoimalan tuotantokustannus on 55,4 EUR/MWh, kun taas tutkituista sähköntuotantomuodoista edullisimman maatuulivoiman tuotantokustannus on 41,4 EUR/MWh (LUT 2017). Tuotantokustannusvertailussa uuden ydinvoimalan tuotantokustannus on näin ollen 14 EUR/MWh kalliimpi, kuin tutkituista sähköntuotantomuodoista edullisimman maatuulivoiman tuotantokustannus, jonka odotetaan jatkavan tulevaisuudessa laskussa. Nykyisen ydinvoimakapasiteetin käyttöiän tulee todennäköisesti määrittämään maiden kansallinen energiapolitiikka sekä sähkön

markkinahinnan kautta tuleva ydinvoiman kannattavuus. Vastoin useissa maissa maailmalla vallitsevaa ydinvoimavastaista trendiä, Suomeen rakennetaan parhaillaan kahta uutta ydinvoimalaitosyksikköä, jotka ovat Olkiluoto 3 ja Hanhikivi 1. Kyseiseisten laitosyksiköiden investointipäätökset on tehty aikana, jolloin ydinvoima oli marginaalikustannukseltaan kilpailukykyisempää muihin tuotantomuotoihin nähden ja poliittinen tahtotila sitä kohtaan oli suotuisampi. Nykyisellä kustannustasolla investointipäätöksiä ei todennäköisesti syntyisi kyseisiin laitosyksiköihin.

Taulukossa 6 on esitetty ydinvoiman alasajo pohjoiseurooppalaisella sähkömarkkinalla. Taulukosta on nähtävissä, kuinka Ruotsissa ajetaan alas päästötöntä ydinvoimaa ennen sen teknisen käyttöiän päättymistä (60 vuotta). Loviisan laitosyksiköiden nykyiset käyttöluvut päättyvät vuosina 2027 ja 2030, mutta laitosyksiköille voidaan hakea käyttöiän jatkoa.

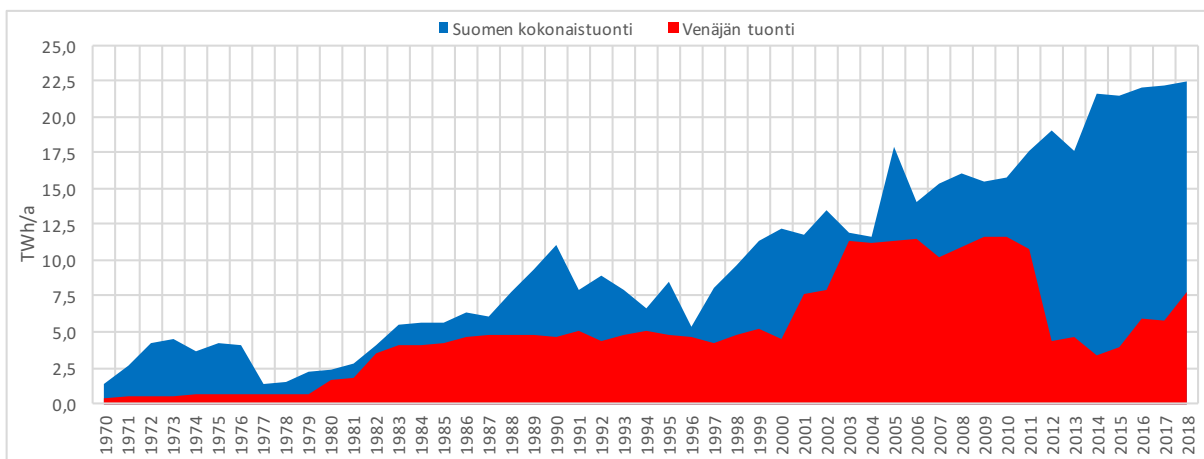
**Taulukko 6.** Ydinvoiman alasajo pohjoiseurooppalaisella sähkömarkkinalla.

Laitosyksikkö	Tarjousalue	Kapasiteetti [MW]	Käyttöönotto	Alasajo	Käyttöikä
Oskarshamn 2	SE3	638	1974	2015	41
Oskarshamn 1	SE3	473	1971	2017	46
Ringhals 2	SE3	865	1975	2019	44
Ringhals 1	SE3	881	1976	2020	44
Loviisa 1	FI	496	1977	2027	50
Loviisa 2	FI	496	1980	2030	50
Olkiluoto 1	FI	880	1979	2039	60
Forsmark 1	SE3	984	1980	2040	60
Forsmark 2	SE3	1120	1981	2041	60
Ringhals 3	SE3	1063	1981	2041	60
Olkiluoto 2	FI	880	1982	2042	60
Ringhals 4	SE3	1106	1983	2043	60
Forsmark 3	SE3	1167	1985	2045	60
Oskarshamn 3	SE3	1400	1985	2045	60
Olkiluoto 3	FI	1600	2019	2079	60
Hanhikivi 1	FI	1200	2024	2084	60

#### 4.14 Venäjän siirtoyhteydet

Venäjän siirtoyhteyksillä on merkittävä vaikutus Suomen aluehintaan sähkön tuonnista johtuen (kuva 39). Venäjältä on mahdollista tuoda sähköä Suomeen neljällä 400 kV siirtoyhteydellä (1400 MW) sekä kahdella 110 kV siirtoyhteydellä (160 MW), eli maksimisiirtokapasiteetti Venäjältä Suomeen on 1560 MW. 400 kV siirtoyhteyksien kaupallinen siirtokapasiteetti Venäjältä Suomeen on joko 1300 MW tai 900 MW, riippuen siitä onko Pietarin luoteisvoimalaitos (NWWP, North-West Power Plant) kytketty Suomen vai Venäjän verkkoon. 400 kV siirtoyhteyksien vastaavat maksimisiirtokapasiteetit Venäjältä Suomeen ovat 1400 MW ja 1000 MW, koska 100 MW on varattu Fingridille reservien ostoon. Suomesta on mahdollista viedä sähköä Venäjälle yhdellä 400 kV siirtoyhteydellä (350 MW). Tästä siirtokapasiteetista 320 MW on kaupallisessa käytössä ja 30 MW on varattu Fingridille reservien ostoon. Monopoli asemassa toimiva RAO Nordic vastaa sähkön myynnistä Pohjoismaihin. (Fingrid 2019c; Fingrid 2019e)

Kuvassa 39 on esitetty Suomen kokonaistuonti ja Venäjän tuonti vuosina 1970-2018. Kuvasta on nähtävissä, kuinka Suomen kokonaistuonti on kasvanut pitkällä aikavälillä. Vuonna 2018 Venäjän tuonti kattoi noin kolmanneksen (7,8 TWh) Suomen kokonaistuonnista (22,5 TWh).

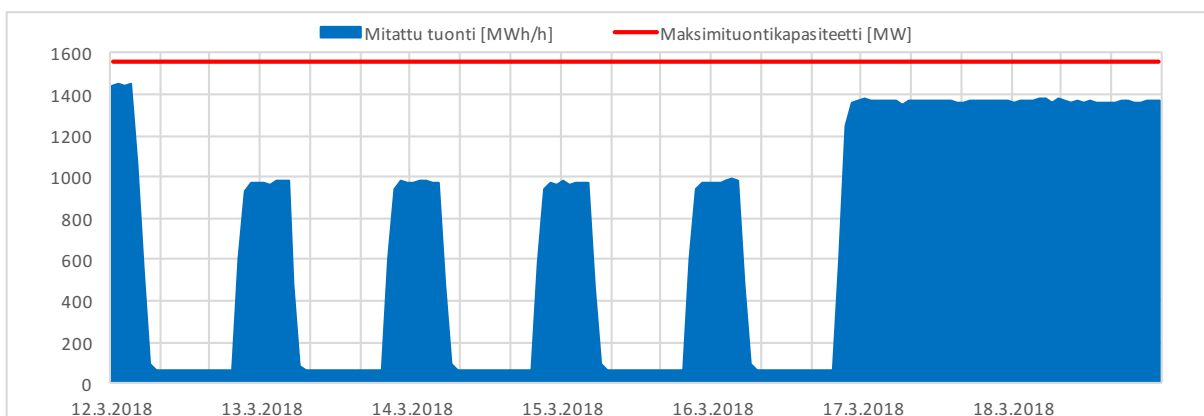


**Kuva 39.** Suomen kokonaistuonti ja Venäjän tuonti vuosina 1970-2018. (Energiateollisuus 2018; Energiateollisuus 2019)

Venäjällä sähkönkulutukselle ja viennille kohdistetaan kapasiteettimaksu arkipäivisin järjestelmävastaavan määrittelemille aamu- ja iltapäivän huipputunneille (kuva 40).

Viikonloppuisin ja Venäjän kansallisina vapaapäivinä kapasiteettimaksu ei ole käytössä. Sähkötuottajille maksettavan kapasiteettimaksun avulla ylläpidetään sähkön huippukulutusta vastaavaa tuotantokapasiteettia. (Fingrid 2019d)

Kuvassa 40 on esitetty mitattu tuonti ja maksimituontikapasiteetti 12.3.-18.3.2018. Kuvasta on nähtävissä, kuinka Venäjän tuonti vaihteli kyseisellä ajanjaksolla 68-1448 MWh/h välillä. Tuonti oli runsasta viikonloppuna ja öisin, mutta arkipäivisin aamu- ja iltapäivän huipputunneilla tuonti oli hyvin pientä (noin 70 MWh/h tasolla) Venäjän kapasiteettimaksusta johtuen. Tuonnilla tarkoitetaan tässä yhteydessä fyysistä tuontia, eikä kaupallista tuontia.



**Kuva 40.** Mitattu tuonti ja maksimituontikapasiteetti 12.3.-18.3.2018. (Fingrid 2019b)

## 4.15 Yhteenveto

Fundamenttianalyysissä tutkittavista kysyntä- ja tarjontatekijöistä tärkeimmät ovat kysynnän puolella lämpötilariippuvainen kulutus johon vaikuttaa pitkällä aikavälillä myös yleinen taloustilanne erityisesti teollisuustuotannon kautta ja tulevaisuudessa yhä enemmän myös kysyntäjousto. Tarjontatekijöistä tärkeimmät ovat hydrologiseen tilanteeseen mukautuva vesivoima, tuuli- ja aurinkovoiman lisärakentaminen sekä suurimpien tuotantoyksiköiden eli ydinvoimalaitosten käynnistymiset, alasajamiset, vikaantumiset sekä huollot. Lisäksi kysyntään ja tarjontaan vaikuttaa fyysisen markkinapaikan muodostava siirtoverkko, eli toisin sanoen uusien siirtoyhteyksien rakentaminen eri tarjousalueiden välille sekä niiden vikaantumiset ja huollot. Fossiilisten polttoaineiden (hiili, kaasu ja öljy) ja päästöoikeuden hinnan vaikutus tulee Pohjois-Eurooppaan pääasiassa siirtoyhteyksien välityksellä

ympäröiviltä markkina-alueilta kuten Saksasta, Alankomaista, Puolasta sekä tulevaisuudessa myös Britanniasta ja siksi erityisesti näiden markkina-alueiden fossiilisten tuotantomuotojen alasajamisella on merkittävä vaikutus Pohjois-Euroopan markkinahintaan. Koska markkinat hinnoittelevat tulevaisuuden odotukset fundamenteista, markkinat liikkuvat jo ennen fundamenttien muutosta spot-markkinalla. Fundamenttianalyysiä käytetään yhdessä teknisen analyysin kanssa johdannaiskaupankäynnin ajoittamiseen, mutta odottamattomat suuret uutiset fundamenteissa ajavat aina teknisen analyysin edelle.

