

TIIVISTELMÄ

Lappeenrannan teknillinen yliopisto
School of Energy Systems
Sähkötekniikan koulutusohjelma

Pekka Rintala

Sähköntuotantokapasiteetin markkinoille tarjoamisen tehostaminen

Diplomityö
2017

97 sivua, 33 kuvaa, 2 taulukkoa

Työn tarkastajat: Professori Samuli Honkapuro
 Tutkijatohtori Juha Haakana

Hakusanat: sähkömarkkinat, sähkön ja lämmön yhteistuotanto
Keywords: electricity markets, combined heat and power

Uusiutuvan energiantuotannon lisääntyminen aiheuttaa haasteita sähköverkon stabiilisuudelle, sähköntuotannon heilahtelun myötä verkon taajuus vaihtelee entistä enemmän. Samaan aikaan hintataso sähkömarkkinoilla on pysynyt matalalla jo vuosia. Sähkön ja lämmön yhteistuotantolaitosten operoijat joutuvat tarkastelemaan uusia ansaintamahdollisuuksia.

Tässä työssä tutkitaan mahdollisuuksia Vantaan Energian yhteistuotantokapasiteetin tehokkaalle tarjoamiselle hyödyntäen sähkön markkinapaikkoja laajasti. Aluksi kartoitetaan tuotannon säätökyky sekä eri markkinapaikkojen ominaisuudet ja vaatimukset, jonka jälkeen tutkitaan kunkin markkinapaikan potentiaalinen hyöty.

Työssä havaittiin, että tarjottaessa sähköntuotantoa tehokkaasti eri markkinapaikoille, on mahdollista hankkia lisätuottoja. Suurimmat hyödyt ovat saatavissa markkinoilta, joissa jo toimitaan aktiivisesti, eli Nord Poolin day ahead ja intraday-markkinoilta. Toimintaa näillä markkinoilla on jo kehitetty, mutta vielä on mahdollisuus saada hyötyä toiminnan tehostamisesta. Myös muilla markkinoilla toimimista kannattaa hyödyntää tilanteen niin salliessa.

ABSTRACT

Lappeenranta University of Technology
School of Energy Systems
Degree Program in Electrical Engineering

Pekka Rintala

Opportunities for offering electrical power production capacity to electricity markets

Master's Thesis

97 pages, 33 figures, 2 tables

Examiners: Professor Samuli Honkapuro
Post-doctoral researcher Juha Haakana

Keywords: electricity markets, combined heat and power

Increasing amount of renewable energy sets challenges to stability of electrical network when higher amount of production varies more and causes more sway to the frequency of electrical network. At the same time prices at electricity markets have been at low level for years. Operators of combined heat and power plants have to figure out new ways to get profit for their production capacity.

In this thesis, there are examination about how Vantaan Energia's CHP-capacity could be offered effectively in different market places. At first there are examination about adjustability of power plants, features and requirements of different market places and calculations about profit potential. The result of this work is that when operating effectively in electricity markets it is possible to make more profit. Highest profit potential is in markets where operating is most active at the moment, Nord Pool's day ahead and intraday markets. Operating in these market places have already improved, but there it is still possible to get more profit by improving operating more. Also operating in other market places is recommendable when situation allows that.

ALKUSANAT

Tämä diplomityö on tehty Lappeenrannan teknillisen yliopiston sähkötekniikan koulutusohjelmaan Vantaan Energia Oy:lle. Työn tarkastajina toimi professori Samuli Honkapuro ja tutkijatohtori Juha Haakana. Työn ohjaajana Vantaan Energiassa toimi diplomi-insinööri Jani Asikainen.

Haluan kiittää työn ohjaajien lisäksi niitä Vantaan Energian työntekijöitä, jotka edesauttoivat tämän työn tekemisessä. Kiitos kuuluu myös kaikille läheisilleni, jotka ovat jaksaneet kannustaa minua opintojeni ja tämän diplomityön tekemisen aikana.

Helsingissä 3.12.2017

Pekka Rintala

SISÄLLYSLUETTELO

1	JOHDANTO.....	5
1.1	TAUSTA	5
1.2	VANTAAN ENERGIA OY	6
1.3	TAVOITTEET JA RAJAUKSET	8
1.4	TYÖN RAKENNE	9
2	PAIKALLISEN SÄHKÖNTUOTANTOKAPASITEETIN KUVAUS	10
2.1	MARTINLAAKSON VOIMALAITOS	10
2.1.1	<i>Kivihiiliblokki ja höyryturbiini</i>	<i>12</i>
2.1.2	<i>Kaasuturbiini</i>	<i>13</i>
2.1.3	<i>Kaukolämpöakku ja apujäähdytyskapasiteetti.....</i>	<i>14</i>
2.2	JÄTEVOIMALAITOS	15
2.2.1	<i>Höyryturbiini</i>	<i>16</i>
2.2.2	<i>Kaasuturbiini</i>	<i>16</i>
2.2.3	<i>Kaukolämpöakku ja apujäähdytyskapasiteetti.....</i>	<i>17</i>
2.3	KAUKOLÄMPÖVERKKO, LÄMPÖKESKUKSET JA LÄMMÖNSIIRRINASEMAT	17
2.4	TUOTANTOKUSTANNUKSET	19
3	SÄHKÖN MARKKINAPAIKAT	21
3.1	NORD POOL DAY AHEAD KAUPANKÄYNTITUOTTEET.....	21
3.1.1	<i>Tuntitarjoukset.....</i>	<i>22</i>
3.1.2	<i>Blokkitarjoukset</i>	<i>22</i>
3.1.3	<i>Exclusive group.....</i>	<i>23</i>
3.1.4	<i>Flexi order</i>	<i>24</i>
3.2	NORD POOL INTRADAY KAUPANKÄYNTI.....	24
3.2.1	<i>Limit order</i>	<i>24</i>
3.2.2	<i>User -defined block order</i>	<i>25</i>
3.2.3	<i>Iceberg order (IBO).....</i>	<i>25</i>
3.2.4	<i>Toimeenpanorajat.....</i>	<i>25</i>
3.3	NORD POOLIN KAUPANKÄYNTIMAKSUT	26
3.4	RESERVIT.....	26
3.5	TAAJUUDEN VAKAUTUSRESERVIT	28
3.5.1	<i>Taajuusohjattu käyttöreservi (FCR-N).....</i>	<i>29</i>
3.5.2	<i>Taajuusohjattu häiriöreservi (FCR-D).....</i>	<i>30</i>
3.6	TAAJUUDEN PALAUTUSRESERVIT.....	30
3.6.1	<i>Automaattinen taajuudenhallintareservi (aFRR)</i>	<i>31</i>

3.6.2	<i>Nopea häiriöreservi</i>	33
3.7	SÄÄTÖSÄHKÖMARKKINAT	35
3.7.1	<i>Säätösähkömarkkinoille osallistumisen vaatimukset</i>	35
3.7.2	<i>Säätötarjoukset</i>	35
3.7.3	<i>Säätötarjousten käsittely ja tilaus</i>	36
3.7.4	<i>Säätösähkön hinnoittelu</i>	37
3.8	SÄÄTÖKAPASITEETTIMARKKINAT	39
3.8.1	<i>Säätökapasiteettimarkkinoiden säännöt</i>	39
3.8.2	<i>Säätökapasiteettitarjouksen jättäminen säätösähkömarkkinoille</i>	40
3.8.3	<i>Säätökapasiteettimarkkinoiden tarjouskilpailu</i>	40
3.8.4	<i>Tarjous säännöt ja tarjousten vertailu</i>	41
3.8.5	<i>Maksut</i>	42
3.9	TEHORESERVI	43
4	TOIMINTAMAHDOLLISUUDET ERI MARKKINOILLA JA	
	POTENTIAALINEN HYÖTY	44
4.1	DAY AHEAD-KAUPANKÄYNNIN TEHOSTAMINEN	45
4.2	INTRADAY -KAUPANKÄYNNIN TEHOSTAMINEN	46
4.3	SÄÄTÖSÄHKÖMARKKINALLA TOIMIMINEN.....	54
4.4	SÄÄTÖKAPASITEETTIMARKKINALLA TOIMIMINEN	58
4.5	TAAJUUSOHJATUT RESERVIT.....	60
4.5.1	<i>Taajuusohjattu käyttöreservi (FCR-N)</i>	61
4.5.2	<i>FCR-D taajuusohjattu häiriöreservi</i>	64
4.6	AFFR AUTOMAATTINEN TAAJUUDENHALLINTARESERVI.....	66
5	TULOKSET JA NIIDEN ANALYSOINTI	69
5.1	DAY AHEAD	69
5.2	INTRADAY.....	70
5.3	SÄÄTÖSÄHKÖMARKKINAT	72
5.4	SÄÄTÖKAPASITEETTIMARKKINAT	74
5.5	TAAJUUSOHJATUT RESERVIT.....	75
6	MARKKINOIDEN MUUTOKSET TULEVAISUUDESSA	78
6.1	LAAJAT SÄHKÖMARKKINAT	78
6.2	MARKKINAINTEGRAATIO EUROOPAN MARKKINOILLA.....	79
6.3	REAALIAIKAMARKKINOIDEN ROOLI KASVAA	80
6.4	ANSAINNAMAHDOLLISUUDET SÄÄTÖSÄHKÖMARKKINOILLA	81
6.5	KAUPANKÄYNTIJAKSON PITUUS	81

6.6	TASESÄHKÖN HINNOITTELUJÄRJESTELMÄ	82
6.7	AUTOMAATION MERKITYS KASVAA SÄÄTÖSÄHKÖ- JA RESERVIMARKKINOILLA....	83
6.8	SÄHKÖNKULUTTAJIEN MERKITYS	83
7	YHTEENVETO.....	86
	LÄHTEET.....	87

SYMBOLI- JA LYHENNELUETTELO

aFRR	Automaattinen taajuudenhallintareservi
API	Application Programming Interface
CET	Central European Time, Keski-Euroopan aika
CHP	Combined Heat and Power, sähkön- ja lämmön yhteistuotanto
EET	Eastern European Time, Itä-Euroopan aika
FCR-D	Frequency Containment Reserve for Disturbance, Taajuusohjattu häiriöreservi
FCR-N	Frequency Containment Reserve for Normal Operation, Taajuusohjattu käyttöreservi
FoK	Fill-or-Kill, Nord Pool day ahead kaupankäyntituote
GWh	Gigawattitunti
Hz	Hertsi
IBO	Iceberg Offer, Pool day ahead kaupankäyntituote
IoC	Immediate-or-Cancel, Nord Pool day ahead kaupankäyntituote
LTO	Lämmöntalteenotto
MAR	Minimum Acceptance Ratio, minimi hyväksymistaso
MW	Megawatti
MWh	Megawattitunti
POK	Kevyt polttoöljy
TWh	Terawattitunti

1 JOHDANTO

1.1 Tausta

Uusiutuvan energiantuotannon rooli on kasvanut ja tulee kasvamaan tulevaisuudessa. Poliittiset päätökset ja teknologian kehittyminen edesauttavat uusiutuvan energiantuotannon lisääntymisessä. Sähköjärjestelmän tasapaino saattaa heilua nopeastikin aurinko- ja tuulivoimatuotannon lisääntymisen vuoksi. Tuulivoimatuotanto on kasvanut nopeaan tahtiin. Vuonna 2013 Suomessa tuotettiin tuulisähköä 771 gigawattituntia (GWh) ja vuonna 2016 jo 3,1 terawattituntia (TWh), eli tuulisähkön tuotanto on nelinkertaistunut muutamassa vuodessa. Vuonna 2016 tuulivoimalla tuotetulla sähköllä katettiin Suomen sähkönkulutuksesta 3,6 % (Tuulivoimayhdistys 2017). Vastaavasti koko Euroopan tasolla tuulivoimalla katettiin 10,4 % sähköntarpeesta ja uusien tuulivoimaloiden osuus Euroopan alueelle asennetusta uudesta sähköntuotantokapasiteetista oli 51 %. Kaiken uusiutuvan energiantuotannon osuus asennetusta uudesta tuotantokapasiteetista Euroopan alueella oli 86 % vuonna 2016. (Wind Europe 2017)

Sähkön markkinahinnat ovat pysyneet matalalla tasolla useita vuosia, mikä vaikeuttaa CHP-laitosten (Combined Heat and Power, sähkön- ja lämmön yhteistuotanto) sähköntuotannon kannattavuutta. Day ahead -hinnat ovat olleet laskusuunnassa vuodesta 2011 alkaen ja sama suunta on ollut suurimmassa osassa Eurooppaa. Matalat sähkönhinnat tuottavat ongelmia CHP-tuottajille, sillä sähkön markkinahinta saattaa olla alle tuotantokustannusten. Myös vanhoja lauhdevoimaloita on suljettu, koska laitosten käyttö ei ole nykyisessä markkinatilanteessa enää kannattavaa. (Haakana et al. 2016).