## 5 TEKNINEN ANALYYSI

Tekninen analyysi on markkinoiden toteutuneiden liikkeiden tutkimista, jonka tavoitteena on ennustaa markkinoiden tulevien liikkeiden suunta. Poiketen fundamenttianalyysistä tekninen analyysi tutkii markkinoiden liikkeiden taustalla olevan syyn sijasta seurausta. Markkinoiden liikkeet pitävät sisällään hinnan, volyymin ja avoimien johdannaispositioiden määrän. Avoimien johdannaispositioiden määrää käytetään ainoastaan futuureilla ja optioilla. Teknisessä analyysissä pääindikaattorina toimii hinta ja toissijaisina indikaattoreina volyymi ja avoimien johdannaispositioiden määrä. Analyysi toteutetaan pääsääntöisesti tutkimalla kaavioita. Tekninen analyysi toimii kaikilla likvideillä markkinoilla ja kaikilla kaupankäynnin ajanjaksoilla. Tekninen analyysi ei toimi epälikvideillä markkinoilla tai silloin kun hintoihin vaikuttaa ainoastaan fundamentit esimerkiksi odottamattomien suurten uutisten ilmetessä. Teknistä analyysiä käytetään kaupankäynnin ajoittamiseen joko itsenäisesti tai yhdessä fundamenttianalyysin kanssa. (Murphy 1999; Neil 2017)

Teknisen analyysin taustalla olevat perusoletukset: (Murphy 1999; Høvik et al. 2015; Neil 2017)

1. Markkinoiden liike ottaa huomioon kaiken. Markkinatoimijoiden kaupankäynti aggregoi fundamentaaliset, poliittiset, psykologiset ja muut tekijät kysynnäksi ja tarjonnaksi, jotka muodostavat hinnan. Koska hintaan on heijastunut kaikki markkinatoimijoiden tieto ja odotukset, pelkkä markkinoiden liikkeiden tutkiminen teknisen analyysin avulla riittää.
2. Hinnat liikkuvat trendeinä. Meneillään olevat trendit jatkuvat todennäköisemmin, kuin kääntyvät. Trendien suunta pyritään tunnistamaan mahdollisimman aikaisessa vaiheessa trendiä ja käymään sitten kauppaa sen mukaan. Ihmiset ovat sosiaalisia olentoja ja toimivat ryhmissä. Näissä ryhmissä muodostuvat markkinanäkemykset, jotka ovat trendien taustalla.
3. Historia toistaa itseään. Esimerkiksi kaavioiden kuvioita tutkittaessa on todettu, että niitä on olemassa ja ne voidaan tunnistaa ja luokitella. Kaavioiden kuviot havainnollistavat markkinoiden liikkeiden taustalla olevaa psykologiaa. Koska on tutkittu, että ihmispsykologia ei yleensä muutu myös toteutuneiden kuvioiden pitäisi toimia hyvin tulevaisuudessa.

Nykyinen länsimainen tekninen analyysi pohjautuu amerikkalaisen toimittajan Charles Henry Dow Wall Street Journalissa vuosina 1900-1902 julkaisemiin teorioihin, vaikkakin japanilainen riisikauppias Munehisa Homma kehitti kynttiläkaavion jo 1700-luvulla. Dow on ollut mukana perustamassa Dow & Jones Companya, Wall Street Journalia ja Dow Jones Industrial Average -indeksiä.

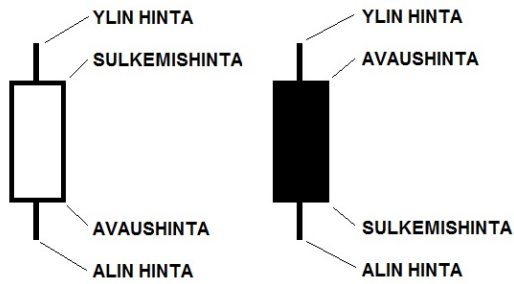
Dow teorian kuusi perusoletusta lyhyesti: (Murphy 1999)

1. Keskiarvot ottavat huomioon kaiken.
2. Markkinoilla on kolme trendiä.
3. Päätrendeillä on kolme vaihetta.
4. Keskiarvojen täytyy vahvistaa toisensa.
5. Volyymien täytyy vahvistaa trendiä.
6. Trendin odotetaan jatkuvan, kunnes se antaa selkeän signaalin siitä, että se on kääntynyt.

## 5.1 Japanilaiset kynttilät

Japanilaiset kynttilät on erittäin havainnollistava tapa esittää markkinoiden kaupankäyntihistorian hintatiedot eli avaus- ja sulkemishinnat sekä ylimmät ja alimmat hinnat kaavion muodossa (kuva 41). Kaaviossa hintatiedot on visualisoitu helposti tulkittavaan ja analysoitavaan muotoon. Kynttilän runko kuvaa avaus- ja sulkemishinnan erotusta. Kynttilöiden runkojen väreinä käytetään yleensä joko valkoista ja mustaa tai vihreää ja punaista. Valkoinen / vihreä runko tarkoittaa, että sulkemishinta oli korkeampi, kuin avaushinta eli toisin sanoen hinta nousi. Vastaavasti musta / punainen runko tarkoittaa, että sulkemishinta oli matalampi, kuin avaushinta eli toisin sanoen hinta laski. Avaus- ja sulkemishinnoille annetaan kaaviossa visuaalisesti suurempi painoarvo, kuin ylimmille ja alimmille hinnoille. Kynttilän sydänlanka rungon ylä- ja alapuolella kuvaa ylintä ja alinta hintaa. (Murphy 1999)

Kuvassa 41 on esitetty japanilaiset kynttilät. Kuvasta on nähtävissä valkoinen kynttilä, jolla kuvataan hinnan nousua ja musta kynttilä, jolla kuvataan hinnan laskua.



Kuva 41. Japanilaiset kynttilät.

## 5.2 Trendit

Trendillä tarkoitetaan yksinkertaistettuna suuntaa johon markkina liikkuu. Markkinat eivät yleensä liiku suoraviivaisesti mihinkään suuntaan vaan markkinoiden liikkeille on tyypillistä, että ne liikkuvat peräkkäisinä sarjoina siksakkeja. Näillä peräkkäisillä siksakki-sarjoilla on selkeät huiput ja pohjat, joiden liikkeen suunta määrittää markkinoiden trendin. Nousutrendi on sarja peräkkäisiä korkeampia huippuja ja korkeampia pohjia, laskutrendi on sarja peräkkäisiä matalampia huippuja ja matalampia pohjia, kun taas sivuttaistrendi on horisontaalinen sarja peräkkäisiä huippuja ja pohjia. Sivuttaistrendissä olevaa markkinaa kutsutaan myös trendittömäksi markkinaksi. Nousutrendi ilmentää sitä, että markkinoilla on enemmän kysyntää kuin tarjontaa ja vastaavasti laskutrendi sitä, että markkinoilla on enemmän tarjontaa kuin kysyntää, kun taas sivuttaistrendi sitä, että markkinoiden kysyntä ja tarjonta ovat suhteellisessa tasapainossa. (Murphy 1999)

Yksi teknisen analyysin taustalla olevista perusoletuksista on, että hinnat liikkuvat trendeinä ja meneillään olevat trendit jatkuvat todennäköisemmin, kuin kääntyvät. Tämän oletuksen pohjalta trendit pyritään tunnistamaan mahdollisemman aikaisessa vaiheessa ja käymään sitten kauppaa vallitsevan trendin mukaan. Trendin tulkinnassa ja analysoinnissa voidaan käyttää apuna trendilinjoja ja trendikanavia (kuva 42). (Murphy 1999; Høvik et al. 2015; Neil 2017)



**Kuva 42.** Trendikanavalla havainnollistettu nousutrendi (Montel 2019).

### 5.3 Tuki- ja vastustasot

Tukitasoilla tarkoitetaan markkinan liikkeiden pohjia ja vastustasoilla markkinan liikkeiden huippuja. Tukitaso on markkinan taso, jolla ostointressi on vahvempi kuin myyntipaine, jonka seurauksena lasku pysähtyy ja hinnat kääntyvät takaisin nousuun. Yleensä tukitason määrittää aiempi pohja. Vastustaso on tukitason vastakohta eli markkinan taso, jolla myyntipaine on vahvempi kuin ostointressi, jonka seurauksena nousu pysähtyy ja hinnat kääntyvät laskuun. Yleensä vastustason määrittää aiempi huippu. Tuki- ja vastustasojen määrittelyssä käytetään yleensä sulkemishintoja. Myös merkittävillä taluluvuilla on taipumus toimia tuki- ja vastustasoina, koska kaupankävijät pitävät niitä hintatavoitteina ja toimivat sen mukaisesti (kuva 43). Tästä johtuen merkittäviä talulukuja kutsutaan psykologisiksi tuki- ja vastustasoiksi. (Murphy 1999)



**Kuva 43.** Merkittävä tasaluku psykologisena tukitasona (Montel 2019).

Kun tuki- tai vastustaso läpäistään merkittävästi, se vaihtaa rooliaan vastakkaiseksi. Toisin sanoen tukitasosta tulee vastustaso ja vastaavasti vastustasosta tulee tukitaso. Se miten määritellään läpäisyn merkittävyys on subjektiivista, mutta mitä kauemmaksi markkina liikkuu tasosta, sitä vakuuttuneemmaksi tason läpäisystä tullaan. Mitä enemmän tuki- tai vastustasolla käydään kauppaa, sitä merkittävämmäksi taso muodostuu. Tietyn tason merkittävyyttä voidaan määritellä seuraavilla tavoilla: (Murphy 1999)

1. Mitä pidempään tasolla on vietetty aikaa, sitä enemmän kaupankävijät ovat ottaneet tasolla positioita.
2. Mitä suurempi tason kaupankäyntivolyymi on, sitä enemmän kaupankävijät ovat ottaneet tasolla positioita.
3. Mitä lähempänä historiassa tasolla on käyty kauppaa, sitä enemmän kaupankävijöiden tasolla ottamia positioita on yhä avoinna.

## 5.4 Fibonacci tasot

Fibonacci tasot ovat Fibonacci lukujonoon perustuvia potentiaalisia tuki- ja vastustasoja, jotka lasketaan viimeisimmän trendin huipun ja pohjan välille korjausliikkeen alkaessa. Fibonacci tasot kertovat paljonko hinta on palautunut tietyllä tasolla viimeisimmän trendin huipun ja pohjan välillä. Fibonacci lukujono on 0, 1, 1, 2, 3, 5, 8, 13, 21, 34, 55, 89, 144 ja niin edelleen. Lukujonossa ensimmäisen luvun jälkeen kahden peräkkäisen luvun summa on

aina yhtä suuri, kuin seuraava luku. Ensimmäisen neljän luvun jälkeen minkä tahansa luvun suhde seuraavaan suurempaan lukuun alkaa lukujen suurentuessa lähestymään 0,618 ja vastaavasti ensimmäisen neljän luvun jälkeen minkä tahansa luvun suhde edelliseen pienempään lukuun alkaa lukujen suurentuessa lähestymään 1,618. Näitä suhdelukuja kutsutaan matematiikassa kultaiseksi leikkaukseksi. Fibonaccin tasot määräytyvät seuraavasti: (Murphy 1999; Høvik et al. 2015; Neil 2017)

0 / 1	= 0,000
34 / 144	= 0,236
55 / 144	= 0,382
1 / 2	= 0,500
89 / 144	= 0,618
1 / 1	= 1,000

Tasojen käyttämiseksi määritetään markkinan viimeisimmän trendin huippu ja pohja, kun meneillään olevan trendin korjausliike on alkanut (kuva 44). Nousutrendissä määritetään ensin trendin pohja ja sitten huippu. Vastaavasti laskutrendissä määritetään ensin trendin huippu ja sitten pohja. Tasoja käytetään potentiaalisina tuki- ja vastustasoina. Kun markkina on nousutrendissä tasoja voidaan käyttää potentiaalisina tukitasoina ostohetkien määrittämiseen ja vastaavasti, kun markkina on laskutrendissä tasoja voidaan käyttää potentiaalisina vastustasoina myyntihetkien määrittämiseen. Tasoja käytetään yhdessä muiden tuki- ja vastustasojen kanssa. (Neil 2017)