CHP-laitoksilla sähköntuotannon määrän määrittää useimmiten kaukolämmön tarve. Pääasiassa CHP-laitokset on varustettu reduktioventtiilillä, jolla höyryä voidaan ohjata turbiinin sijasta kaukolämmöksi. Täten saadaan säädettyä laitoksella tuotetun sähkön ja kaukolämmön suhdetta. (Haakana et al. 2016). Laitoksia voitaisiin operoida myös sähköntuotannon näkökulmasta, mutta nykyinen matala sähkön markkinahinta ei kannusta tähän. Sähkön kysyntä ei ole vakaata ja tuotannon täytyy seurata kulutusta, jotta sähköjärjestelmä toimii. Uusiutuvan energiantuotannon lisääntyessä sähköjärjestelmän taajuuden heiluminen on lisääntynyt viime vuosina. (Haakana et al. 2017)

Tällaisessa tilanteessa säätökykyisellä sähköntuotantokapasiteetilla, jota tarvitaan sähköjärjestelmän taajuuden ylläpitämiseen, voidaan saada lisätuottoja osallistumalla esimerkiksi säätösähkömarkkinoille tai taajuusohjattuihin reserveihin. Jotta sähkötehoa pystytään säätämään ylöspäin, tällöin voimalaitosta on ajettava vajaalla sähköteholla. CHP-laitoksilla tämä on hyödynnettävissä reduktiolämmönvaihtimen avulla sekä polttotehoa säätämällä. Tätä voitaisiin hyödyntää nykyistä enemmän ja lämmön varastointi lämpöakkuihin ja kaukolämmöntuotannon apujäähdytys auttavat voimalaitoksen säädettävyydessä. (Haakana et al. 2016). (Haakana et al. 2017)

Reservimarkkinoille ja säätösähkömarkkinoille osallistuminen avaa uusia ansaintamahdollisuuksia CHP-toimijoille. Reduktiolämmönvaihdinta säätäen sähkön ja lämmön tuotantosuhteen muutoksella saadaan sähköntuotannon tehoa muutettua. Reduktiolämmönvaihtimella on vaikutusta kaukolämmön tuotantomäärään. Tuotettu lämpö ajetaan pääsääntöisesti kaukolämpöverkkoon. Kaukolämpöakut tuovat joustavuutta tuotannon ajoon, eivätkä lyhytaikaiset tehonmuutokset kaukolämmön tuotantomäärissä aiheuta suuria ongelmia kaukolämpöjärjestelmälle. (Haakana et al. 2016). (Haakana et al. 2017)

Mikäli reservimarkkinoille osallistuu nykyistä useampia toimijoita saattaa tällä olla vaikutusta reservimarkkinoilta saatavaan hyötyyn. Samalla kuitenkin säädön kasvu uusiutuvan energiantuotannon lisääntymisenä saattaa kompensoida reservihintojen muutoksia. (Haakana et al. 2016).

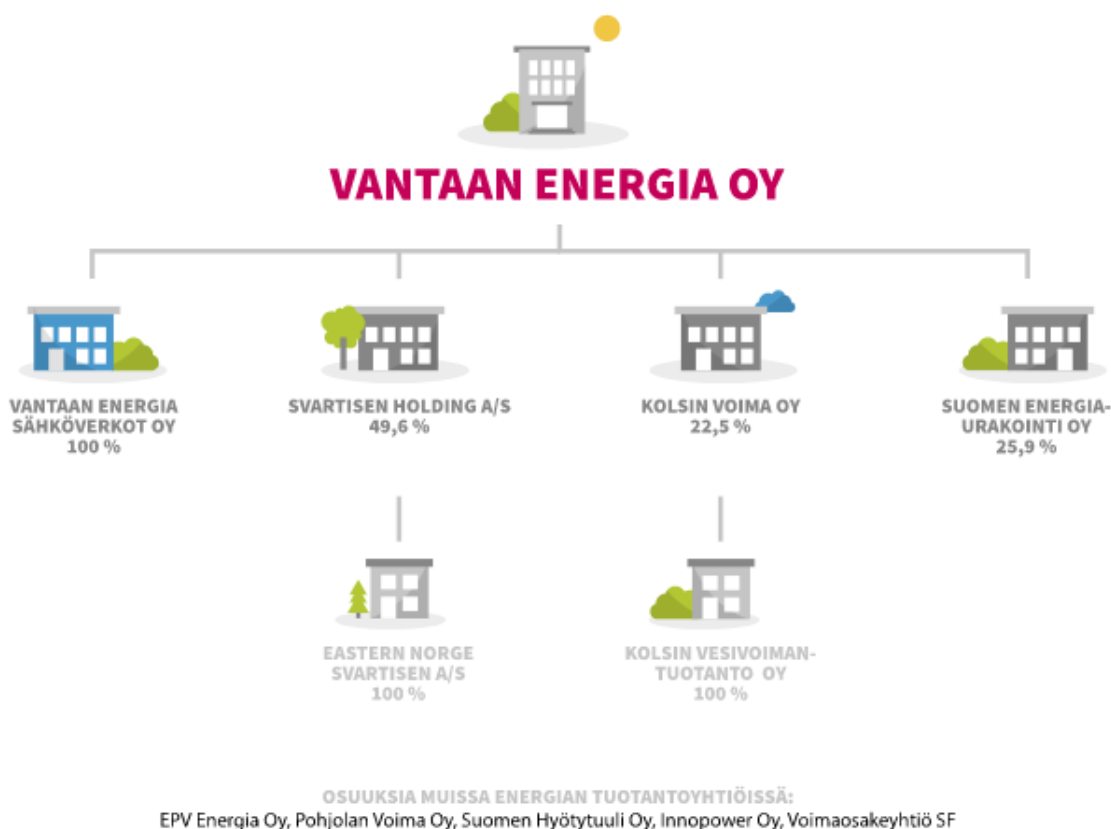
1.2 Vantaan Energia Oy

Tämä diplomityö on tehty Vantaan Energia Oy:lle, joka on yksi suomen suurimmista kaupunkienergiayhtiöistä. Vantaan kaupunki omistaa yrityksestä 60 prosenttia ja Helsingin kaupunki 40 prosenttia. Yhtiö on perustettu vuonna 1910 Malmin Sähkölaitos Oy:n nimellä. Vuonna 1973 nimeksi tuli Vantaan Sähkölaitos Oy ja vuodesta 1996 alkaen yritys on toiminut Vantaan Energia Oy nimellä. (Vantaan Energia Oy 2017a)

Vantaan Energia -konsernin muodostavat emoyhtiö Vantaan Energia Oy, tytäryhtiö Vantaan Energia Sähköverkot Oy (omistusosuus 100 %) sekä osakkuusyhtiöt (omistusosuus suluissa)

Svartisen Holding A/S (49,6 %), Suomen Energia-Urakointi Oy (25,9 %) ja Kolsin Voima Oy (22,5 %). Tytäryhtiö Vantaan Energia Sähköverkot Oy vastaa sähköverkkotoiminnasta Vantaalla. (Vantaan Energia Oy 2017a)

Osakkuusyhtiö Svartisen Holding A/S omistaa Norjassa tytäryhtiö Eastern Norge Svartisen A/S:n (100 %). Kolsin Voima Oy:llä on tytäryhtiö Kolsin Vesivoimatuotanto Oy (100 %). (Vantaan Energia Oy 2017a)



Kuva 1. Vantaan Energia -konserni (Vantaan Energia Oy 2017b).

Vantaan Energia operoi kahta Vantaalla sijaitsevaa CHP-laitosta, Länsi-Vantaalla sijaitsevaa Martinlaakson voimalaitosta sekä Itä-Vantaalla sijaitsevaa Jätevoimalaa. Jätevoimala vihittiin kaupalliseen käyttöön syyskuussa 2014 (Vantaan Energia Oy 2016b). Näiden voimalaitosten osuus yhtiön koko sähköntuotannosta vuonna 2016 oli 45 % ja erilaisten osak-

kuusyhtiöiden osuus oli 55 %. Oman ja osakkuussähköntuotannon määrät kasvoivat edellisestä vuodesta ollen yhteensä 1411 gigawattituntia (GWh) (1062 GWh vuonna 2015). (Vantaan Energia Oy 2017a)

1.3 Tavoitteet ja rajaukset

Työn tavoitteena on selvittää, kuinka yrityksen sähköntuotantokapasiteetin tarjoamista eri markkinapaikoille voidaan kehittää ja sitä kautta saada lisätuottoa sähköntuotannolle.

Työssä selvitetään mitä markkinapaikkoja on olemassa, joille Vantaan Energian sähköntuotantokapasiteettia voidaan tarjota, tarjoamisen edellytykset ja tarjoamisesta mahdollisesti saatavissa olevat hyödyt.

Tuotantokapasiteetin säädettävyyden tuntemus ja erilaisten ajotapayhdistelmien vaikutus laitosten säädettävyyteen on myös selvitettävä, jotta pystytään määrittelemään, miten kapasiteettia voidaan tarjota kullekin markkinalle. Koska työssä käsiteltävät tuotantolaitokset ovat CHP-laitoksia, on kaukolämmöntuotannon ja kulutuksen tuomat rajoitteet otettava huomioon.

Kustakin kaupankäyntipaikasta ja kaupankäyntituotteista kerrotaan ainoastaan työn kannalta oleelliset ominaisuudet. Sellaisia tarjoustuotteita, joille ei nähdä käyttöä lähitulevaisuudessa mainitaan vain lyhyesti ja työ keskittyy ainoastaan fyysiseen sähkökauppaan, jolloin finanssiapuoli on jätetty kokonaan tarkastelematta.

Eri markkinapaikoille osallistumisesta saatavissa olevan potentiaalisen hyödyn laskennassa on käytetty historiatietoja markkinahinnoista ja omasta tuotannosta. Exceliin on haettu toteamatiedot sekä tehty laskentamalli, jolla pystytään selvittämään eri toimintatapojen mahdollistamat lisätuotot.

1.4 Työn rakenne

Kappaleessa kaksi esitellään Vantaan Energian paikallinen sähköntuotantokapasiteetti, lämmöntuotantokapasiteetti sekä kaukolämpöverkko, sillä tarkkuudella, kuin se tämän työn kannalta on oleellista.

Kappaleessa kolme esitellään sähkön markkinapaikat, joilla toimitaan joko tällä hetkellä tai joilla on mahdollista toimia. Markkinapaikoista esitellään keskeisimmät kaupankäynti tuotteet ja tämän työn kannalta oleelliset ansaintamallit.

Neljännessä kappaleessa kuvataan Vantaan Energian nykyinen toimintatapa sähkön tarjoamisessa eri markkinapaikoille, tarkastelleen toiminnan tehostamisen mahdollisesti mukanaan tuomia hyötyjä, toimintaedellytyksiä ja haasteita.

Viides kappale on tulosten analysointia.

Kappaleessa kuusi käsitellään sähkömarkkinoiden tulevaisuuden näkymiä.

Seitsemäs kappale on yhteenveto.

2 PAIKALLISEN SÄHKÖNTUOTANTOKAPASITEETIN KUVAUS

Vantaan Energian sähkön- ja kaukolämmöntuotanto perustuu valtaosin energian yhteistuotantoon, jossa sähkö ja lämpö tuotetaan samanaikaisesti. Yhteistuotannossa säästetään keskimäärin kolmannes energiasta verrattuna siihen, että lämpöä ja sähköä tuotettaisiin erikseen omissa prosesseissaan. Vantaan Energian paikallisen yhteistuotannon pääpolttoaineita ovat syntypaikkalajiteltu sekajäte, kivihiili sekä maakaasu. (Vantaan Energia Oy 2016b)

Vantaan Energialla on kaksi voimalaitosta, jotka sijaitsevat Vantaan alueella, Martinlaakson voimalaitos Länsi-Vantaalla sekä Jätevoimalaitos Itä-Vantaalla. Molemmat laitokset ovat CHP-laitoksia (Combined Heat and Power, sähkön- ja lämmön yhteistuotanto). (Vantaan Energia Oy 2017c)

Seuraavissa kappaleissa on esitelty tarkemmin molemmat voimalaitokset ja niiden keskeisimmät ominaisuudet tämän työn kannalta. Voimalaitosten tuotantotehoista puhuttaessa tarkoitetaan -15 asteen olosuhteissa saavutettua käytännön nettosähkötehoa, ellei tehon yhteydessä mainita muuta.

2.1 Martinlaakson voimalaitos

Periaatepäätös oman voimalaitosyksikön rakentamisesta Martinlaaksoon tehtiin vuonna 1971. Rakennustyöt aloitettiin syyskuussa 1973 ja raskasöljyllä toimiva blokki 1 otettiin tuotantoon vuonna 1975. Sen sähköteho on 60 MW ja kaukolämpöteho 117 MW. Kattilan valmistaja on Tampella Oy ja generaattorin on valmistanut Dolmel. (Erävuori J. 2000)

Raskaan polttoöljyn pitkään jatkuneen hinnannousun vuoksi vuonna 1980 tehtiin päätös uuden kivihiilikattilalaitoksen rakentamisesta. Kattila valmistui vuonna 1982 ja sen höyryt johdettiin blokki 1:n T1-turbiinille. Hiilikattilalle valmistui oma turbiinilaitos vuonna 1989. Kattilan toimitti A.Ahlstöröm Oy ja Generaattorin BBC (Brown Boweri). Blokki 2 on vastapainelaitos. (Erävuori J. 2000)

Höyryvoimalaitokset jaetaan turbiinista ulostulevan höyrynpaineen perusteella vastapainevoimalaitoksiin ja lauhdutusvoimalaitoksiin. Vastapainevoimalaitoksissa höyryä voidaan käyttää lämmitystarkoituksiin, sillä laitoksesta ulos tulevan höyryn paine ja lauhtumislämpötila ovat korkeita ja mahdollistavat tämän. Vastapainevoimalaitoksia ovat kaukolämpöä tai teollisuuden vastapainehöyryä ja sähköä tuottavat höyryvoimalaitokset. (Huhtinen et al. 2008)

Vuonna 1986 tehtiin päätös muuttaa Martinlaakson blokki 1 öljykattila maakaasukäyttöiseksi. Muutostyö valmistui vuonna 1989 ja sillä saatiin laskettua kattilan päästöjä. Martinlaakson hiilikattilan päästöjä vähennettiin vuonna 1993 valmistuneella rikinpoistolaitoksella. Samassa yhteydessä hiilikattilan polttotehoa nostettiin.

Kesällä 1992 päätettiin aloittaa Martinlaakson voimalan yhteyteen sijoitettavan kaasuturbiinilaitoksen suunnittelu ja blokki 4 valmistui kaupalliseen käyttöön vuonna 1995. Siihen kuuluu kaasuturbiini ja lämmöntalteenottokattila. (Erävuori J. 2000)

Tampella-kattilan käyttö lupa loppui vuoden 2015 loppuun ja tällä hetkellä kattilalla on menossa muutostyöt kattilan muuttamiseksi biopolttoaineita käyttäväksi (Vantaan Energia Oy 2017c). Tällä hetkellä tuotantokäytössä ovat siis hiiltä pääpolttoaineenaan käyttävä Martinlaakso 2, johon kuuluu höyrykattila ja turbiinilaitos generaattoreineen sekä maakaasua pääpolttoaineenaan käyttävä Martinlaakso 4, johon sisältyy kaasuturbiini ja lämmöntalteenottokattila. (Vantaan Energia Oy 2016b)

Vuonna 2016 Martinlaakson voimalaitoksen vuosituotanto oli 376 GWh sähköä ja 835 GWh lämpöä. Määrät olivat edellisvuotta suuremmat (325 GWh ja 821 GWh). (Vantaan Energia Oy 2017a)

Rakennusaste vaihtelee höyryvoimalaitoksilla välillä 0,3 – 0,6. Suhde vaihtelee sen mukaan, millaisia sähköntuotantoa kasvattavia muutoksia prosessiin on lisätty. Rakennusastetta voidaan parantaa seuraavilla kytkentälisäyksillä: monivaiheinen kaukolämpöveden lämmitys, syöttöveden lämmitys väliottohöyryllä sekä välitulistus. (Huhtinen et al. 2008) Martinlaakson voimalaitoksen rakennusaste on 0,5 hiilivastapainetuotannon osalta. Martinlaakson voimalaitoksen hyötysuhde on korkea ja lähes 90 prosenttia polttoaineen energiasta saadaan

hyödynnettyä. Kaukolämpövoimalaitoksen prosessin rakennusastetta kuvataan seuraavalla yhtälöllä (Huhtinen et al. 2008):

$$rakennusaste = \frac{sähköteho}{kaukolämpöteho} \quad (1)$$

2.1.1 Kivihiiliblokki ja höyryturbiini

Voimalaitoksen kivihiiliblokki (Mar2) on otettu käyttöön vuonna 1982. Yksikössä käytetään polttoaineina kivihiiltä ja maakaasua. Voimalaitosyksikössä kivihiilen maksimi polttoaineteho on 255 megawattia (MW). Höyryturbiinilla sähkön ja kaukolämmön vastapaine yhteistuotantona nettosähkökapasiteetti on noin 75 MW ja kaukolämmön 145 MW. Voimalaitoksen hiilenpolttotehoa voidaan säätää. Hiilen maksimipolttoteholla minimi nettosähköntuotanto reduktioajossa on 15 MW. Tällöin kaukolämpöä tuotetaan 210 MW. Minimipolttoteho kattilassa kivihiilellä on 110 MW.

Höyryturbiinissa osa kattilasta tulevasta höyryn paine- ja lämpöenergiasta saadaan muutettua turbiinin akselia pyörittäväksi mekaaniseksi energiaksi. Tämä energia taas muutetaan sähköksi turbiinin kytketyssä generaattorissa. (Huhtinen et al. 2008)

Höyryturbiinin sähköntuotannon säätönopeus riittää esimerkiksi säätösähkömarkkinoille osallistumisen vaatimukseen 10 MW/15 min sekä taajuusohjattuihin reserveihin.

Lämmönvaihdin on laite, jota käytetään siirtämään lämpöenergiaa kaasujen, nesteiden ja höyryn välillä. Martinlaakson voimalaitoksella on kaksi reduktiolämmönvaihdinta, jossa lämmittävänä aineena on tulistava höyry ja lämmitettävänä aineena kaukolämpövesi. Reduktiota käytetään kattilan käynnistyksissä, jotta tuorehöyryn arvot saadaan turbiinille sopivaksi. Kattilan ja turbiinin pysäytyksissä reduktiota käytetään, jotta pysäytyksistä saadaan hallitumpia ja tasaisempia. (Huhtinen et al. 2008)

Reduktiolämmön tuotannolla mahdollistetaan halvemman polttoaineen käyttö kaukolämpötuotantoon matalien sähkönhintojen aikaan.

2.1.2 Kaasuturbiini

Kaasuturbiini on lämpövoimakone, jossa kuuma kaasu käyttää turbiinia. Kaasuturbiini itse muuntaa polttoaineen energiaa lämmöksi ja muodostunutta lämpöä mekaaniseksi energiaksi. Kattilaa tai muuta ulkoista lämmönlähdettä ei vaadita. Kaasuturbiini muodostuu kolmesta pääosasta: kompressorista, polttokammioista ja turbiinista. Kompressorit tuottaa korkeapaineista ilmaa polttokammioon, missä polttoaine poltetaan. Muodostuneet kuumat kaasut laajenevat turbiiniosassa kehittäen höyrytehoa ja kaasuturbiinin omakäyttöön tarvittavan tehon. Kaasuturbiinissa polttoaineen energiasta saadaan hyödynnettyä tyypillisesti noin kolmannes sähköenergiaksi. (Huhtinen et al. 2008)

Martinlaakso 4 -voimalaitosyksikkö (Mar4) on vuonna 1995 toimintansa aloittanut sähköä ja kaukolämpöveden lämmitykseen tarvittavaa lämpöä tuottava voimalaitosyksikkö. Mar4-kaasuturbiinilaitoksen pääpolttoaineena on maakaasu ja varapolttoaineena kevyt polttoöljy. (Länsi-Suomen Ympäristövirasto 2008)

Mar4 -kaasuturbiinilaitos muodostuu kaasuturbiinista (165 MW, ABB GT8C) ja siihen vaihdelaatikon avulla kytketystä generaattorista ja lisäpoltolla (55 MW) varustetusta lämmön talteenottokattilasta (LTO). Laitoksen yhteenlaskettu polttoaineteho on noin 220 MW. Kaasuturbiinia ajetaan normaalisti kombikytkennässä, jolloin sen pakokaasujen sisältämää energiaa otetaan talteen lämmöntalteenottokattilassa. Kombikytkennässä nettosähköntuotanto on 88 MW. (Länsi-Suomen Ympäristövirasto 2008)

Kombivoimalaitoksessa yhdistetään kaasuturbiini ja höyryvoimalaitosprosessi. Kaasuturbiinin pakokaasun ja mahdollisen lisäpolton avulla tuotetaan höyryä höyryturbiinille. Höyryturbiini voi toimia lauhdutus tai vastapainekoneena siinä tapauksessa, että lämpöenergia voidaan käyttää hyödyllisesti. Kombiprosessissa ei käytetä syöttöveden höyryesilämmitystä, koska näin saadaan pakokaasu jäähdytettyä mahdollisimman tehokkaasti. Jos laitoksella tuotetaan kaukolämpöä, voidaan pakokaasun jäähdytystä tehostaa käyttämällä kaasun matalan lämpötilan energia kaukolämpöveden esilämmittämiseen. (Huhtinen et al. 2008)

Kombiprosessin kokonaishyötysuhdetta ja sähköenergian suhteellista osuutta voidaan parantaa käyttämällä lämmön talteenottokattilassa useita painetasoja, yleensä kahta painetasoa.

Tällöin saadaan pakokaasun lämpö tehokkaammin hyödynnettyä höyryn tuottamisessa ja siten lisättyä sähköenergian osuutta. Vastapaineen rakennusaste voi olla kombiprosessissa yli yhden.

Sähköntuotannon hyötysuhde on

- höyryturbiinilla noin 40 %
- kaasuturbiinilla noin 30 %
- Kombiprosessissa > 50 %. (Huhtinen et al. 2008)

Kaasukombiprosessissa ohituspiippuajo on mahdollista, mutta tällöin sähköntuotantokustannukset ovat korkeammat. Ohituspiippuajolla tarkoitetaan sitä, että laitosta ajettaisiin kaasuturbiinivoimalaitoksena, jolloin tuotetaan pelkästään sähköä ja savukaasujen energia ajetaan taivaalle, eikä sitä hyödynnetä kaukolämpönä. Tällöin kyseessä on siis sähkön erillistuotanto. (Huhtinen et al. 2008)

2.1.3 Kaukolämpöakku ja apujäähdytyskapasiteetti

Kaukolämpöakku on erillinen kaukolämmön varastointiin tarkoitettu lämpövarasto, johon voidaan varastoida energiaa talteen, josta se voidaan käyttää myöhemmin. Lämmön huippukulutuksen aikaan kaukolämpöakusta saadaan aiemmin halvemmalla tuotetulla energialla korvattua kalliimpaa kaukolämmön tuotantoa. Usein akkua käytetään siten, että kaukolämmön tarpeen ollessa pieni, mutta sähköntarpeen suuri, voimalaitos tuottaa sähköä maksimiteholla ja ylimääräinen lämpö varastoidaan akkuun. Kaukolämpöakku voidaan käyttää lämmön varastoimmin lisäksi myös vesireservinä kaukolämpöverkon vauriotapauksissa sekä paisunta-astiana, mikäli se on liitetty suoraan kaukolämpöverkkoon. Kaukolämpöakulla saadaan myös enemmän säädettävää sähköntuotantopotentiaalia sähköverkkoon ja etuna apujäähdytykseen verrattuna on, että lämpöenergia saadaan talteen. Käytännössä tämä tarkoittaa sitä, että voimalaitoksen tuotantohuippua voidaan siirtää ajankohtaan, jolloin sähkönhinta on sähköpörssissä korkeimmillaan. Akun käytöstä saadaan hyötyä, kun sen käyttö korvaa kalliimpien polttoaineiden käytön sekä ajoittamalla sähköntuotanto kalliimpien tuntien ajankohdalle. Akku soveltuu hyvin vuorokaudenaikojen mukana vaihtelevan kaukolämmön kysynnän tasoittamiseen. Kulutushuippujen aikana lämpöenergiaa pystytään purkamaan akusta ja vastaavasti matalamman kaukolämpötarpeen aikana energiaa voidaan ladata akkuun. Näin

saadaan lukuisia ja lataus- ja purkukertoja ja vuotuinen ladattavan energian määrä kasvaa, mikä puolestaan laskee varastoitavan energian hintaa, koska investoinnista aiheutuvat vuotuiset kuoletuskustannukset kohdistuvat suuremmalle energiamäärälle.

(Huhtinen et al. 2008).

Kaukolämpöakun käyttöä ohjaavat:

- Ulkolämpötila
- Sähkön hintataso
- Kaukolämmön kulutuksen vuorokausivaihtelu
- Voimalaitoksen käyttöaste
- Varaston varaustila (Energiateollisuus 2006)

Martinlaakson voimalaitoksen yhteydessä on kaukolämpöakku, jonka kapasiteetti on noin 750 MWh. Kaukolämpöakun maksimi purku- ja latausteho on noin 50 MW. Lisäksi voimalaitoksella on apujäähdytin.