**Kuva 44.** Fibonaccin tasot (Montel 2019).

## 5.5 Volyyimi ja avoimien johdannaispositioiden määrä

Volyyimilla tarkoitetaan markkinoiden toteutunutta kaupankäynnin kokonaismäärää (kuva 45). Volyyimin muutosten avulla voidaan mitata hinnan liikkeiden taustalla olevaa ostointressiä tai myyntipainetta, joka joko vahvistaa meneillään olevan hintatrendin tai varoittaa sen kääntymisestä (taulukko 7). Teknisessä analyysissä uskotaan teoriaan, että volyyimi edeltää hintaa. Käytännössä tämä tarkoittaa sitä, että nousutrendissä volyyymista on nähtävissä ostointressin lasku ennen hintatrendin kääntymistä ja vastaavasti laskutrendissä volyyymista on nähtävissä myyntipaineen lasku ennen hintatrendin kääntymistä. (Murphy 1999)

Avoimien johdannaispositioiden määrällä tarkoitetaan markkinoilla tällä hetkellä avoinna olevien futuuri- tai optiosopimusten kokonaismäärää (kuva 45). Avoimien johdannaispositioiden määrä on joko myyjien tai ostajien avoinna olevien sopimusten kokonaismäärä, mutta ei molempien kokonaismäärä, koska jokaisen sopimuksen tekemiseksi tarvitaan aina sekä myyjä- että ostajaosapuoli. Mitä korkeampi avoimien johdannaispositioiden määrä on, sitä likvidimpi sopimus on. (Murphy 1999)

Taulukossa 7 on esitetty volyymin ja avoimien johdannaispositioiden määrän antamat signaalit. Taulukosta on nähtävissä, että volyymin ja avoimien johdannaispositioiden määrän nousu antaa signaalin, joka tukee meneillään olevan hintatrendin jatkumista. Vastaavasti volyymin ja avoimien johdannaispositioiden määrän lasku antaa signaalin, joka varoittaa meneillään olevan hintatrendin kääntymisestä.

**Taulukko 7.** Volyymin ja avoimien johdannaispositioiden määrän antamat signaalit. (Murphy 1999)

Hinta	Volyyymi	Avoimien johdannaispositioiden määrä	Signaali
↑	↑	↑	↑
↑	↓	↓	↓
↓	↑	↑	↓
↓	↓	↓	↑

Kuvassa 45 on esitetty volyyymi ja avoimien johdannaispositioiden määrä. Kuvasta on nähtävissä volyyymi vertikaalisina palkkeina japanilaisten kynttilöiden taustalla. Vihreä volyympalkki kertoo, että hinta on noussut kyseisenä kaupankäyntipäivänä ja vastaavasti punainen volyympalkki kertoo, että hinta on laskenut kyseisenä kaupankäyntipäivänä. Mitä korkeampi volyympalkki on, sitä runsaampaa kaupankäynti on ollut kyseisenä kaupankäyntipäivänä ja vastaavasti mitä matalampi volyympalkki on, sitä niukempaa kaupankäynti on ollut kyseisenä kaupankäyntipäivänä. Avoimien johdannaispositioiden määrä on nähtävissä harmaina palkkeina kuvan alalaidassa.



**Kuva 45.** Volyyymi ja avoimien johdannaispositioiden määrä (Montel 2019).

## 5.6 Liukuvat keskiarvot

Liukuva keskiarvo on hintaan perustuva viiveellinen indikaattori, jota käytetään tunnistamaan trendin muutos ja antamaan sen mukaan osto- ja myyntisignaaleja. Liukuvan keskiarvon laskennassa määritellään ensin laskennassa käytettävän ajanjakson pituus. Sen jälkeen lasketaan viimeisempien hintojen keskiarvo määritellyn ajanjakson pituuden mukaan, jolloin keskiarvon laskennassa käytettävät hinnat liukuvat eteenpäin ajan kuluessa. Hintojen keskiarvoistaminen tasoittaa markkinoiden liikkeitä, jolloin trendien tunnistaminen on helpompaa, mutta toisaalta se aiheuttaa markkinoiden liikkeisiin viiveen. Mitä lyhyemmäksi laskennassa käytettävä ajanjakso määritellään, sitä nopeammin indikaattori reagoi hinnan liikkeisiin ja sitä vähemmän hinnan liike tasoittuu. Vastaavasti mitä pidemmäksi laskennassa käytettävä ajanjakso määritellään, sitä hitaammin indikaattori reagoi hinnan liikkeisiin ja sitä enemmän hinnan liike tasoittuu. Laskennassa käytetään yleensä sulkemishintaa. (Murphy 1999)

Teknisen analyysin yleisimmät tavat laskea liukuva keskiarvo ovat aritmeettinen, lineaarinen ja eksponentiaalinen liukuva keskiarvo (kuva 46). Aritmeettisen liukuvan keskiarvon laskennassa kaikille hinnoille annetaan yhtä suuri painoarvo ja laskennassa huomioidaan ainoastaan määritellyn ajanjakson hinnan liikkeet (kaava 1). Lineaarisen liukuvan keskiarvon laskennassa viimeisimmille hinnoille annetaan suurempi painoarvo ja laskennassa huomioidaan ainoastaan määritellyn ajanjakson hinnan liikkeet (kaava 2). Eksponentiaalisen liukuvan keskiarvon laskennassa viimeisimmille hinnoille annetaan suurempi painoarvo ja laskennassa huomioidaan ainoastaan määritellyn ajanjakson hinnan liikkeet. Eksponentiaalisen liukuvan keskiarvon laskennassa lasketaan ensin viimeisimmän hinnan painoarvo määritellyn ajanjakson mukaan (kaava 3). Sen jälkeen lasketaan eksponentiaalinen liukuva keskiarvo viimeisimmän hinnan, edellisen eksponentiaalisen liukuvan keskiarvon ja viimeisimmän hinnan painoarvon avulla (kaava 4). Ensimmäisen eksponentiaalisen liukuvan keskiarvon laskennassa käytetään edellisen eksponentiaalisen liukuvan keskiarvon tilalla aritmeettista liukuvaa keskiarvoa (kaava 1). Eksponentiaalisen liukuvan keskiarvon viimeisimmän hinnan painoarvo voidaan määrittää myös suoraan prosentteina (kaava 5). Laskennan havainnollistamiseksi kaavoja 1 ja 2 on avattu käyttämällä  $n$  ajanjaksona 5 päivää. (Neil 2017)

$$ALK = \frac{H1+H2+H3+H4+H5}{5} \quad (1)$$

$$LLK = \frac{H1+(H2*2)+(H3*3)+(H4*4)+(H5*5)}{1+2+3+4+5} \quad (2)$$

$$k = \frac{2}{n+1} \quad (3)$$

$$ELK = (\text{Viimeisin hinta} - \text{Edellinen ELK}) * k + \text{Edellinen ELK} \quad (4)$$

$$n = \frac{2}{\text{Viimeisimmän hinnan painoarvo prosentteina}} - 1 \quad (5)$$

Kuvassa 46 on esitetty aritmeettinen, lineaarinen ja eksponentiaalinen liukuva keskiarvo. Aritmeettinen liukuva keskiarvo on esitetty sinisellä, lineaarinen liukuva keskiarvo mustalla ja eksponentiaalinen liukuva keskiarvo punaisella värillä. Eksponentiaalinen liukuva keskiarvo on merkittävästi aritmeettista ja lineaarista liukuvaa keskiarvoa herkempi.



**Kuva 46.** Aritmeettinen, lineaarinen ja eksponentiaalinen liukuva keskiarvo (E2 Market 2018).

Mitä lyhyempää ajanjaksoa laskennassa käytetään, sitä enemmän indikaattori antaa virheellisiä kaupankäyntisignaaleja, mutta toisaalta se tunnistaa trendin muutoksen nopeammin ja antaa näin ollen oleellisen kaupankäyntisignaalin aikaisemmassa vaiheessa trendiä. Vastaavasti mitä pidempää ajanjaksoa laskennassa käytetään, sitä vähemmän indikaattori antaa virheellisiä kaupankäyntisignaaleja, mutta toisaalta se tunnistaa trendin muutoksen hitaammin ja antaa näin ollen oleellisen kaupankäyntisignaalin myöhäisemmässä vaiheessa trendiä. (Murphy 1999)

Osto- ja myyntisignaalien antamiseen voidaan käyttää joko yhtä, kahta tai kolmea liukuvaa keskiarvoa. Yhtä liukuvaa keskiarvoa käytettäessä indikaattori antaa ostosignaalin, kun hinta nousee liukuvan keskiarvon yläpuolelle ja vastaavasti indikaattori antaa myyntisignaalin, kun hinta laskee liukuvan keskiarvon alapuolelle. Kahta liukuvaa keskiarvoa käytettäessä indikaattori antaa ostosignaalin, kun ajanjaksoltaan lyhyempi liukuva keskiarvo risteää pidemmän liukuvan keskiarvon yläpuolelle ja vastaavasti indikaattori antaa myyntisignaalin, kun ajanjaksoltaan lyhyempi liukuva keskiarvo risteää pidemmän liukuvan keskiarvon alapuolelle. Kolmea liukuvaa keskiarvoa käytettäessä indikaattori varoittaa ostosignaalista, kun ajanjaksoltaan lyhyin liukuva keskiarvo risteää kahden ajanjaksoltaan pidemmän liukuvan keskiarvon yläpuolelle. Kun ajanjaksoltaan toiseksi lyhyinkin liukuva keskiarvo risteää ajanjaksoltaan pisimmän liukuvan keskiarvon yläpuolelle indikaattori vahvistaa ostosignaalin. Vastaavasti indikaattori varoittaa myyntisignaalista, kun ajanjaksoltaan lyhyin liukuva keskiarvo risteää kahden ajanjaksoltaan pidemmän liukuvan keskiarvon alapuolelle. Kun ajanjaksoltaan toiseksi lyhyinkin liukuva keskiarvo risteää ajanjaksoltaan pisimmän liukuvan keskiarvon alapuolelle indikaattori vahvistaa myyntisignaalin. (Murphy 1999)

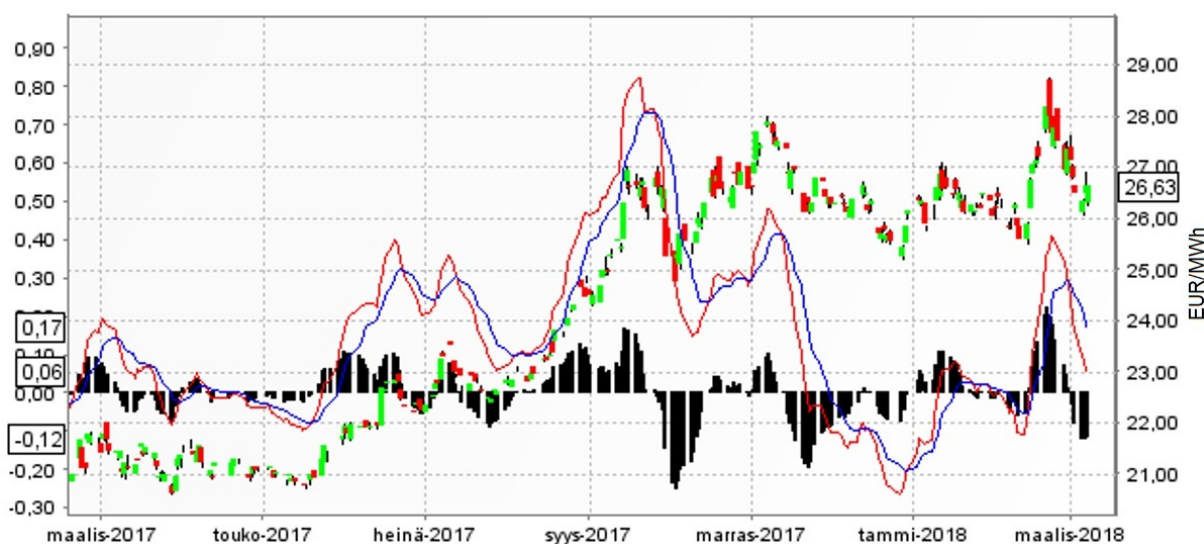
## **5.7 Moving Average Convergence Divergence (MACD)**

Moving Average Convergence Divergence (MACD) on hintaan perustuva indikaattori, jota käytetään antamaan osto- ja myyntisignaaleja. MACD:n laskennassa käytetään kolmea sulkemishintoihin perustuvaa eksponentiaalista liukuvaa keskiarvoa. Kahden eksponentiaalisen liukuvan keskiarvon erotus muodostaa nopeamman MACD-linjan. Kolmas eksponentiaalinen liukuva keskiarvo muodostaa hitaamman signaalilinjan. MACD-linjan laskennassa käytetään oletusajanjaksoina 12 ja 26 päivää, kun taas signaalilinjan laskennassa 9 päivää. (Murphy 1999)

Indikaattori antaa joko osto- tai myyntisignaalin, kun kaksi linjaa risteävät keskenään. Nopeamman linjan ristetessä hitaamman linjan yläpuolelle indikaattori antaa ostosignaalin ja vastaavasti nopeamman linjan ristetessä hitaamman linjan alapuolelle indikaattori antaa myyntisignaalin. MACD:n arvo vaihtelee nollan ala- ja yläpuolella. Markkina on yliostettu, kun linjat ovat kaukana nollatason yläpuolella ja vastaavasti markkina on ylimyyty, kun linjat ovat kaukana nollatason alapuolella. Indikaattori antaa parhaat ostosignaalit, kun linjat ovat kaukana nollatason alapuolella (ylimyyty markkina) ja vastaavasti parhaat myyntisignaalit, kun linjat

ovat kaukana nollatason yläpuolella (yliostettu markkina). Myös nollataso antaa kaupankäyntisignaaleja. Linjojen ristetessä nollatason yläpuolelle indikaattori antaa ostosignaalin ja vastaavasti linjojen ristetessä nollatason alapuolelle indikaattori antaa myyntisignaalin. Kun MACD-linjat ovat kaukana nollatasosta eroavaisuudet hinnan ja linjojen trendin välillä varoittavat markkinoiden pohjasta tai huipusta. Eroavaisuuksien tunnistamisessa voidaan käyttää apuna trendiviivoja. (Murphy 1999)

MACD:ssä histogrammi kuvaa MACD-linjojen erotuksen päivittäistä muutosta. Kun nopeampi linja on hitaamman linjan yläpuolella histogrammi on nollatason yläpuolella ja vastaavasti, kun nopeampi linja on hitaamman linjan alapuolella histogrammi on nollatason alapuolella. Histogrammin nollatason loittoneminen kertoo meneillään olevan trendin voimistumisesta ja vastaavasti nollatason lähestyminen kertoo meneillään olevan trendin heikentymisestä. Myös histogrammi antaa kaupankäyntisignaaleja. Nollatason alapuolella indikaattori antaa ostosignaalin histogrammin palkin ollessa edellistä lyhyempi ja vastaavasti nollatason yläpuolella indikaattori antaa myyntisignaalin histogrammin palkin ollessa edellistä lyhyempi. (Murphy 1999)



**Kuva 47.** Moving Average Convergence Divergence (E2 Market 2018).

## 5.8 Relative Strength Index (RSI)

Relative Strength Index (RSI) on hintaan perustuva indikaattori, jota käytetään antamaan osto- ja myyntisignaaleja tunnistamalla ylimyytyjä ja yliostettuja tilanteita markkinoilla. RSI:n laskennassa käytetään oletusajanjaksona 14 päivää ja indikaattorin arvo vaihtelee 0 ja 100 välillä. Tulkinnessa käytetään oletusraja-arvoina 70 ja 30. Tilannetta, jossa RSI on yli 70 pidetään markkinoilla yliostettuna, kun taas tilannetta jossa RSI on alle 30 pidetään markkinoilla ylimyytyinä. Laskennassa käytetään sulkemishintoja. Indikaattorissa lasketaan ensin viimeisten 14 päivän keskimääräinen nousu ja lasku (kaavat 6 ja 7). Sen jälkeen lasketaan RS, ensimmäisellä kerralla (kaava 8) ja seuraavilla kerroilla (kaava 9). Lopuksi lasketaan RSI (kaava 10). (Wilder 1978; Murphy 1999)

$$\text{Keskimääräinen nousu} = \frac{\sum \text{Nousu}_n}{n} \quad (6)$$

$$\text{Keskimääräinen lasku} = \frac{\sum \text{Lasku}_n}{n} \quad (7)$$

$$RS_{\text{Ensimmäinen}} = \frac{\text{Keskimääräinen nousu}}{\text{Keskimääräinen lasku}} \quad (8)$$

$$RS_{\text{Seuraavat}} = \frac{(\text{Edellinen keskimääräinen nousu} * (n - 1) + \text{Viimeisin nousu}) / n}{(\text{Edellinen keskimääräinen lasku} * (n - 1) + \text{Viimeisin lasku}) / n} \quad (9)$$

$$RSI = 100 - \frac{100}{1 + RS} \quad (10)$$

Mitä lyhyemmäksi ajanjakso määritellään, sitä enemmän indikaattori antaa osto- ja myyntisignaaleja. Vastaavasti mitä pidemmäksi ajanjakso määritellään, sitä vähemmän indikaattori antaa kaupankäyntisignaaleja. Myös yliostetun markkinan raja-arvon nostaminen vähentää ja laskeminen lisää myyntisignaaleja, kun taas ylimyydyn markkinan raja-arvon laskeminen vähentää ja nostaminen lisää ostosignaaleja. (Wilder 1978; Murphy 1999)

RSI antaa ostosignaalin, kun sen arvo laskee 30 alapuolelle (ylimyyty markkina) ja myyntisignaalin, kun sen arvo nousee 70 yläpuolelle (yliostettu markkina). Osto- ja myyntisignaalit ovat sitä luotettavampia mitä lähempänä ne ovat indikaattorin vaihteluvälin

äärirajoja 0 ja 100. Vahvoissa lasku- tai nousutrendeissä markkina voi pysyä pitkäänkin ylimyytynä tai yliostettuna, jolloin indikaattori antaa meneillään olevasta trendistä riippuen joko ennenaikaisia osto- tai myyntisignaaleja. Indikaattori antaa myös ostosignaalin, kun sen arvo nousee ylimyydyistä markkinasta takaisin 30 yläpuolelle tai myyntisignaaliin, kun sen arvo laskee yliostetusta markkinasta takaisin 70 alapuolelle. Vaihteluvälin puoliväli 50 toimii usein indikaattorin liikkeen tuki- ja vastustasona ja myös tämän tason ylityksiä käytetään antamaan osto- ja myyntisignaaleja. Markkinan ollessa nousutrendissä puolivälin ylitys antaa ostosignaalin ja markkinan ollessa laskutrendissä puolivälin alitus antaa myyntisignaalin. Indikaattoria tulkitaan myös tarkastelemalla sen ja hinnan eroavaisuuksia indikaattorin arvon ollessa joko 70 yläpuolella tai 30 alapuolella. Tulkinnassa voidaan käyttää apuna trendilinjoja tai liukuvia keskiarvoja. RSI varoittaa markkinoiden huipusta, kun sen arvo on yli 70, toinen huippu on ensimmäistä huippua matalammalla tasolla ja markkinat jatkavat samaan aikaan edelleen nousutrendissä. Vastaavasti RSI varoittaa markkinoiden pohjasta, kun sen arvo on alle 30, toinen pohja on ensimmäistä pohjaa korkeammalla tasolla ja markkinat jatkavat samaan aikaan edelleen laskutrendissä. (Wilder 1978; Murphy 1999)



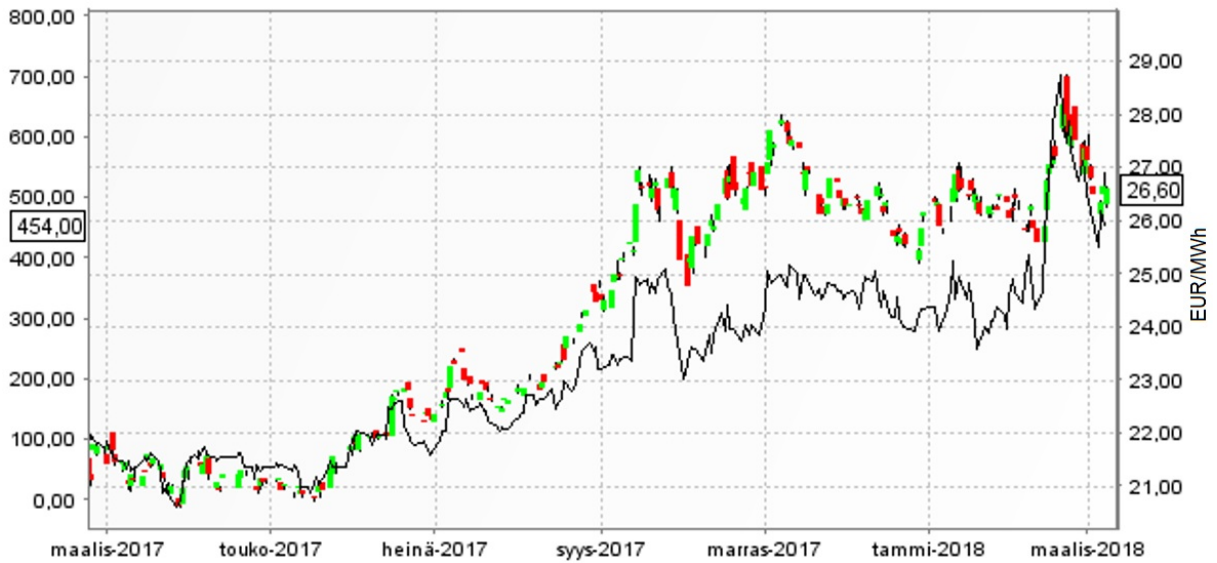
**Kuva 48.** Relative Strength Index (E2 Market 2018).