Apujäähdytin on laitteisto, joka voidaan kytkeä kaukolämpöverkkoon, ja sen avulla voidaan nostaa kaukolämpökuormaa ja täten tuottaa enemmän sähköä, kuin kaukolämpöverkon kuorma mahdollistaa. Ylimääräinen lämpö johdetaan lämmönsiirtimelle järvi- tai meriveiteen tai, kuten Martinlaakson voimalaitoksen tilanteessa ilmaan. Apujäähdyttimen investointikustannukset ovat edulliset, mutta tuotetun sähkön hinta on korkea, koska lämpöä ei saada talteen. Investointikustannuksiltaan kaukolämpöakku on apujäähdytintä kalliimpi. Sähkön tuotannon hyötysuhde on suhteellisen huono vastapaineturbiinin vuoksi. Apujäähdyttimen avulla on mahdollista tuottaa sähköä aina turbiinin maksimitehoa vastaavasti, kun tuotettu sähkö on hinnaltaan kilpailukykyistä. (Huhtinen et al. 2008) Martinlaakson apujäähdyttimen teho on 45 MW.

2.2 Jätevoimalaitos

Vantaan Energian jätevoimalaitos sijaitsee Itä-Vantaalla. Jätevoimalaitoksen pääpolttoaineena on syntypaikkalajiteltu sekajäte, joka tulee Uudenmaan ja Varsinais-Suomen alueelta.

Jätevoimalaitos koostuu kahdesta jätteenpolttokattilasta, joissa jäte poltetaan arinapolttotekniikalla. Jätteenpoltossa syntynyt energia otetaan talteen kaukolämmöksi ja sähköksi.

Jätevoimalan yhteydessä on erillinen kaasuturbiinilaitos, jonka savukaasujen avulla lisätään voimalan energiatehokkuutta. Jätevoimalan yhteenlaskettu bruttosähköteho on 82 MW ja lämpöteho 140 MW. Jätteellä tuotettu bruttosähköteho on 35 MW ja kaasuturbiinilla kombikäytössä 47 MW. Jätteellä tuotettu kaukolämpöteho on 110 MW ja kaasuturbiinilaitos lisää tehoa 30 MW:lla. (Vantaan Energia Oy 2016b)

Vuonna 2016 jätevoimalalla käytettiin 356 000 tonnia jätettä polttoaineena. Sähkön vuosituotanto oli 253 GWh ja lämmön 943 GWh. Kaikissa määrissä on kasvua edelliseen vuoteen verrattuna, jolloin jätettä poltettiin 343000 tonnia, sähkön tuotettiin 210 GWh ja lämpöä 828 GWh. (Vantaan Energia Oy 2017a). (Vantaan Energia Oy 2016b)

2.2.1 Höyryturbiini

Täydellä jätteenpolttoteholla vastapainetuotannossa saadaan tuotettua 35 MW bruttosähköä ja 110 MW lämpöä. Reduktiolämmönvaihtimen avulla turbiinille menevää höyryä voidaan ohjata turbiinin ohi kaukolämmöksi. Reduktiolämmönvaihtimen avulla sähkön ja kaukolämmöntuotannon suhdetta voidaan muuttaa 1:1. Eli tekemällä 10 MW vähemmän sähköä saadaan 10 MW lisää lämpöä.

Höyryturbiinin säätönopeus täyttää säätösähkömarkkinoille ja taajuusohjattuihin reserveihin osallistumisen vaatimukset.

2.2.2 Kaasuturbiini

Jätevoimalan kaasuturbiinin polttoaineteho on 86 MW ja bruttosähköteho 31 MW. Lämmöntalteenottokattilan lisäpolton polttoaineteho on 5,9 MW, joten kaasuturbiinin ja lämmöntalteenottokattilan polttoteho on yhteensä 92 MW.

2.2.3 Kaukolämpöakku ja apujäähdytyskapasiteetti

Jätevoimalan yhteydessä on kaukolämpöakku, jonka maksimivaraus on 550 MWh, maksimi purkuteho ja latausteho ovat noin 50 MW. Jätevoimalan apujäähdyttimen teho on 35 MW.

2.3 Kaukolämpöverkko, lämpökeskukset ja lämmönsiirrinasemat

Kaukolämmitystä on Suomessa harjoitettu 1950-luvulta lähtien ja laajemmassa mitassa 1970-luvulta alkaen. Kaukolämmitys on Suomessa merkittävin lämmitysmuoto ja kaukolämpöä on saatavissa kaikissa kaupungeissa ja isommissa taajamissa. Suomessa lähes 80 prosenttia kaukolämmöstä perustuu sähkön ja kaukolämmön yhteistuotantoon. Valtakunnallisesti kaukolämmön osuus lämmitysenergian kulutuksesta on noin 50 prosenttia ja suurimmissa kaupungeissa 80-90 prosenttia. (Energiateollisuus 2006)

Vantaalla kaukolämpöverkon kokonaispituus on noin 555 kilometriä ja 80 % Vantaan kotitalouksista sekä 80 % Vantaan rakennustilavuudesta kuuluu kaukolämmön piiriin.

Vantaan Energian kaukolämpöverkon asiakkaiden yhteenlaskettu sopimusteho oli vuoden 2016 lopussa 975 MW ja vuoden aikana lämpöä myytiin yhteensä 1723 GWh (Vantaan Energia Oy 2017a). Kaukolämpöverkolla on 6 lämpökeskusta, joiden yhteen laskettu kaukolämpöteho on 570 MW, lisäksi Vantaalta on kaksi kaukolämmön siirrinasemaa Helsingin suuntaan, yksi Keravalle ja yksi Tuusulaan. Kaukolämmön siirrinasemien maksimi siirtokyky on noin 110 MW. Lisäksi on kaksi kaukolämpöakkua, yhteiskapasiteetiltaan 1300 MWh. (Vantaan Energia Oy 2016b) Vantaan Energian lämpökeskukset on esitetty taulukossa 1.

Taulukko 1. Vantaan Energian lämpökeskukset.

Lämpökeskus	Polttoteho (MW)	Polttoaine
Hakunila	100	Maakaasu, POK
Jussla	10	POK
Koivukylä	150	Maakaasu, POK
Lentokenttä	100	POK
Maarinkunnas	200	Maakaasu, POK
Varisto	100	Maakaasu, POK

Lämmönsiirrasema A (LSA)

Lämmönsiirrasema A:n kautta lämpöä pystytään siirtämään Vantaan Energian ja Helen Oy:n verkkojen välillä. LSA sijaitsee Malminkartanossa. Lämmönsiirtimen maksimi siirtoteho on noin 35 MW. Samalla teholla voidaan lämpöenergiaa siirtää molempiin suuntiin, sekä Vantaalta Helsinkiin, että Helsingistä Vantaalle päin.

Lämmönsiirrasema B (LSB)

Lämmönsiirrasema B sijaitsee Vantaan verkon itäosassa Heidehoffissa. Siirtimellä pystytään siirtämään maksimissaan noin 45-50 MW energiaa Vantaan ja Helenin verkkojen välillä.

Lämmönsiirrasema C (LSC)

LSC:n välityksellä kaukolämpöenergiaa pystytään siirtämään Vantaan Energian ja Keravan Energian verkkojen välillä 15 MW teholla kumpaankin suuntaan.

Lämmönsiirrasema D (LSD)

LSD sijaitsee Tuusulan Sulan alueella ja sen välityksellä kaukolämpöenergiaa pystytään siirtämään Fortumin Keski-Uudenmaan kaukolämpöverkon ja Vantaan Energian verkon välillä. Siirtimen maksimikapasiteetti Vantaalta Tuusulaan on noin 12 MW ja Tuusulasta Vantaalle päin noin 6 MW.

2.4 Tuotantokustannukset

Energian tuotantolaitoksella tuotettu energia pitää hinnoitella siten, että kaikki tuotantokustannukset saadaan katettua ja että toiminta on kannattavaa. Kustannukset voidaan jakaa kiinteisiin ja muuttuviin kustannuksiin. Kiinteät kustannukset eivät vaihtele tuotetun energiamäärän mukaan, kun taas muuttuvat kustannukset ovat verrannollisia tuotettuun energiaan. (Huhtinen et al. 2008)

Energiaa tuottavan laitoksen kiinteitä kustannuksia ovat:

- laitosten rakentamisesta aiheutuva pääomakustannus (tontti, rakennukset, koneet, suunnittelu)
- Käyttöhenkilökunta (esim. 150 MW:n sähkötehoisessa voimalaitoksessa tarvitaan noin 60 henkilöä)
- osa huolto ja kunnossapitokustannuksista
- polttoainevaraston korko
- vakuutukset. (Huhtinen et al. 2008)

Voimalaitoksen huolto- ja kunnossapitokustannuksen ovat yleensä 1-3 % laitoksen hankintahinnasta. Näistä osa voidaan katsoa kiinteiksi ja osa muuttuviksi kustannuksiksi, sillä tiettyjä huolto- ja korjaustoimenpiteitä on tehtävä, vaikka laitosta ei käytettäisikään. (Huhtinen et al. 2008)

Energiaa tuottavan laitoksen muuttuvia kustannuksia ovat:

- polttoainekustannus (merkittävin)
- CO₂ -päästöoikeus
- omakäyttösähkö
- veden käsittely
- osa huolto- ja kunnossapitokustannuksista. (Huhtinen et al. 2008)

Sähköä kannattaa tarjota sähköpörssiin myytäväksi aina, kun sähkön myynnillä saadaan muuttuvat kulut peitettyä. Sähkön day ahead myyntihinta sähköpörssissä määräytyy viimeisenä mukaan tulleen tuotantomuodon muuttuvien kustannusten mukaan. Muuttuvat kustannukset saadaan määritettyä jakamalla polttoaineen hinta sähköntuotannon hyötysuhteella

sekä lisäämällä saatuun hintaan muut muuttuvat kulut. Muiden muuttuvien kulujen osuus on yleensä kuitenkin suhteellisen pieni (1-1,5 €/MWh) verrattuna polttoaineesta aiheutuviin muuttuviin kustannuksiin. (Huhtinen et al. 2008)

Vantaan Energian yhteistuotannon polttoaineita ovat syntypaikkalajiteltu sekajäte, kivihiili, maakaasu sekä kevyt polttoöljy. Kevyttä polttoöljyä käytetään vain erikoistilanteissa. Polttoaineiden hintoihin vaikuttavat mm. päästöoikeuden hinta ja verot. Polttoaineet ovat valmisteverollisia lämmöntuotantoon käytettyjen polttoaineiden osalta sekajätettä lukuun ottamatta.

3 SÄHKÖN MARKKINAPAIKAT

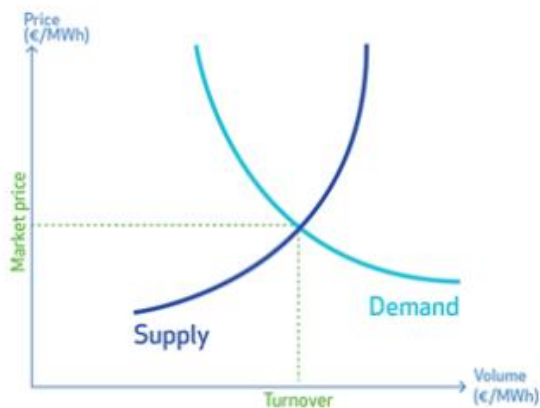
Tässä kappaleessa esitellään tarjolla olevat fyysiset sähkön markkinapaikat, sillä tarkkuudella, kuin työn tekemisen kannalta on oleellista.

Nord Pool on Euroopan johtava sähköpörssi, joka tarjoaa sekä seuraavan vuorokauden (day ahead) että kuluvan vuorokauden (intraday) markkinat asiakkailleen (Nord Pool 2017j).

Fingrid ylläpitää säätösähkömarkkinoita, jolle tuotannon ja kuorman haltijat voivat antaa säätötarjouksia säätökykyisestä kapasiteetistaan. Lisäksi Fingrid ylläpitää säätökapasiteetti-markkinoita ja reservejä (Fingrid 2017p). Energiavirasto puolestaan ylläpitää tehoreservijärjestelmää. (Energiavirasto 2017a).