## 5.9 On Balance Volume (OBV)

On Balance Volume (OBV) on volyyymiin ja hintaan perustuva indikaattori, jota käytetään mittaamaan osto- ja myyntipainetta. OBV lasketaan antamalla päivän volyymille joko negatiivinen tai positiivinen arvo sen mukaan onko päivän sulkemishinta noussut vai laskenut edellisen päivän sulkemishintaan nähden. Kun hinta on noussut, volyymille annetaan positiivinen arvo ja vastaavasti, kun hinta on laskenut, volyymille annetaan negatiivinen arvo. Sen jälkeen päivän volyyymi joko lisätään tai vähennetään kokonaisvolyyymistä, joka on kertynyt OBV:n laskennan aloittamisesta. Kun päivän sulkemishinta ei ole muuttunut edellisen päivän sulkemishinnasta, kokonaisvolyyymi ei muutu. OBV:n laskennan kolme sääntöä: (Murphy 1999)

1. Jos päivän sulkemishinta on edellisen päivän sulkemishintaa korkeampi:  
 $OBV = \text{edellisen päivän OBV} + \text{päivän volyyymi}$
2. Jos päivän sulkemishinta on edellistä sulkemishintaa matalampi:  
 $OBV = \text{edellisen päivän OBV} - \text{päivän volyyymi}$
3. Jos päivän sulkemishinta on yhtä suuri, kuin edellisen päivän sulkemishinta:  
 $OBV = \text{edellisen päivän OBV}$

Indikaattori perustuu teoriaan, että merkittävä volyymin muutos edeltää hinnan muutosta. Kun volyyymi kasvaa voimakkaasti ilman merkittävää hinnan muutosta, alkaa kasvanut volyyymi tukemaan hintaa ajan kuluessa. Vastaavasti kun volyyymi vähenee voimakkaasti ilman merkittävää hinnan muutosta, alkaa vähentynyt volyyymi painamaan hintaa ajan kuluessa. Indikaattoria tulkitaan tarkastelemalla trendejä sekä tuki- ja vastustasoja. Indikaattorin ja hinnan väliltä etsitään eroavuuksia meneillään olevien hintatrendien vahvistamiseksi ja tulevien hinnan muutosten ennustamiseksi. (Murphy 1999)



**Kuva 49.** On Balance Volume (E2 Market 2018).

## 5.10 Average True Range (ATR)

Average True Range (ATR) on hinnan volatiliteettiin perustuva indikaattori, jota käytetään apuna vahvistamaan osto- ja myyntihetkien ajoitus. ATR on eksponentiaalinen liukuva keskiarvo, joka mittaa päivittäistä hinnan volatiliteetin muutosta. ATR ei ota huomioon hinnan liikkeen suuntaa, mutta huomio päivän sisäisen volatiliteetin lisäksi kaupankäyntipäivien välisen hinnan muutoksen, eli sulkemishinnan ja avaushinnan välisen muutoksen. Laskennassa käytetään oletusajanjaksona 14 päivää. Mitä lyhyemmäksi ajanjakso määritetään, sitä nopeammin indikaattori reagoi hinnan volatiliteetin muutoksiin ja sitä enemmän se antaa vahvistuksia tukemaan osto- ja myyntihetkien ajoitusta. Vastaavasti mitä pidemmäksi ajanjakso määritetään, sitä hitaammin indikaattori reagoi hinnan volatiliteetin muutoksiin ja sitä vähemmän se antaa vahvistuksia tukemaan osto- ja myyntihetkien ajoitusta. ATR:n laskennassa määritetään ensin True Range (TR) eli valitaan päivittäin suurin vaihteluväli (absoluuttinen arvo) seuraavista: (Wilder 1978)

1. Vaihteluväli tämän päivän ylimmästä hinnasta tämän päivän alimpaan hintaan.
2. Vaihteluväli eilisen päivän sulkemishinnasta tämän päivän ylimpään hintaan.
3. Vaihteluväli eilisen päivän sulkemishinnasta tämän päivän alimpaan hintaan.

Sen jälkeen lasketaan ensimmäinen ATR summaamalla viimeisten 14 päivän TR:t ja jakamalla sitten summa 14 päivällä (kaava 11). Seuraavat ATR:t lasketaan kertomalla edellinen ATR 13 päivällä, lisäämällä siihen viimeisin TR ja jakamalla sitten tämä summa 14 päivällä (kaava 12). (Wilder 1978)

$$ATR_{Ensimmäinen} = \frac{\sum TR_n}{n} \quad (11)$$

$$ATR_{Seuraavat} = \frac{ATR_{Edellinen} * (n - 1) + TR_{Viimeisin}}{n} \quad (12)$$

Indikaattoria tulkitaan vertaamalla sitä meneillään olevaan hintatrendiin. Tulkinnessa voidaan käyttää apuna tuki- ja vastustasoja sekä trendilinjoja. Hintatrendin kääntyessä yhdessä ATR:n nousun kanssa voidaan tulkita osto- tai myyntipaineena, joka tuo vahvistusta trendin käänteelle. Tuki- tai vastustason läpäisy yhdessä ATR:n nousun kanssa voidaan tulkita osto- tai myyntipaineena, joka tuo vahvistusta tason läpäisylle. Indikaattoria voidaan käyttää myös voittotavoitteen (profit target) tai tappionpysäytystason (stop loss) määrittämiseen. Voittotavoite määritetään lisäämällä esim. kaksi tai kolme kertaa ATR hintaan, kun taas tappionpysäytystaso määritetään vähentämällä esim. yhden kerran ATR hinnasta.



**Kuva 50.** Average True Range (E2 Market 2018).

## 5.11 Ichimoku pilvi

Ichimoku pilvi on hintaan perustuva indikaattori, joka antaa osto- ja myyntisignaaleja, tunnistaa trendin ja mittaa sen voimakkuutta sekä määrittää potentiaalisia tuki- ja vastustasoja. Indikaattori toimii hyvin lasku- ja nousutrendissä, mutta heikosti pidempiaikaisessa sivuttaistrendissä johtuen sen trendiä seuraavasta luonteesta. (Linton 2010)

Pilvikaavio muodostuu viidestä eri viivasta: (Linton 2010)

1. Muutosviiva on liukuva keskiarvo, joka lasketaan ottamalla 9 päivän ajanjaksolta alimman ja ylimmän hinnan keskiarvo.
2. Perusviiva on liukuva keskiarvo, joka lasketaan ottamalla 26 päivän ajanjaksolta alimman ja ylimmän hinnan keskiarvo.
3. Ensimmäinen edellä oleva viiva on liukuva keskiarvo, joka muodostetaan laskemalla ensin muutosviivan ja perusviivan keskiarvo ja siirtämällä sitten laskettua keskiarvoa 26 päivää eteenpäin.
4. Toinen edellä oleva viiva on liukuva keskiarvo, joka muodostetaan laskemalla ensin 52 päivän ajanjaksolta alimman ja ylimmän hinnan keskiarvo ja siirtämällä sitten laskettua keskiarvoa 26 päivää eteenpäin.
5. Jäljessä oleva viiva on sulkemishinta, joka on siirretty 26 päivää taaksepäin.

Kahden edellä olevan viivan välille muodostuvaa aluetta kutsutaan pilveksi ja se korostetaan joko vihreällä tai punaisella värillä. Kun pilvi on vihreä, ensimmäinen edellä oleva viiva on toisen edellä olevan viivan yläpuolella, toisin sanoen hinnat nousevat lyhyellä aikavälillä nopeammin kuin pitkällä aikavälillä. Tällöin ollaan nousutrendissä ja hinnat ovat joko pilven yläpuolella tai ovat tulleet pilven sisälle pilven yläpuolelta. Kun pilvi on punainen, ensimmäinen edellä oleva viiva on toisen edellä olevan viivan alapuolella, toisin sanoen hinnat laskevat lyhyellä aikavälillä nopeammin kuin pitkällä aikavälillä. Tällöin ollaan laskutrendissä ja hinnat ovat joko pilven alapuolella tai ovat menneet pilven sisälle pilven alapuolelta. Pilvi levenee, kun trendi voimistuu ja vastaavasti kapenee, kun trendi heikkenee. (Linton 2010)

Pilvikaavion antamat signaalit tärkeysjärjestyksessä: (Linton 2010)

1. Jäljessä oleva viiva risteää pilven kanssa, joka tapahtuu lähes aina sen jälkeen, kun hinta on ristennyt pilven kanssa. Risteäminen antaa vahvistavan signaalin siitä, että trendi on kääntynyt. Jäljessä oleva viivan antaa kaupankäyntisignaalin hintaa myöhemmin, mutta tällöin myös virheellisiä kaupankäyntisignaaleja on vähemmän.
2. Hinta risteää pilven kanssa, joka tapahtuu lähes aina ennen, kun jäljessä oleva viiva risteää pilven kanssa. Risteäminen antaa varoittavan signaalin siitä, että trendi on kääntymässä. Myös tällä signaalilla voidaan käydä kauppaa, mutta tällöin myös virheellisiä kaupankäyntisignaaleja on enemmän. Kaupankäyntihistoriasta kannattaa selvittää onko jäljessä oleva viiva vaiko hinta toiminut paremmin kaupankäynnin ajoittamisessa.
3. Hinta ja jäljessä oleva viiva koskettavat pilveä. Pilveä käytetään potentiaalisena tuki- ja vastustasona riippuen hinnan sijainnista pilveen nähden. Kaupankäyntihistoriasta kannattaa selvittää miten hyvin pilvi on toiminut aiemmin tuki- tai vastustasona.
4. Kaksi edellä olevaa viivaa risteävät keskenään, jolloin pilvi vaihtaa väriä kaavion oikeassa reunassa. Tämä antaa signaalin siitä, että trendi on kääntynyt. Kaupankäyntihistoriasta kannattaa selvittää miten hyvin kahden edellä olevan viivan risteäminen on toiminut aiemmin kaupankäyntisignaalien antamisessa. Lisäksi kannattaa arvioida miten merkittävä meneillään oleva risteäminen on verrattuna aiempiin risteämisiin.
5. Muutosviiva risteää perusviivan kanssa. Nousutrendissä muutosviivan risteäminen perusviivan yläpuolelle antaa ostosignaalin ja alapuolelle antaa myyntisignaalin. Vastaavasti laskutrendissä muutosviivan risteäminen perusviivan alapuolelle antaa myyntisignaalin ja yläpuolelle antaa ostosignaalin.



**Kuva 51.** Ichimoku pilvi (Montel 2019).

## 6 KOEJÄRJESTELYJEN KUVAUS

Teknisten indikaattorien soveltamiseen käytetään Matlabilla suoritettavaa toteumatestiä eli ennakoivaa mallintamista, jossa indikaattoreita testataan kaupankäyntihistorialla. Toteumatesti kertoo miten indikaattori on suoriutunut menneisyydessä. Toteumatestin avulla nähdään, että kannattaako testattavaa kaupankäyntistrategiaa soveltaa käytäntöön. Tavoitteena on löytää testattaville indikaattoreille optimaaliset parametrit, jotka maksimoivat kaupankäynnin tavoitteen eli riskikorjatun tuoton.

Aineistona käytetään Pohjois-Euroopan systeemihintaisen sähkön lähimmän liukuvan vuosituotteen päiväkohtaisia sulkemishintoja vuosilta 2013-2016 eli neljältä vuodelta. Laskennassa oletetaan, että vuodessa on 250 kaupankäyntipäivää eli aineisto on yhteensä 1000 kaupankäyntipäivää. Kaupankäyntikustannuksena käytetään 0,1 EUR/MWh. Laskennassa käytetään osto- ja myyntisignaalien antamiseen kahta aritmeettista, lineaarista ja eksponentiaalista liukuvaa keskiarvoa. Indikaattorit antavat ostosignaalin, kun ajanjaksoltaan lyhyempi liukuva keskiarvo risteää pidemmän liukuvan keskiarvon yläpuolelle ja vastaavasti indikaattorit antavat myyntisignaalin, kun ajanjaksoltaan lyhyempi liukuva keskiarvo risteää pidemmän liukuvan keskiarvon alapuolelle.

Vuosittainen Sharpen luku on vuosittaisen riskikorjatun tuoton mittari, jossa käytetään riskin mittarina tuoton volatilitteettia. Koska laskennassa oletetaan, että vuodessa on 250 kaupankäyntipäivää, vuosittainen Sharpen luku määritetään kertomalla 250 neliöjuuri tuoton ja riskin suhdeluvulla, joka on tuoton keskiarvo jaettuna tuoton keskihajonalla (kaava 13). Positiivinen vuosittainen Sharpen luku kertoo, että riskin ottaminen on ollut kannattavaa ja vastaavasti negatiivinen arvo kertoo, että riskin ottaminen on ollut kannattamatonta. Mitä suurempi vuosittainen Sharpen luku on, sitä enemmän tuottoa on saatu suhteessa otettuun riskiin.

$$\text{Vuosittainen Sharpen luku} = \sqrt{250} * \frac{\text{Tuoton keskiarvo}}{\text{Tuoton keskihajonta}} \quad (13)$$

Kuvassa 52 on esitetty kahden liukuvan keskiarvon antamien osto- ja myyntisignaalien periaate. Kuvasta on nähtävissä päiväkohtainen sulkemishinta sinisellä, ajanjaksoltaan lyhyempi liukuvakeskiarvo mustalla ja ajanjaksoltaan pidempi liukuva keskiarvo punaisella. Ajanjaksoltaan lyhyemmän liukuvan keskiarvon (musta) ristetessä ajanjaksoltaan pidemmän liukuvan keskiarvon (punainen) alapuolelle indikaattori antaa myyntisignaalin ja vastaavasti ajanjaksoltaan lyhyemmän liukuvana keskiarvon (musta) ristetessä ajanjaksoltaan pidemmän liukuvan keskiarvon (punainen) yläpuolelle indikaattori antaa ostosignaalin.



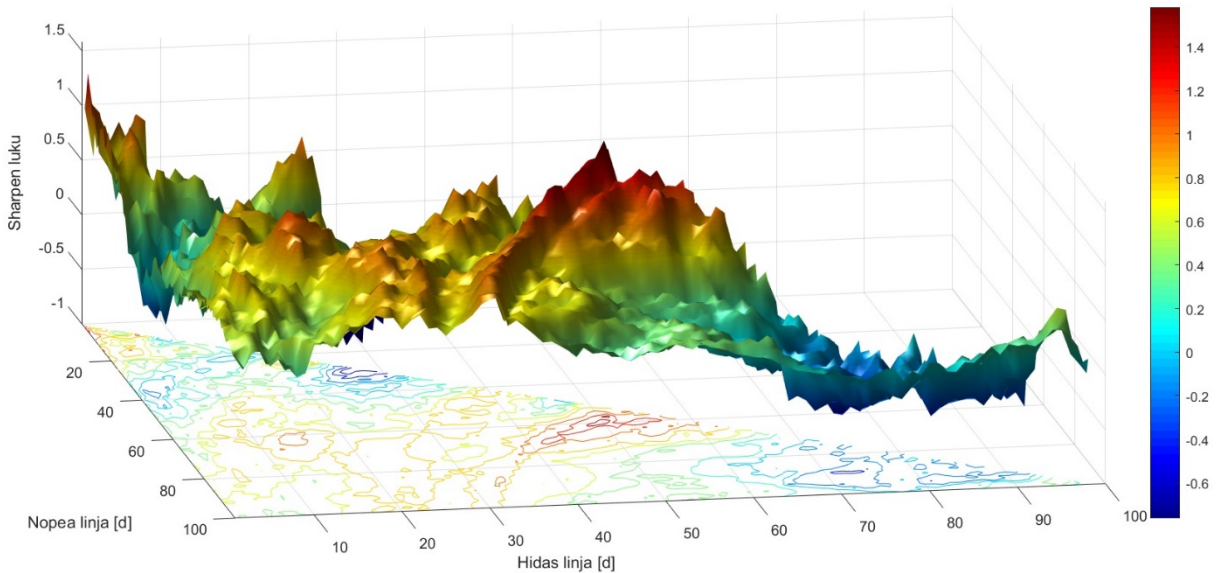
**Kuva 52.** Kahden liukuvan keskiarvon antamien osto- ja myyntisignaalien periaate.

## 7 TULOKSET

Ensimmäiseksi lasketaan ajanjaksoltaan lyemmän liukuvan keskiarvon eli nopeamman linjan ja ajanjaksoltaan pidemmän liukuvan keskiarvon eli hitaamman linjan erilaisille yhdistelmille vuosittainen Sharpen luku niin, että liukuvien keskiarvojen maksimiarvoksi on määritelty 100. Tulokseksi saadaan kahden liukuvan keskiarvon ja vuosittaisen Sharpen luvun muodostama pinta, jolta mitä tahansa yli yhden vuosittaisen Sharpen luvun saavan yhdistelmän tuottoa pidetään hyvänä riskikorjattuna tuottona. Seuraavaksi pinnalta valitaan suurimman vuosittaisen Sharpen luvun saava liukuvien keskiarvojen yhdistelmä ja lasketaan sille lopullinen tuotto.

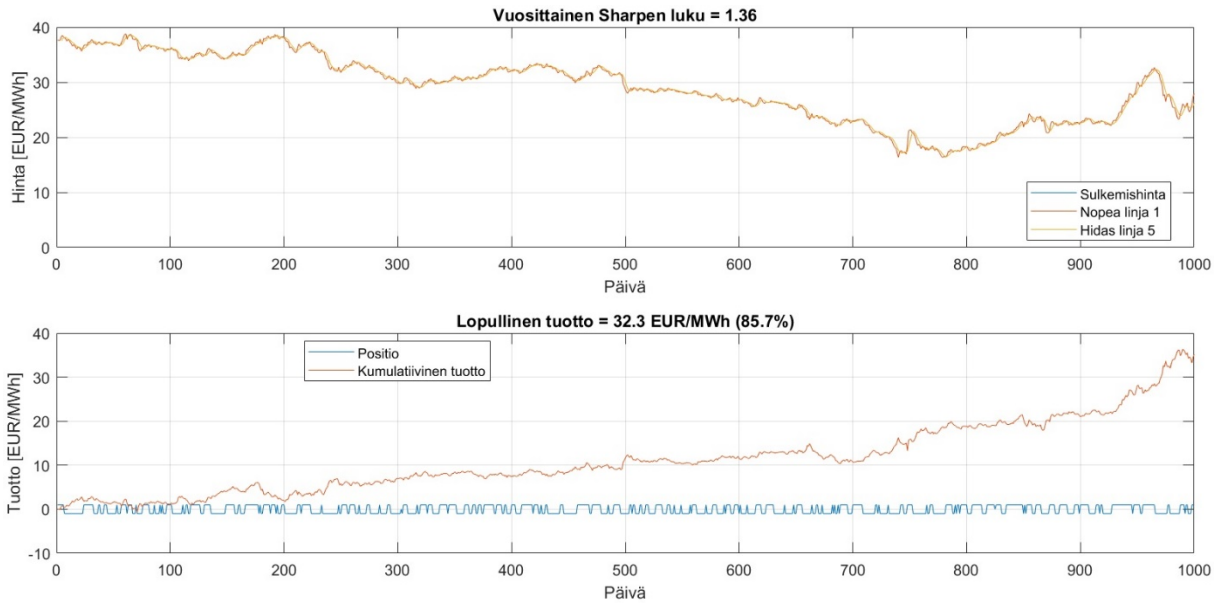
### 7.1 Kaksi aritmeettista liukuvaa keskiarvoa

Kuvassa 53 on esitetty kahden aritmeettisen liukuvan keskiarvon ja vuosittaisen Sharpen luvun muodostama pinta. Kuvasta on nähtävissä yli yhden vuosittaisen Sharpen luvun saavat yhdistelmät, joiden tuottoa pidetään hyvänä riskikorjattuna tuottona.



**Kuva 53.** Kahden aritmeettisen liukuvan keskiarvon ja vuosittaisen Sharpen luvun muodostama pinta.

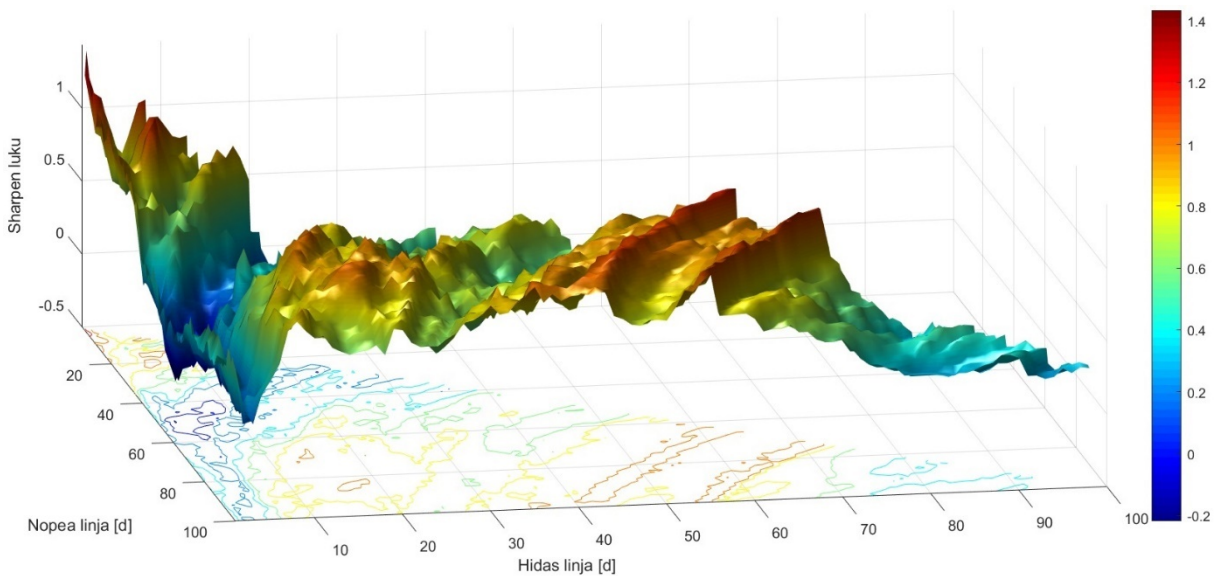
Kuvassa 54 on esitetty suurimman vuosittaisen Sharpen luvun saava kahden aritmeettisen liukuvan keskiarvon yhdistelmä. Kuvasta on nähtävissä nopean ja hitaan linjan yhdistelmän antamat osto- ja myyntisignaalit sekä niiden mukaan muuttuva positio ja kumulatiivinen tuotto.



**Kuva 54.** Suurimman vuosittaisen Sharpen luvun saava kahden aritmeettisen liukuvan keskiarvon yhdistelmä.

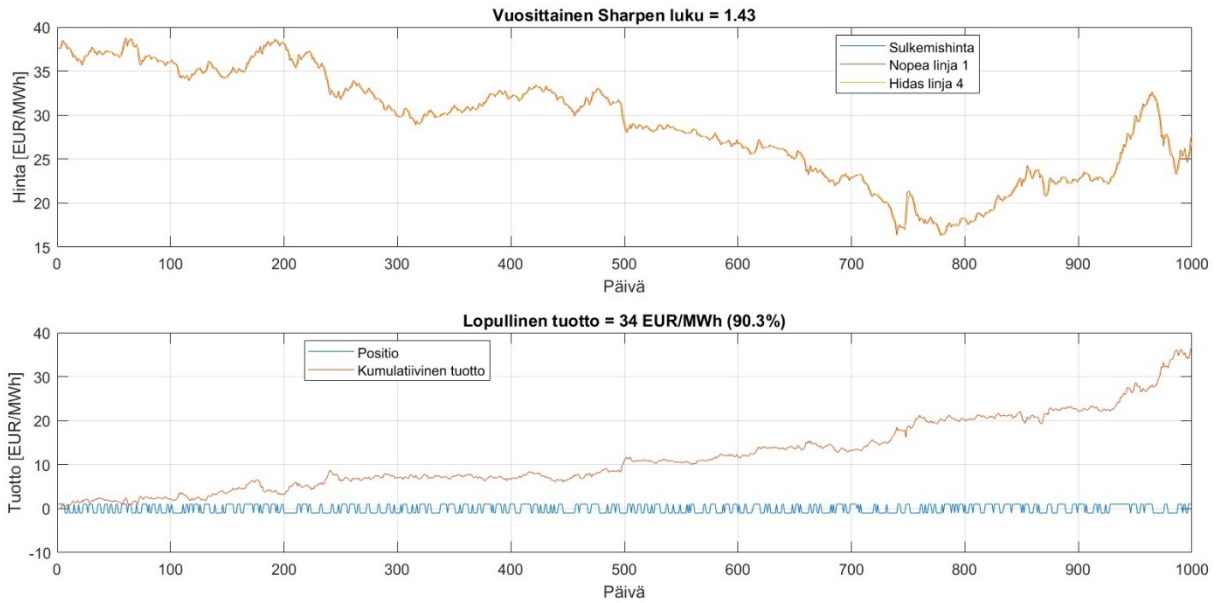
## 7.2 Kaksi lineaarista liukuvaa keskiarvoa

Kuvassa 55 on esitetty kahden lineaarisen liukuvan keskiarvon ja vuosittaisen Sharpen luvun muodostama pinta. Kuvasta on nähtävissä yli yhden vuosittaisen Sharpen luvun saavat yhdistelmät, joiden tuottoa pidetään hyvänä riskikorjattuna tuottona.