3.1 Nord Pool day ahead kaupankäyntituotteet

Nord Poolin day ahead markkinoilla on yhteensä 380 osapuolta 20 eri maasta, joista suurin osa käy kauppaa päivittäin. Noin 2000 tarjousta jätetään päivittäin day ahead markkinalle. Ostaja, tyypillisesti kuluttaja määrittää kuinka paljon energiaa tarvitsee täyttääkseen seuraavan päivän tarpeen ja kuinka paljon on valmis maksamaan tästä energiasta tunti tunnilta. Myyjän, esimerkiksi vesivoimalaitoksen omistajan täytyy määrittää, kuinka paljon sähköä pystyy toimittamaan ja mihin hintaan kullakin tunnilla. Nämä kysyntä- ja tarjontatarjoukset syötetään Nord Poolin day ahead kaupankäyntijärjestelmään. Tarjoukset seuraavan vuorokauden osalta tulee jättää kello 12:00 CET (Central European Time, Keski-Euroopan aika) mennessä (Suomen aikaa klo 13:00). Kehittynyt algoritmi suorittaa hinnan laskennan. Yksinkertaisesti sanottuna hinta on se, missä osto ja myyntikäyrät kohtaavat. (Nord Pool 2017g)



Kuva 2. Day-ahead -hinnan muodostuminen (Nord Pool 2017g).

Vuonna 2016 (2015) Nord Pool välitti 505 (489) TWh sähköä, josta day-ahead markkinalla pohjoismaissa ja Baltiassa 391 (374) TWh sekä pohjoismaiden, Baltian ja Saksan Intraday markkinalla 5 (5) TWh. Loput 109 (110) TWh Iso-Britannian day ahead markkinalla. (Nord Pool 2017a)

3.1.1 Tuntitarjoukset

Tuntitarjoukset ovat Nord Poolin eniten käytetyt tuotteet. Minimivaatimuksena tarjoukselle on kaksi hintaporrasta, joita voi maksimissaan jättää 64 kappaletta per tunti, minimihinta (-500 EUR) ja maksimihinta (3000 EUR). Tällöin kyseessä on hintariippumaton tarjous, kun rajahinnat ovat Nord Poolin asettamien kaupankäyntihintojen ääripäät. Tällaisessa tarjouksessa jokaiselle tunnille annetaan määrä ja hinnaksi muodostuu jotain vaihteluväliltä tarjouslaskennan seurauksena. (Nord Pool 2017i) Tarjouksessa positiivinen arvo on ostoa ja negatiivinen on myyntiä (Nord Pool 2016b).

3.1.2 Blokkitarjoukset

Nord Poolin day ahead -järjestelmässä on mahdollista tehdä hintariippuvia blokkitarjouksia sekä ostolle että myynnille. Myyntiblokki toteutuu, mikäli keskimääräinen day ahead aluehinta blokin ajanjaksolta on yli blokkitarjouksen hinnan. Vastaavasti ostoblokki toteutuu,

mikäli keskimääräinen day ahead aluehinta on alle blokkitarjouksen hinnan. (Nord Pool 2017c)

Blokkitarjouksen minimipituus on 3 tuntia ja maksimipituus 24 tuntia. Blokkitarjouksia voidaan syöttää järjestelmään 50 kappaletta/vuorokausi. Lisäksi blokkitarjouksia voidaan linkittää enintään kolmeen tasoon, jolloin ylimmän tason blokin on toteuduttava ensin ja vasta sen jälkeen tarkastellaan, toteutuuko seuraavan tason tarjous. Linkitystä voi käyttää esimerkiksi, jos tarjottavalla kapasiteetilla on suuri käynnistyskustannus. Ensin on saatava käynnistyskustannukset katettua ja tämän jälkeen tuotantoa pystytään myymään halvemmalla hinnalla. (Nord Pool 2017c)

Profiiliblokkitarjouksessa tarjottava osto- tai myyntimäärä voi vaihdella eri tunneilla. Profiiliblokin minimipituus on myös kolme tuntia. Volyympainotetun keskihinnan perusteella profiiliblokki joko toteutuu tai jää toteutumatta. (Nord Pool 2017c)

Blokkitarjoukselle voidaan myös antaa minimihyväksymisraja (Minimum Acceptance Ratio MAR), jolla blokki voi toteutua. Oletusarvoisesti hyväksymistaso on 100, eli blokkitarjouksen koko määrän tulee toteutua. Vastaavasti hyväksymistasoksi voidaan asettaa esimerkiksi 50, jolloin blokkitarjous voi mennä läpi, kun vähintään 50 prosenttia tarjouksesta toteutuu. Esimerkiksi 10 MW blokki, jolle on määritetty minimihyväksymisrajaksi 50, voi toteutua välillä 5-10 MW. Blokkitarjous voi toteutua joko kokonaisuudessaan, jäädä toteutumatta tai toteutua osittain niissä tapauksissa, missä minimihyväksymisraja on asetettu alemmaksi kuin 100 prosenttia. Hyväksymisraja on sama blokin kaikille tunneille. (Nord Pool 2017c)

3.1.3 Exclusive group

Exclusive Group on ryhmä osto- tai myyntiblokkeja, joista vain yksi voi toteutua. Blokkitarjousta ei ole mahdollista yhdistää Exclusive Group tarjoukseen. Exclusive group tarjouksissa on supistusmahdollisuus mutta minimihyväksymisrajan pitää olla suurempi kuin 50 %. (Nord Pool 2017d)

3.1.4 Flexi order

Flexi Order on tarjous, jossa käyttäjä voi määrittellä kuinka suuren energiamäärän on valmis joko ostamaan tai myymään määritellyllä hinnalla. Hinnan ja määrän lisäksi tarjouksessa pitää määrittää tarjouksen kesto sekä aikaväli, jolla tarjous on voimassa.

Tämä tarjoustyyppi antaa esimerkiksi sähkökuluttajille mahdollisuuden myydä energiaa takaisin spot-markkinalle vähentämällä sähkönkulutusta tuotantoprosessissaan. Tarjouksen kesto voi olla maksimissaan 23 perättäiselle tunnille. (Nord Pool 2017f)

3.2 Nord Pool Intraday kaupankäynti

Nord Pool tarjoaa päivän sisäisen intraday -kaupankäyntipaikan Pohjoismaiden, Baltian, Iso-Britannian ja Saksan markkinoille. Intraday -markkina tarjoaa kaupankäyntipaikan kulutuksen ja tuotannon tasapainon ylläpitoa varten Pohjois-Euroopassa. Kaupankäynti on mahdollista lähellä kulutushetkeä, jolloin esimerkiksi tuotannon muutoksista johtuva epätasapaino tuotannon ja kulutuksen välillä saadaan korjattua. Kaupankäynti sulkeutuu tuntia ennen käyttötuntia. Intraday -kaupankäynnin tarve tulee kasvamaan tulevaisuudessa epävakaa tuulivoimatuotannon lisääntyessä. (Nord Pool 2016a)

3.2.1 Limit order

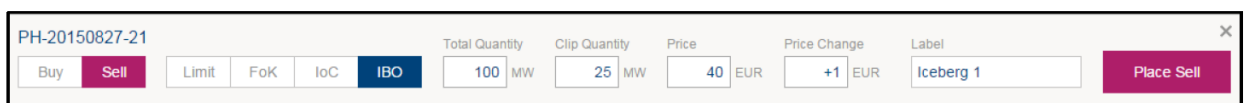
Limit Order on perustarjous yhdelle tunnille, joka jätetään Intraday markkinalle. Se voi toteutua joko kokonaan tai osittain. Mikäli tarjous ei toteudu kokonaan jää loppuosa tarjouksesta markkinalle siihen saakka, kunnes se joko toteutuu tai kaupankäynti kyseisellä tunnilla sulkeutuu. (Nord Pool 2016a)

3.2.2 User -defined block order

Blokkitarjous, joka koostuu yhdestä tai useammasta peräkkäisestä tuntituotteesta. Blokkitarjoukset ovat kaikki tai ei mitään -tyyppisiä, eli koko tarjouksen pitää toteutua tai se jää toteutumatta kokonaan. (Nord Pool 2016a)

3.2.3 Iceberg order (IBO)

Jäävuoritarjouksessa koko tarjousmäärä on jaettu pienemmiksi ”tarjouslohkoiksi”, joista yksi on kerrallaan näkyvissä markkinalla "Markkinainformaatio" -ikkunassa. Koko jäävuoritarjouksen volyyymi on nähtävissä "Omat tarjoukset" ikkunassa. Loppuosa tarjouksesta on myös näkyvissä markkinalla, mutta ei tietoa siitä, että kyseessä on jäävuoritarjous. Kun ensimmäinen osa jäävuoritarjouksesta toteutuu, seuraava osa tarjouksesta saa uuden tilausnumeron ja aikaleiman. Jäävuoritarjousta jätettäessä eri tasojen hintoja on mahdollista muuttaa. Minimi tarjoustason koko on 25 MW. Seuraavassa kuvassa on esitetty 100 MW jäävuoritarjouksen jätto, jonka portaan koko on 25 MW, hinta 40 €/MWh ja hinta nousee 1 euron jokaisella tasolla. (Nord Pool 2016a)



PH-20150827-21	Total Quantity	Clip Quantity	Price	Price Change	Label	
Buy Sell	Limit FoK IoC IBO	100 MW	25 MW	40 EUR	+1 EUR	Iceberg 1
						Place Sell

Kuva 3. Esimerkki Jäävuoritarjouksesta (Nord Pool 2016a).

3.2.4 Toimeenpanorajat

Fill or Kill (FoK)

Fill or Kill (FoK) on toimeenpanoraja Limit orderille. FoK rajoitus tarkoittaa sitä, että tarjouksen on toteuduttava kokonaisuudessaan heti markkinalle jätön yhteydessä tai se hylätään välittömästi. (Nord Pool 2016a)

Immediate or Cancel (IoC)

Immediate or Cancel (IoC) tarjous on poikkeus perustarjouksesta. Siinä tarjouksesta toteutetaan mahdollisimman suuri osa heti markkinalle jätön yhteydessä ja loppu tarjouksesta hylätään saman tien. (Nord Pool 2016a)

3.3 Nord Poolin kaupankäyntimaksut

Day ahead ja intraday -markkinoille osallistumismaksu on 18000 €/vuosi. Day ahead -kaupankäyntimaksu on 0,04 €/MWh ja intraday -kaupankäyntimaksu on 0,11 €/MWh ja kauppohen selvitysmaksu kummankin markkinapaikan osalta on 0,006 €/MWh. (Nord Pool 2017e)

3.4 Reservit

Pohjoismaiset järjestelmävastaavat ovat käyttöoikeussopimuksella sopineet reservien ylläpitovelvoitteet pohjoismaisessa yhteiskäyttöjärjestelmässä (Suomi, Ruotsi, Norja ja Itä-Tanska) (Fingrid 2017k).

Normaalitilan taajuudensäätöä varten ylläpidetään jatkuvasti 600 MW taajuusohjattua käyttöreserviä. Yhteisesti ylläpidettävä reservi jaetaan vuosittain pohjoismaisten kantaverkkoyhtiöiden kesken maiden käyttämien vuosienenergoiden suhteessa. Kunkin kantaverkkoyhtiön on tämän lisäksi ylläpidettävä nopeaa häiriöreserviä oman alueensa mitoittavan vian verran. (Fingrid 2017k)

Taajuusohjattua häiriöreserviä ylläpidetään niin paljon, että voimajärjestelmä kestää esimerkiksi suuren tuotantoyksikön irtoamisen verkosta ilman, että pysyvä taajuuspoikkeama on suurempi kuin 0,5 Hz. Koko järjestelmässä vaadittava reservi määritetään viikoittain vastaamaan järjestelmän suurimman yksittäisen vian yhteydessä irtoavaa tuotanto vähennettynä

järjestelmän luonnollisella säätökyvyllä (200 MW). Pohjoismaisessa yhteiskäyttöjärjestelmässä taajuusohjattua häiriöreserviä ylläpidetään yhteensä noin 1200 MW normaalissa käyttötilanteessa. (Fingrid 2017k)

Reservien ylläpitovelvoitteet Suomelle ovat:

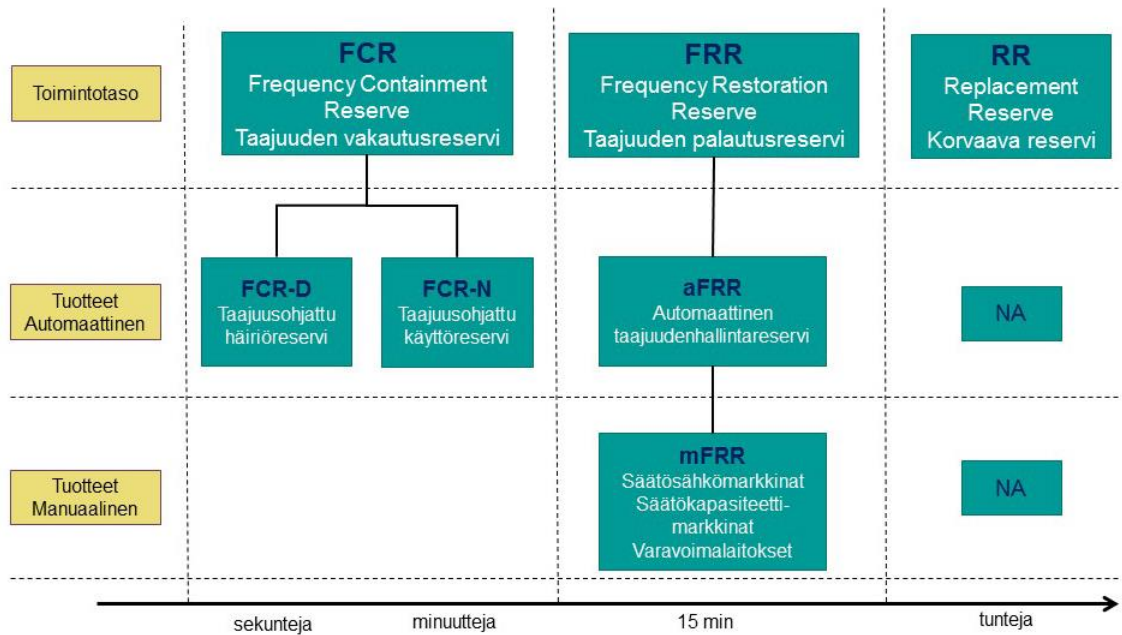
- Taajuusohjattu käyttöreservi noin 140 MW
- Taajuusohjattu häiriöreservi 220-265 MW
- Automaattinen taajuudenhallintareservi (aFFR) 70 MW
- Nopea häiriöreservi 880-1100 MW. (Fingrid 2017k)

Reservit jaotellaan niiden tarkoituksen perusteella kolmeen ryhmään:

1. Taajuuden vakautusreservit, joita käytetään jatkuvaan taajuuden hallintaan.
2. Taajuuden palautusreservit, joiden tarkoituksena on palauttaa taajuus normaalialueelle ja vapauttaa aktivoituneet taajuuden vakautusreservit takaisin käyttöön.
3. Korvaavat reservit, joilla valmistaudutaan häiriötilanteiden jälkeisiin mahdollisiin uusiin vikatilanteisiin palauttamalla aiemmin aktivoituneet taajuuden palautusreservit takaisin valmiuteen. (Fingrid 2017j)

Kuvassa 8 on esitetty käytössä olevat reservilajit, joita ovat:

- Taajuuden vakautusreservi (FCR, Frequency Containment Reserve)
- Taajuusohjattu käyttöreservi (FCR-N)
- Taajuusohjattu häiriöreservi (FCR-D)
- Taajuuden palautusreservi (FRR, Frequency Restoration Reserve)
- Automaattinen taajuudenhallintareservi (aFRR)
- Säätosähkömarkkinat, säätökapasiteettimarkkina, varavoimalaitokset (mFRR)
- Korvaava reservi (RR, Replacement Reserve). (Fingrid 2017j)



Kuva 8. Reservilajit (Fingrid 2017j).

3.5 Taajuuden vakautusreservit

Taajuuden vakautusreservejä käytetään jatkuvaan taajuuden hallintaan. Pohjoismaisessa voimajärjestelmässä käytössä olevat taajuusohjattu käyttöreservi ja taajuusohjattu häiriöreservi ovat taajuuden vakautusreservejä. (Fingrid 2017s)

Taajuusohjattu käyttöreservi ja taajuusohjattu häiriöreservi ovat taajuudenmuutoksista automaattisesti aktivoituvia pätötehoreservejä. Taajuusohjattu käyttöreservi huolehtii sähköverkon taajuuden ylläpidosta normaalissa käyttötilanteessa ja pyrkii pitämään taajuuden 49,9 - 50,1 Hz normaalitaajuusalueella. Taajuusohjattua häiriöreserviä käytetään sähköverkon taajuuden ylläpitoon häiriötilanteissa. Taajuusohjattu häiriöreservi pyrkii pitämään taajuuden vähintään 49,5 Hz:ssä. (Fingrid 2017s)

Taajuusohjatut reservit hankitaan kotimaisilta vuosimarkkinoilta ja tuntimarkkinoilta sekä Venäjän ja Viron tasasähköyhteyksiltä ja muista Pohjoismaista (Fingrid 2017t).

Suomessa sijaitsevaa säätökykyistä kapasiteettia voi tarjota vuosi- ja/tai tuntimarkkinoille. Tekniset vaatimukset ovat samat molemmilla markkinoilla ja kaupankäynnin kohteena on erikseen taajuusohjattu käyttöreservi ja taajuusohjattu häiriöreservi. (Fingrid 2017t)

Tarjouskilpailu vuosimarkkinoille järjestetään vuosittain syksyisin. Vuosisopimuksella ei ole mahdollista osallistua reservin ylläpitoon kesken sopimuskauden. Vuosimarkkinahinta määräytyy kalleimman hyväksytyt tarjouksen mukaan ja sama hinta on voimassa koko vuoden ajan. Kaikki vuosimarkkinaaan hyväksytyt toimijat saavat saman korvauksen. Vuosimarkkinoilla toimijan on velvollista ylläpitää myymäänsä reserviä vapaan kapasiteettinsa puitteissa. (Fingrid 2017t)

Tuntimarkkinoille osallistuminen on mahdollista myös kesken vuoden. Osallistuakseen tuntimarkkinoille reservinhaltijan tulee tehdä siitä erillinen sopimus Fingridin kanssa. Vuosimarkkinaaan osallistuva reservinhaltija voi osallistua tuntimarkkinoille ainoastaan silloin, kun on toimittanut täysimääräisesti vuosisopimuksen mukaisen reservimäärän. Kaikille tuntimarkkinaaan osallistuville osapuolille maksetaan sama korvaus, joka määräytyy kullekin tunnille kalleimman hyväksytyt tuntitarjouksen perusteella (Fingrid 2017t).

3.5.1 Taajuusohjattu käyttöreservi (FCR-N)

Taajuusohjatun käyttöreservin reservikohteen tulee kyetä säätämään symmetrisesti ja lineaarisesti taajuusalueella 49,90 - 50,10 Hz. Säädön symmetrisyys tarkoittaa sitä, että säätävän resurssin tulee kyetä säätämään sekä ylös- että alaspäin. Eli taajuuden pudotessa alle 50 Hz:n, reservin tulee lisätä tuotantoaan tai pienentää kulutustaan ja vastaavasti taajuuden kohotessa yli 50 Hz:n reservin tulee laskea tuotantoaan tai lisätä kulutustaan. Säädön on aktiivoiduttava 0,10 Hz:n taajuudenmuutoksen seurauksena täysimääräisesti kolmessa minuutissa. (Fingrid 2017g)

Vuonna 2016 taajuusohjatun käyttöreservin maksimi hinta tuntimarkkinoilla oli 104,20 €/MW ja keskiarvohinta 16,81 €/MW. Maksimihankintamäärä tuntimarkkinoilla oli 57 MW ja keskiarvohankintamäärä 10 MW. (Fingrid 2017x)

Vuosimarkkinoilla on kiinteä hinta koko vuoden ajan ja kaikki osallistujat saavat saman korvauksen reservin ylläpidosta. Vuosimarkkinahinta ja -määrä määritetään kullekin vuodelle edellisvuoden syksyllä järjestettävän avoimen tarjouskilpailun perusteella. Vuonna 2016 hankinta oli 89 MW ja hankintahinta 17,42 €/MW/h. Vuoden 2017 hankinta on 55 MW ja hinta 13 €/MW/h. (Fingrid 2017v)

Taajuusohjattuun käyttöreserviin osallistuminen aiheuttaa tasevirhettä joka lasketaan tunneittain ja siirretään kaupalla pois reservinhaltijan tasevastaavan taseesta valtakunnallisen taseselvityksen yhteydessä. Tuotannon aiheuttama tasevirhe huomioidaan tuotantotaseessa ja vastaavasti kuorman aiheuttama tasevirhe kulutustaseessa. (Fingrid 2017g)

3.5.2 Taajuusohjattu häiriöreservi (FCR-D)

Taajuusohjattu häiriöreservi alkaa aktivoitua automaattisesti taajuuden laskiessa alle 49,9 Hz:n. Reserviä käytetään sähköverkon taajuuden ylläpitoon häiriötilanteissa ja sen tulee olla aktivoitunut kokonaan taajuuden laskiessa 49,5 Hz:iin. Puolet taajuusohjatusta häiriöreservistä tulee aktivoitua viidessä sekunnissa ja sen tulee aktivoitua kokonaan 30 sekunnissa - 0,50 Hz askelmaisella taajuusmuutoksella. (Fingrid 2017g)

Vuonna 2016 taajuusohjatun häiriöreservin tuntimarkkinan maksimihankinta oli 73 MW/h ja keskimääräinen hankinta 5 MW/h. Maksimihinta oli 150 €/MW ja keskiarvohinta 5,15 €/MW. (Fingrid 2017w) Vuosimarkkinoilla hinta on kiinteä koko vuoden, kuten myös taajuusohjatulla käyttöreservilläkin. Vuonna 2016 hankintamäärä vuosimarkkinalta oli 367 MW ja hankintahinta 4,5 €/MW/h. 2017 hankintamäärä vuosimarkkinoilta on 455,7 MW ja hinta 4,7 €/MW/h. (Fingrid 2017v)

3.6 Taajuuden palautusreservit

Taajuuden palautusreservejä käytetään vapauttamaan aktivoituneet taajuuden vakautusreservit takaisin käyttöön ja palauttamaan taajuus takaisin normaalialueelle. Pohjoismaisessa

voimajärjestelmässä olevat automaattinen taajuudenhallintareservi (aFFR), säätösähkömarkkinat ja nopea häiriöreservi ovat taajuuden palautusreservejä. (Fingrid 2017r)

3.6.1 Automaattinen taajuudenhallintareservi (aFRR)

Automaattinen taajuudenhallintareservi (aFRR) on keskitetysti taajuudenhallintaan käytetty reservi. Reservin päätarkoituksena on palauttaa aktivoituneet käyttö- ja häiriöreservit takaisin tilaan, jossa ne kykenevät jälleen vastaamaan taajuudenhallinnan tarpeisiin. (Fingrid 2016a) Automaattinen taajuudenhallintareservi otettiin käyttöön Pohjoismaisessa voimajärjestelmässä vuonna 2013 (Fingrid 2017r).

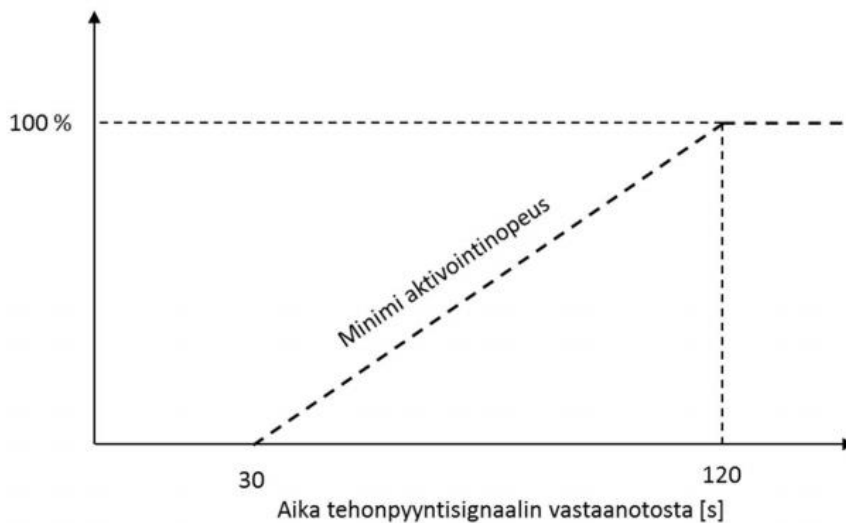
Fingrid hankkii automaattista taajuudenhallintareserviä tuntimarkkinoilta sekä muista Pohjoismaista. Statnetin (Norjan kantaverkkoyhtiö) käytönvalvontajärjestelmässä lasketaan taajuudenpalauttamiseksi vaadittava säätöteho. Statnett lähettää säädön aktivointipyynnön kullekin kantaverkkoyhtiölle, jotka välittävät aktivointipyynnöt edelleen reservinhaltijoille reservin aktivoimista varten. Automaattiseen taajuudenhallintareserviin kuuluville reservinhaltijoille lähetetään aktivointisignaalia 10 sekunnin välein. (Fingrid 2016a) Taajuusohjattusta käyttö- ja häiriöreservistä poiketen automaattiseen taajuudenhallintareserviin osallistuvat kohteet eivät säädä täysin automaattisesti taajuuden perusteella, vaan säätö perustuu Fingridin toimittamaan aktivointisignaaliin (Fingrid 2016b).