**Kuva 55.** Kahden lineaarisen liukuvan keskiarvon ja vuosittaisen Sharpen luvun muodostama pinta.

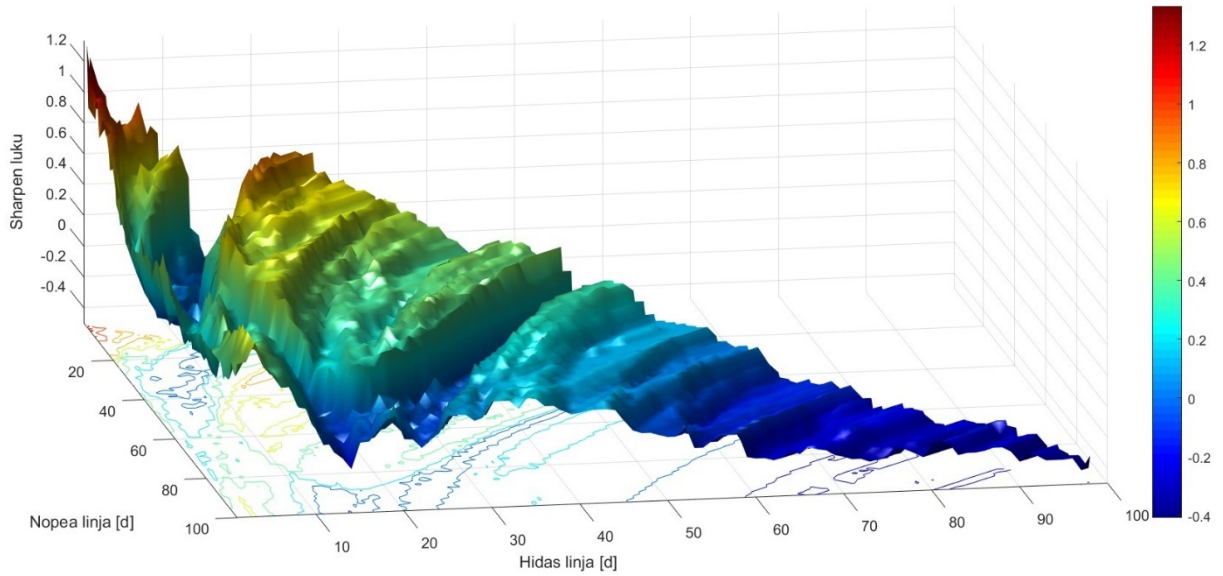
Kuvassa 56 on esitetty suurimman vuosittaisen Sharpen luvun saava kahden lineaarisen liukuvan keskiarvon yhdistelmä. Kuvasta on nähtävissä nopean ja hitaan linjan yhdistelmän antamat osto- ja myyntisignaalit sekä niiden mukaan muuttuva positio ja kumulatiivinen tuotto.



**Kuva 56.** Suurimman vuosittaisen Sharpen luvun saava kahden lineaarisen liukuvan keskiarvon yhdistelmä.

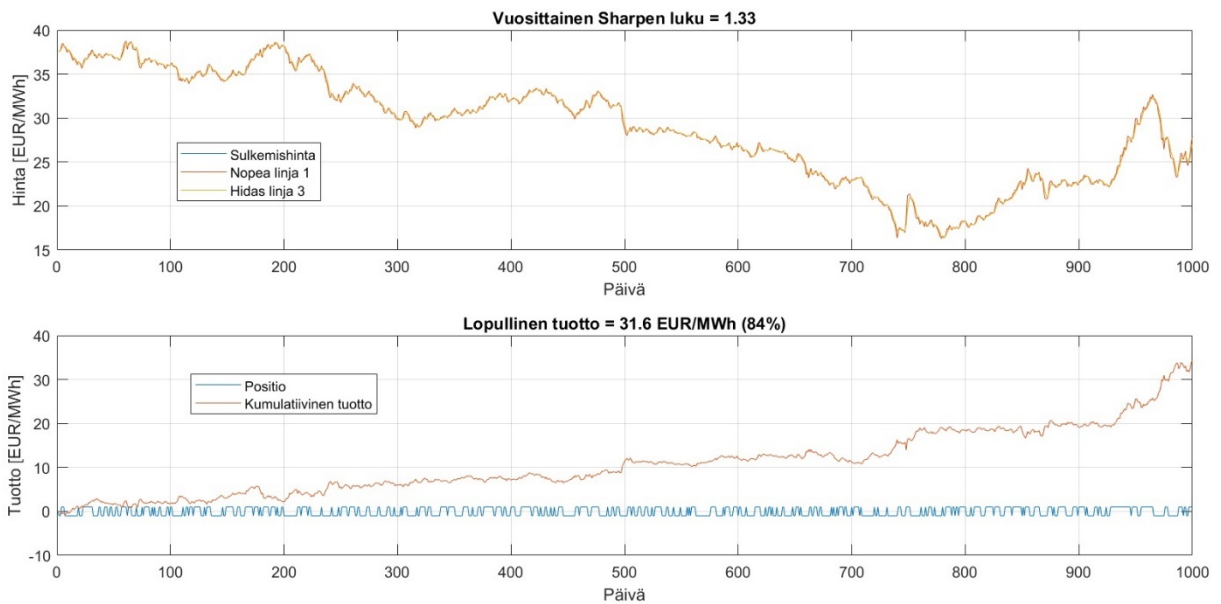
### 7.3 Kaksi eksponentiaalista liukuvaa keskiarvoa

Kuvassa 57 on esitetty kahden eksponentiaalisen liukuvan keskiarvon ja vuosittaisen Sharpen luvun muodostama pinta. Kuvasta on nähtävissä yli yhden vuosittaisen Sharpen luvun saavat yhdistelmät, joiden tuottoa pidetään hyvänä riskikorjattuna tuottona.



**Kuva 57.** Kahden eksponentiaalisen liukuvan keskiarvon ja vuosittaisen Sharpen luvun muodostama pinta.

Kuvassa 58 on esitetty suurimman vuosittaisen Sharpen luvun saava kahden eksponentiaalisen liukuvan keskiarvon yhdistelmä. Kuvasta on nähtävissä nopean ja hitaan linjan yhdistelmän antamat osto- ja myyntisignaalit sekä niiden mukaan muuttuva positio ja kumulatiivinen tuotto.



**Kuva 58.** Suurimman vuosittaisen Sharpen luvun saava kahden eksponentiaalisen liukuvan keskiarvon yhdistelmä.

## 8 JOHTOPÄÄTÖKSET

Tulokset osoittivat, että kaikki aineistolla testatut kahden liukuvan keskiarvon yhdistelmät saivat yli 1,3 vuosittaisen Sharpen luvun ja yli 80 % tuoton neljän vuoden ajanjaksolta (taulukko 8). Suurimman vuosittaisen Sharpen luvun (1,43) ja tuoton (90,3 %) sai kahden lineaarisen liukuvan keskiarvon yhdistelmä. Seuraavaksi suurimman vuosittaisen Sharpen luvun (1,36) ja tuoton (85,7 %) sai kahden aritmeettisen liukuvan keskiarvon yhdistelmä. Heikoimman vuosittaisen Sharpen luvun (1,33) ja tuoton (84,0 %) sai kahden eksponentiaalisen liukuvan keskiarvon yhdistelmä. Tuottoprosentti on laskettu neljän vuoden ajanjankson sulkemishintojen keskiarvosta.

**Taulukko 8.** Tuloksien yhteenveto.

Liukuvat keskiarvot	Nopea linja [d]	Hidas linja [d]	Vuosittainen Sharpen luku	Tuotto [€/MWh]	Tuotto [%]
Aritmeettiset	1	5	1,36	32,3	85,7
Lineaariset	1	4	1,43	34,0	90,3
Eksponentiaaliset	1	3	1,33	31,6	84,0

Kaikki testatut kahden liukuvan keskiarvon yhdistelmät saivat suurimman vuosittaisen Sharpen luvun niin, että nopeamman linjan ajanjaksoksi oli määritelty yksi päivä, kun taas hitaamman linjan kohdalla suurin vuosittainen Sharpen luku saatiin ajanjakson määrittelyn ollessa kolmen ja viiden päivän välillä. Tulokseksi saadut arvoltaan pienet parametrit indikoivat, että riskikorjatun tuoton maksimoimiseksi on oleellista käyttää arvoltaan mahdollisimman pieniä parametrejä, jotta trendin muutos tunnistetaan mahdollisimman nopeasti ja saadaan näin ollen oleellinen kaupankäyntisignaali aikaisemmassa vaiheessa trendiä. Mahdollisimman pieniä parametrejä käytettäessä riskinä on tosin se, että tällöin indikaattori antaa myös enemmän virheellisiä kaupankäyntisignaaleja.

Toteumatestin avulla nähtiin, että kaikkia testattuja kaupankäyntistrategioita kannattaisi soveltaa käytäntöön, mutta parhaaseen riskikorjattuun tuottoon päästään käyttämällä kahden lineaarisen liukuvan keskiarvon yhdistelmää, jossa nopeamman linjan ajanjaksoksi on määritelty yksi päivä ja hitaamman linjan ajanjaksoksi on määritelty neljä päivää. Tämä pohjautuu teknisen analyysin taustalla olevaan perusoletukseen, että jos indikaattori on toiminut

hyvin menneisyydessä, toimii se hyvin myös tulevaisuudessa. Oletus on samalla toteumatestin riski, koska historia ei ole välttämättä tae tulevaisuudesta.

## 9 POHDINTA JA TULEVAISUUS

Teknisen analyysin taustalla olevat perusoletukset ovat: markkinoiden liike ottaa huomioon kaiken, hinnat liikkuvat trendeinä ja historia toistaa itseään. Perusoletuksia tukee se, että markkinatoimijat seuraavat teknistä analyysiä, jolloin tekninen analyysi on otettu huomioon myös kaupankäyntiä koskevia päätöksiä tehdessä. Tämä psykologinen näkökulma tukee sitä, että tekninen analyysi alkaa ajoittain toistaa itseään ja, että markkinatoimijat tekevät irrationaalisia päätöksiä.

Teknisen analyysin osaaminen auttaa ymmärtämään ja analysoimaan paremmin lähes mitä tahansa markkinaa, koska markkinoiden liike pitää sisällään fundamentaaliset, poliittiset, psykologiset ja muut tekijät niin tiedon, kuin myös odotukset. Koska teknistä analyysiä käytetään kaupankäynnin ajoittamiseen joko itsenäisesti tai yhdessä fundamenttianalyysin kanssa on kaupankävijän hyvä ymmärtää molemmat sekä referenssihinnan taustalla vaikuttavat fundamentit, että markkinoiden liikkeiden taustalla olevan syyn sijaan seurausta tutkiva tekninen analyysi.

Haasteen teknisen analyysin käyttämiseen kaupankäynnin ajoittamisessa tekee pohjoiseurooppalaisella sähkömarkkinalla laskeva johdannaiskaupankäynnin volyyymi, koska tekninen analyysi ei toimi epälikvideillä markkinoilla tai silloin kun hintoihin vaikuttaa ainoastaan fundamentit esimerkiksi odottamattomien suurten uutisten ilmetessä. Lisäksi on haastavaa löytää tuoton maksimointiin juuri se oikea tekninen indikaattori tai indikaattorien yhdistelmä tietylle tuotteelle lähes loputtomasta indikaattorien tarjonnasta ja valita oikea ajanjakso kaupankäynnin historiasta parametrien optimointiin.

Pohjoiseurooppalaiset sähkömarkkinat eivät ole tehokkaat, koska oligopolisilla markkinoilla epätasapainoisesti jakautunut tieto asettaa markkinatoimijat eriarvoiseen asemaan keskenään. Suurilla toimijoilla on parempi tieto fundamentaalisten tekijöiden vaikutuksesta markkinahintaan, koska niiden kulutus- ja tuotantoassetit luovat sekä vahvan kannustimen että toisaalta mahdollistavat allokoimaan enemmän resursseja markkinahinnan taustalla olevien tekijöiden tutkimiseen suojaus- ja optimointitarpeen kautta. Erityisesti suurilla vesivoimantuottajilla on suuri kannustin veden varastoitavan luonteen vuoksi, kun ne kilpailevat lyhyellä aikavälillä toisia vesivoimantuottajia vastaan yhtälöllä johon kuuluvat

hinta, allokoitava volyyymi, luonnon rajoitteet ja tekniset rajoitteet. Kuten aiemmin jo mainittiin pohjoiseurooppalaisella sähkömarkkinalla tunnittaiset spot-hinnat määrittävät vesivoimatuottajien asettamat vesiarvot.

Tulevaisuudessa voisi tutkia myös muita yleisimmin käytettyjä teknisiä indikaattoreita tai niiden yhdistelmiä. Lisäksi fundamentaalisten tekijöiden tai niiden yhdistelmien tutkiminen joko yksin tai yhdessä teknisten indikaattorien tai niiden yhdistelmien kanssa kaupankäynnin ajoittamisessa avaa laajat jatkotutkimusmahdollisuudet aiheeseen.

## 10 YHTEENVETO

Tämän diplomityön tavoitteena oli tutkia teknisten indikaattorien soveltuvuutta johdannaiskaupankäynnin ajoittamiseen pohjoiseurooppalaisella sähkömarkkinalla. Tavoitteena oli löytää testattaville indikaattoreille optimaaliset parametrit, jotka maksimoivat kaupankäynnin tavoitteen eli riskikorjatun tuoton.

Tulokset osoittivat, että kaikki aineistolla testatut kahden liukuvan keskiarvon yhdistelmät saivat yli 1,3 vuosittaisen Sharpen luvun ja yli 80 % tuoton neljän vuoden ajanjaksolta, joka tarkoittaa että kaikkia testattuja kaupankäyntistrategioita kannattaisi soveltaa käytäntöön, mutta parhaaseen riskikorjattuun tuottoon (vuosittainen Sharpen luku 1,43 ja tuotto neljän vuoden ajanjaksolta 90,3 %) päästään käyttämällä kahden lineaarisen liukuvan keskiarvon yhdistelmää, jossa nopeamman linjan ajanjaksoksi on määritelty yksi päivä ja hitaamman linjan ajanjaksoksi on määritelty neljä päivää.

Kaikki testatut kahden liukuvan keskiarvon yhdistelmät saivat suurimman vuosittaisen Sharpen luvun niin, että nopeamman linjan ajanjaksoksi oli määritelty yksi päivä, kun taas hitaamman linjan kohdalla suurin vuosittainen Sharpen luku saatiin ajanjakson määrittelyn ollessa kolmen ja viiden päivän välillä. Tulokseksi saadut arvoltaan pienet parametrit indikoivat, että riskikorjatun tuoton maksimoimiseksi on oleellista käyttää arvoltaan mahdollisimman pieniä parametrejä, jotta trendin muutos tunnistetaan mahdollisimman nopeasti ja saadaan näin ollen oleellinen kaupankäyntisignaali aikaisemmassa vaiheessa trendiä.

## LÄHTEET

- (Certified Power Trader 2017) Nord Pool and Nasdaq Commodities. 2017. Certified Power Trader Course, March 15, Helsinki, Adato, Nord Pool and Nasdaq Commodities.
- (E2 Market 2018) E2 Market. 2018. [Viitattu 08.03.2018]. Ei saatavissa.
- (ELFI 2018) Suomen sähkönkäyttäjät (ELFI). 2018. Päästökauppa. [Verkkosivu]. [Viitattu 24.04.2018]. Saatavissa: <http://www.elfi.fi/sahkomarkkinat/paastokauppa/>
- (Eurostat 2018) Eurostat. 2018. Electricity consumption by industry, transport activities and households / services (GWh). [Verkkosivu]. [Viitattu 24.04.2018]. Saatavissa: <http://ec.europa.eu/eurostat/web/products-datasets/-/ten00094>
- (EU 2018) Euroopan unioni (EU). 2018. Energia. [Verkkosivu]. [Viitattu 24.04.2018]. Saatavissa: [https://europa.eu/european-union/topics/energy\\_fi](https://europa.eu/european-union/topics/energy_fi)
- (Energieateollisuus 2018) Energieateollisuus. 2018. Sähkötase 1970-2017. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 16.02.2019]. Saatavissa: [https://energia.fi/files/1207/Sahkotase\\_1970-2017.xlsx](https://energia.fi/files/1207/Sahkotase_1970-2017.xlsx)
- (Energieateollisuus 2019) Energieateollisuus. 2019. Sähkön nettotuotanto, tuonti ja vienti. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 16.02.2019]. Saatavissa: [https://energia.fi/files/1413/a\\_Electricity\\_netproduction\\_imports and exports %28GWh%29 in Finland.xlsx](https://energia.fi/files/1413/a_Electricity_netproduction_imports_and_exports_%28GWh%29_in_Finland.xlsx)

- (ENTSO-E 2017) European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). 2017. Statistical Factsheet 2016. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 24.04.2018]. Saatavissa: [https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/Statistics/Factsheet/entsoe\\_sfs\\_2016\\_web.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/Statistics/Factsheet/entsoe_sfs_2016_web.pdf)
- (ENTSO-E 2018) European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). 2018. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 24.04.2018]. Saatavissa: [https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/TYNDP\\_2018\\_Project\\_List.xlsx](https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/TYNDP_2018_Project_List.xlsx)
- (Fingrid 2019a) Fingrid. 2019. Kysyntäjousto. [Verkkosivu]. [Viitattu 08.04.2019]. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/kysyntajousto/>
- (Fingrid 2019b) Fingrid. 2019. Mitattu sähkönsiirto Suomen ja Venäjän välillä. [Verkkosivu]. [Viitattu 08.04.2019]. Saatavissa: <https://data.fingrid.fi/dataset/measured-transmission-of-electricity-between-finland-and-russia>
- (Fingrid 2019c) Fingrid. 2019. Siirtokapasiteetti RUS-FI. [Verkkosivu]. [Viitattu 08.04.2019]. Saatavissa: <https://data.fingrid.fi/dataset/transmission-capacity-rus-fi>
- (Fingrid 2019d) Fingrid. 2019. Venäjän dynaaminen siirtotariffi. [Verkkosivu]. [Viitattu 08.04.2019]. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/palvelut/sahkonsiirto/venajan-siirtoyhteydet/venajan-dynaaminen-siirtotariffi/>
- (Fingrid 2019e) Fingrid. 2019. Venäjän siirtoyhteydet. [Verkkosivu]. [Viitattu 08.04.2019]. Saatavissa:

<https://www.fingrid.fi/palvelut/sahkonsiirto/venajan-siirtoyhteydet/>

(Fingrid 2019f)

Fingrid. 2019. Pullonkaulatuotot. [Verkkosivu]. [Viitattu 22.07.2019]. Saatavissa:

<https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/markkinoiden-yhtenaisyys/pullonkaulatulot/>

(Linton 2010)

Linton, D. B. 2010. Cloud Charts: Trading Success with the Ichimoku Technique. London: Updata.

(Montel 2019)

Montel. 2019. [Verkkosivu]. [Viitattu 22.07.2019]. Ei saatavissa.

(Murphy 1999)

Murphy, J. J. 1999. Technical Analysis of the Financial Markets: A Comprehensive Guide to Trading Methods and Applications. 2 ed. New York: New York Institute of Finance.

(Nasdaq Commodities 2019)

Nasdaq Commodities. 2019. History. [Verkkosivu]. [Viitattu 22.07.2019]. Saatavissa:

<http://www.nasdaqomx.com/commodities/market-prices/history>

(Neil 2017)

Neil, T. 2017. Technical Analysis in the Dealing Room: Energy and Power. Applied Technical Analysis Seminar for Energy, Gas and Power Traders, December 14, Helsinki, Thomson Reuters and Nasdaq Commodities.

(Nord Pool 2019a)

Nord Pool. 2019. Day-ahead market. [Verkkosivu]. [Viitattu 10.04.2019]. Saatavissa:

<https://www.nordpoolgroup.com>

- (Nord Pool 2019b) Nord Pool. 2019. Order types. [Verkkosivu]. [Viitattu 08.06.2019]. Saatavissa: <https://www.nordpoolgroup.com/trading/Day-ahead-trading/Order-types/>
- (Nord Pool 2019c) Nord Pool. 2019. Day-ahead overview. [Verkkosivu]. [Viitattu 22.07.2019]. Saatavissa: <https://www.nordpoolgroup.com/maps/#/nordic>
- (Nord Pool 2019d) Nord Pool. 2019. Price calculation. [Verkkosivu]. [Viitattu 22.07.2019]. Saatavissa: <https://www.nordpoolgroup.com/trading/Day-ahead-trading/Price-calculation/>
- (Nord Pool 2019e) Nord Pool. 2019. Historical market data. [Verkkosivu]. [Viitattu 22.07.2019]. Saatavissa: <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>
- (SKM Market Predictor 2018) SKM Market Predictor. 2018. [Verkkosivu]. [Viitattu 24.04.2018]. Ei saatavissa.
- (Thomson Reuters 2018) Thomson Reuters. 2018. Ei saatavissa.
- (Thomson Reuters 2019) Thomson Reuters. 2019. Ei saatavissa.
- (Honkapuro 2017) Honkapuro, S. 2017. Kysyntäjousto hyödyttää kaikkia sähkön käyttäjiä ja laskee sähkön hintaa. [Verkkosivu]. [Viitattu 24.04.2018]. Saatavissa: <http://smartenergytransition.fi/fi/kysyntajousto-hyodyttaa-kaikkia-sahkon-kayttajia-ja-laskee-sahkon-hintaa/>

- (Høvik et al. 2015) Høvik, T. Mikkelsen, H. von Liechtenstein, M. Haglund, A. Svarholt, F. 2015. Technical Trading and Strategy Optimization. Technical Analysis Workshop for Traders and Portfolio Managers, May 6-7, Copenhagen, Montel.
- (Wilder 1978) Wilder, J. W. 1978. New Concepts in Technical Trading Systems. Greensboro: Trend Research.
- (LUT 2017) Vakkilainen, E. Kivistö, A. 2017. Sähkön tuotantokustannusvertailu [verkkodokumentti]. Tutkimusraportti. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Saatavissa: <http://www.doria.fi/handle/10024/143861>