Toimijat voivat antaa tuntimarkkinoille tarjouksia erikseen ylös- ja allassäätökykyisestä kapasiteetistaan (Fingrid 2017a). Automaattiseen taajuudenhallintareserviin hyväksytyt osapuolet saavat sekä kapasiteettikorvauksen, että energiakorvauksen toteutuneista säädöistä. Energiakorvaus perustuu säätösähkön hintaan. Automaattisen taajuudenhallintareservin säädön vähimmäiskoko on 5 MW ja aktivoitumisaika 2 minuuttia. (Fingrid 2017r)

Reservin ominaisuuksista riippuen aktivointisignaali voi olla joko suodatettua tai suodattamatonta. Suodatettua signaalia toimitetaan tyypillisesti nopeaan säätöön kykeneville vesivoimaresursseille. Täten vältetään päällekkäinen toiminta muiden taajuusohjattujen reservien kanssa. Muille hitaammin säätäville resursseille toimitetaan suodattamatonta signaalia.

Reservin ylläpitoon osallistuvan yksikön vastaanottaman aktivointisignaalin tyypistä riippuen on yksikön täytettävä seuraavat aktivoitumisaajat:

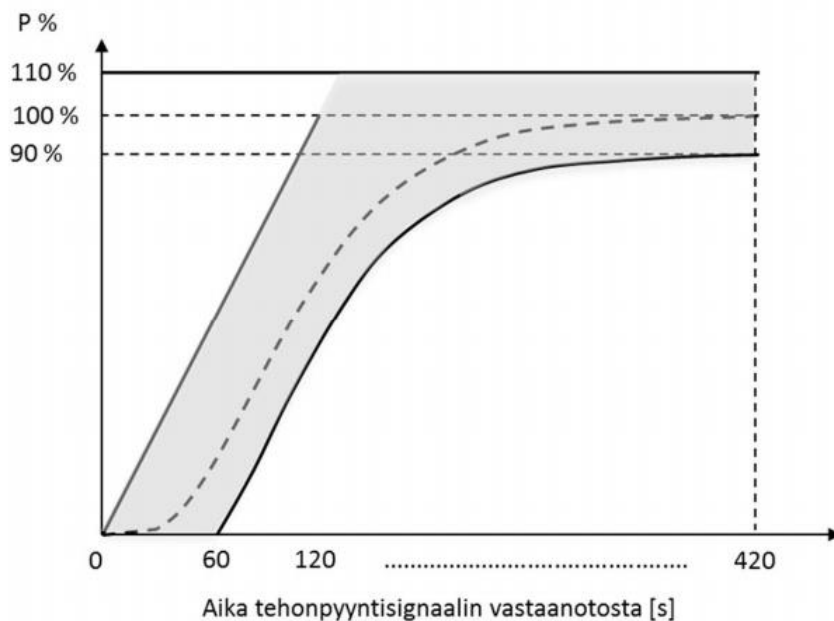
1. Suodatetulle signaalille maksimi kokonaisaktivoitumisaika on 120 sekuntia (kuva 9). Säädön on alettava viimeistään 30 sekunnin kuluttua aktivointisignaalin vastaanotosta. (Fingrid 2016a)



Kuva 9. Maksimi aktivoitumisaika reserviä ylläpitävälle yksikölle, kun vastaanotettava aktivointisignaali on suodatettu (Fingrid 2016a).

2. Suodattamattoman signaalin vastaanottajan tulee aloittaa säätö viimeistään 60 sekunnin kuluessa signaalin vastaanottamisesta. Reserviä ylläpitävän yksikön tulee aktivoitua askelmaisessa tehonmuutoksessa kuvassa 10 esitetyn harmaan alueen sisällä. Minimi aktivoituminen on määritelty kaavalla:

$$\frac{1}{(1+sT)^4}, \text{ missä } T=35\text{s. (Fingrid 2016a)} \quad (2)$$

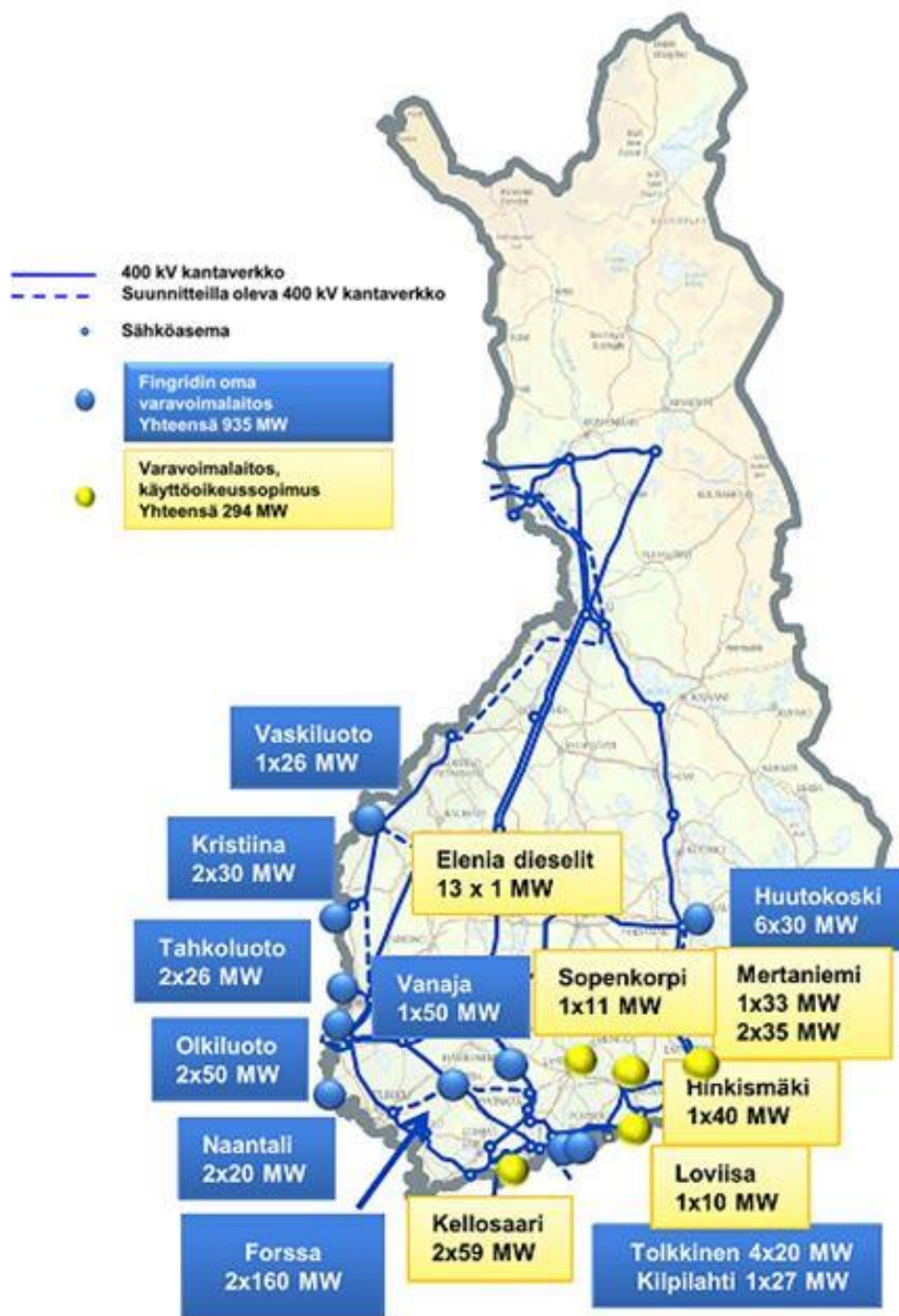


Kuva 10. Reserviä ylläpitävän yksikön aktivoituminen, kun vastaanotettava tehon aktivointisignaali on suodattamaton (Fingrid 2016a).

Reservinhaltijan on todennettava taajuudenhallintareservin ylläpitoon osallistuvan resurssin säätökyky säätökokeilla, joiden tulee olla suoritettu ennen sopimuksen voimaantuloa. (Fingrid 2016a)

3.6.2 Nopea häiriöreservi

Nopea häiriöreservi on manuaalisesti aktivoitavaa pätötehoreserviä, jonka velvoite täytetään Fingridin omistamien varavoimalaitosten lisäksi pitkäaikaisilla käyttöoikeussopimuksilla hankituilla varavoimalaitoksilla. Käyttöoikeussopimukset ovat pitkäaikaisia ja ne pyritään tekemään vähintään kymmeneksi vuodeksi. Nopeaan häiriöreserviin kuuluvia laitoksia ei käytetä kaupalliseen sähköntuotantoon. Nopean häiriöreservin tarkoituksena on palauttaa järjestelmä häiriön jälkeen. (Fingrid 2017h)



Kuva 11. Nopeaan häiriöreserviin osallistuvat voimalaitokset (Fingrid 2017h).

3.7 Säätösähkömarkkinat

Säätökykyisen tuotannon ja kuorman haltijat voivat tarjota säätökykyistä kapasiteettiaan Fingridin yhdessä muiden pohjoismaisten kantaverkkoyhtiöiden kanssa ylläpitämille säätösähkömarkkinoille (Fingrid 2017p).

3.7.1 Säätösähkömarkkinoille osallistumisen vaatimukset

Säätökykyisen tuotannon ja kulutuksen haltijat voivat antaa tarjouksia säätökykyisestä, Suomessa sijaitsevasta kapasiteetistaan säätösähkömarkkinoille, joilla tehtävät kaupat perustuvat fyysiseen säätöön. Säädön tulee kyetä aktivoitumaan täyteen tehoonsa 15 minuutissa säädön tilaamisesta. Säädön tulee kyetä olemaan aktiivinen koko käyttötunnin ajan. Vähimmäiskesto säädölle on 1 minuutti. (Fingrid 2017e)

Säätösähkömarkkinoille osallistumisen edellytyksenä on, että Fingridillä on käytettävissä reaaliaikainen päätötehomittaus tai muu reaaliaikainen tieto, jolla säädön aktivointi voidaan todentaa (Fingrid 2017e).

3.7.2 Säättötarjoukset

Säättötarjouksia voi antaa kaikista resursseista, jotka kykenevät toteuttamaan 10 MW tehonmuutoksen 15 minuutin kuluessa (5 MW jos käytössä on tarjouksen elektroninen aktivointi). Tarjoukset annetaan Fingridille viimeistään 45 minuuttia ennen käyttötuntia.

Säättötarjouksen tulee sisältää seuraavat tiedot säädettävästä kapasiteetista:

- teho (MW)
- hinta (€/MWh)
- tuotanto/kulutus
- siirtoalue, jossa tarjottu resurssi sijaitsee
- säätöresurssin nimi, esim. voimalaitos, tuotantolaji tmv. (Fingrid 2017p)

Tarjous voi koostua useasta yksiköstä toisin sanoen säätävää kapasiteettia voi aggregoida seuraavin ehdoin:

- aggregoidun kapasiteetin tulee sijaita samalla säätöalueella ja
- aggregoidun kapasiteetin tulee olla saman tasevastaavan taseessa
- aggregointi on sallittu kulutus- ja tuotantotaseen kesken. (Fingrid 2017e)

Alassäätötarjous on sähkömarkkinoille annettava tarjous tuotannon pienentämisestä tai kulutuksen lisäämisestä. Tarjouksen aktivoituessa säädön toteuttaja ostaa säätösähköä Fingridiltä. Ylössäätötarjous on puolestaan säätösähkömarkkinoille annettava tarjous tuotannon lisäämisestä tai kulutuksen pienentämisestä. Tarjouksen aktivoituessa säädön toteuttaja myy säätösähköä Fingridille. (Fingrid 2017q)

3.7.3 Säätötarjousten käsittely ja tilaus

Fingrid toimittaa Suomen säätötarjouksen jokaisen käyttötunnin osalta pohjoismaisille säätösähkömarkkinoille. Säätötarjoukset ovat käytettävissä pohjoismaisen järjestelmän lisäksi myös viereisten synkronialueiden tarpeisiin. Pohjoismaisella tarjouslistalla kallein ylössäätötarjous sekä halvin allassäätötarjous tulevat ensin. (Fingrid 2017e)

Tarjoukset käytetään hintajärjestyksessä pohjoismaiselta tarjouslistalta tasehallintaa ja taajuuden ylläpitoa varten, mikäli sähköjärjestelmän tilanne sen mahdollistaa. Tarvittaessa tarjous voidaan tilata myös osittain, muttei kuitenkaan alle minimitarjouskoon. (Fingrid 2017e)

Samanhintaiset tarjoukset tilataan tapauskohtaisessa järjestyksessä ottaen huomioon muun muassa tarjousten koon ja tarjotun resurssin sijainnin (Fingrid 2017e).

Fingrid tilaa säädön puhelimitse tai lähettää tilaussanomana säätösähkömarkkinaosapuolelle. Tilauksessa ilmoitetaan teho, säädön alkamisajankohta ja tarjouksen hinta. Säädön katsotaan päättyvän käyttötunnin lopussa, ellei erillistä ilmoitusta säädön päättymisestä tehdä. (Fingrid 2017e)

Säätösähkömarkkinaosapuoli on velvollinen ilmoittamaan tilattujen säätöjen määrän tasevastaavalleen ennen kyseisen säädön alkamista (Fingrid 2017e).

3.7.4 Säätösähkön hinnoittelu

Säätösähkön hinnat määräytyvät pohjoismaisilla Säätösähkömarkkinoilla toteutettujen säätöjen perusteella. Jokaiselle käyttötunnille määritetään ylös- ja alassäätöhinta seuraavasti:

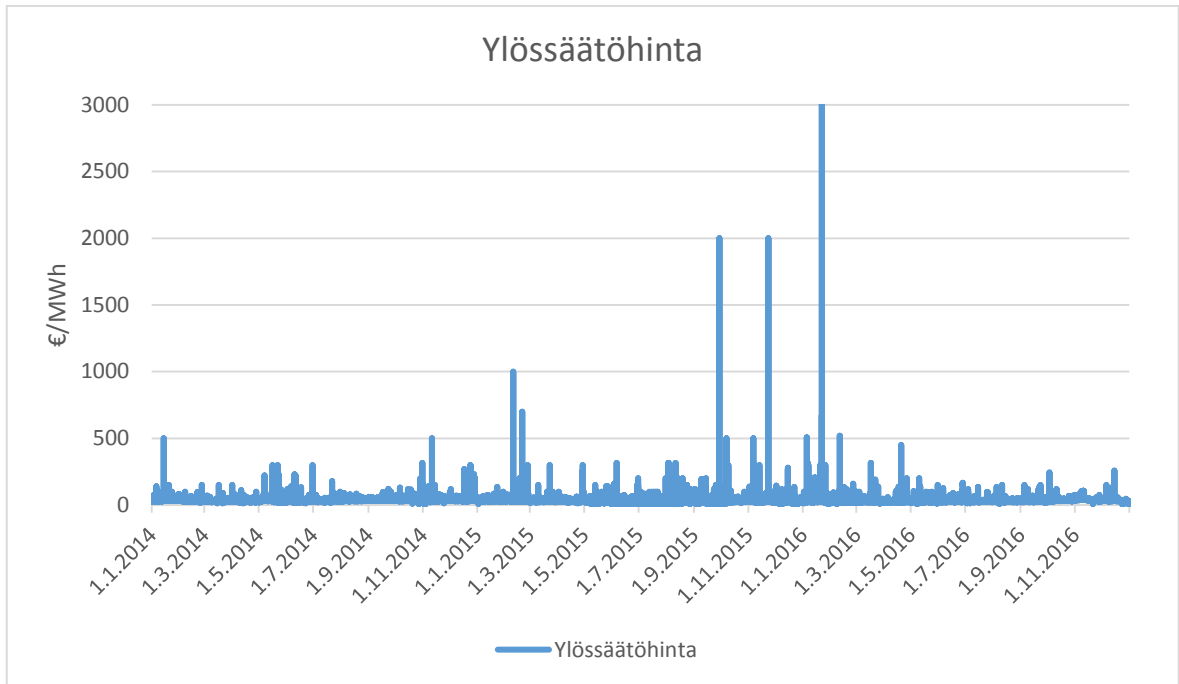
- Ylössäätöhinta on kalleimman käytetyn ylössäätötarjouksen hinta, kuitenkin vähintään vuorokausimarkkinoiden Suomen tarjousalueen hinta.
- Alassäätöhinta on halvimman käytetyn alassäätötarjouksen hinta, kuitenkin enintään vuorokausimarkkinoiden Suomen tarjousalueen hinta. (Fingrid 2017e)

Säätösähkön hinta on yhtenäinen koko tarjousalueella, mikäli sähköjärjestelmän tila sallii säätötarjousten tilaamisen hintajärjestyksessä. Muussa tapauksessa säätösähkön hinnat eriytyvät eri tarjousalueilla. (Fingrid 2017e)

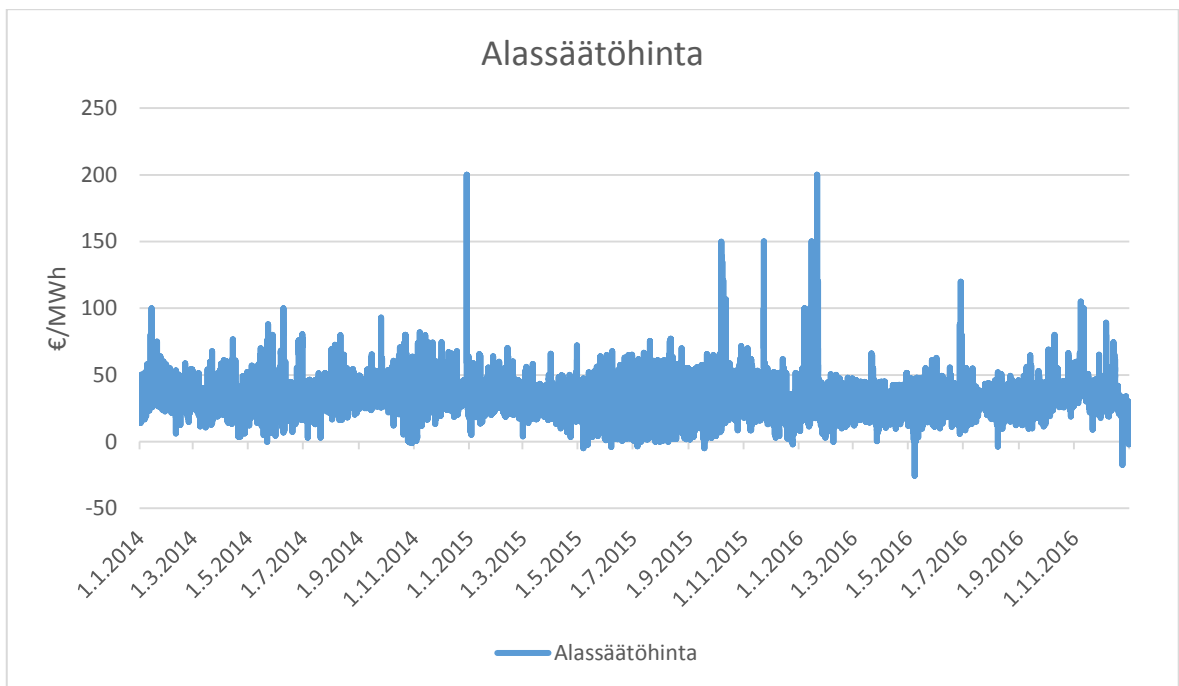
Jos Suomen säätötarjouksia joudutaan jättämään käyttämättä, eli hypätään yli, tarjousalueiden välisen tai toisen tarjousalueen sisäisen pullonkaulan takia, jää Suomen säätöhinna pohjoismaisilla säätösähkömarkkinoilla viimeksi tilatun säädön hinta ennen ylihyppäystä. (Fingrid 2017e)

Suomen tasepoikkeama saattaa myös aiheuttaa Suomen säätösähkömarkkinoiden eriytymisen pohjoismaisista säätösähkömarkkinoista. Tällöin Suomen säätösähkönhinta määräytyy Fingridin Suomessa toteuttamien säätötoimenpiteiden perusteella. Myös tällöin säätötarjoukset käytetään hintajärjestyksessä, mikäli Suomen sähköjärjestelmän tila mahdollistaa sen. (Fingrid 2017e)

Ylössäätötarjouksen maksimihinta on 5000 €/MWh. Kuvassa 4 on esitetty ylössäätöhinnat ja kuvassa 5 alassäätöhinnat vuosilta 2014–2016. Tällä aikajaksolla ylössäätöhinta on ollut enimmillään 3000 €/MWh. Yli tuhannen euron ylössäätötunteja tähän ajanjaksoon mahtuu yhteensä 5 kpl ja yli sadan euron tunteja 517 kpl, eli hieman alle 2 % kaikista tunneista.



Kuva 4. Ylössäätohinnot (€/MWh) Suomen hinta-alueella vuosina 2014–2016.



Kuva 5. Alassäätohintaa Suomen hinta-alueella 2014-2016.

3.8 Säätökapasiteettimarkkinat

Säätökapasiteettimarkkinat ovat Fingridin keväällä 2016 käyttöönottamat reservimarkkinat, joita käytetään varmistamaan, että Fingridillä on aina häiriötilanteita varten riittävästi säätökapasiteettia. Säätökapasiteettimarkkinat sisältyvät 1.5.2017 alkaen säätösähkömarkkinasopimukseen. (Fingrid 2017m)

Säätökapasiteettimarkkinoilla:

- Energiakorvauksella tarkoitetaan Fingridin säätökapasiteettitarjouksen tilaamisesta säätösähkömarkkinoilla säätösähkömarkkinaosapuolelle maksamaa energiamaksua.
- Kapasiteettikorvauksella tarkoitetaan Fingridin säätökapasiteettitarjouksen jättämisestä säätösähkömarkkinaosapuolelle maksamaa korvausta.
- Kapasiteettitarjouksella tarkoitetaan säätösähkömarkkinaosapuolen säätökapasiteettimarkkinoiden kilpailutukseen jättämää tarjousta.
- Säätökapasiteettitarjouksella tarkoitetaan säätösähkömarkkinaosapuolen säätösähkömarkkinoille tekemää, Fingridin hyväksymän kapasiteettitarjouksen mukaista tarjousta. (Fingrid 2017f)

3.8.1 Säätökapasiteettimarkkinoiden säännöt

Fingrid maksaa säätökapasiteettimarkkinan tarjouskilpailussa hyväksytyille osapuolille kapasiteettikorvauksen, vaikka säätöjä ei lopulta aktivoitaisikaan. Tarjouskilpailun perusteella määräytyy korvaus kullekin hankintajaksolle. (Fingrid 2017f)

Säätösähkömarkkinoilla kyseisellä hankintajaksolla toteutuneista säätökapasiteettitarjouksien tilauksista säätösähkömarkkinaosapuolelle maksettava energiakorvauksen vähentävät Fingridin säätösähkömarkkinaosapuolella samalta hankintajaksolta maksamaa kapasiteettikorvausta. (Fingrid 2017f)

Mikäli hankintajakson aikaisten energiakorvausten määrä ylittää kyseisen hankintajakson aikaisen kapasiteettikorvauksen määrän, ei Fingrid maksa säätösähkömarkkinaosapuolelle erikseen kapasiteettikorvausta kyseiseltä hankintajaksolta. (Fingrid 2017f)

3.8.2 Säätökapasiteettitarjouksen jättäminen säätösähkömarkkinoille

Säätökapasiteettimarkkinoille hyväksyty osapuoli saa täyden kapasiteettikorvauksen, mikäli kykenee toimittamaan tarjouskilpailun tarjouksessa ilmoittamansa kapasiteetin. Tarjous tulee jättää klo 13:00 (EET) seuraavan CET -aikavyöhykkeen tunneille. Tarjous on määrältään (MW) sitova, ja sen voi poistaa vain tilauksen estävän vikaantumisen vuoksi. (Fingrid 2017f)

Säätökapasiteettitarjous jätetään säätösähkömarkkinoiden tarjousääntöjen mukaisesti. Säätökapasiteettitarjous erotetaan säätötarjouksista käyttämällä tarjouksessa olevaa reservi-tietokenttää. Samaa käyttötuntia kohti on mahdollista jättää useita erihintaisia säätökapasiteettitarjouksia. Tarjousten yhteismäärä (MW) ei saa kuitenkaan ylittää Fingridin säätökapasiteettimarkkinoiden tarjouskilpailussa hyväksymää määrää. Säätökapasiteettitarjousten lisäksi toimijan on mahdollista jättää myös säätötarjouksia samalle ajankohdalle. Säätökapasiteettitarjoukset käytetään säätötarjousten jälkeen. (Fingrid 2017f)

3.8.3 Säätökapasiteettimarkkinoiden tarjouskilpailu

Säätökapasiteettimarkkinalta hankitaan nopeaa häiriöreserviä tarjouskilpailulla. Säätökapasiteetin hankintajakso on yksi CET-aikavyöhykkeen mukainen kalenteriviikko. Tarjouskilpailussa julkaistaan Fingridiä sitomaton arvio hankintatarpeesta sekä hankittava tuote (ylös- tai alassäätökapasiteetti). Kuvassa 6 on esimerkki tarjouskilpailun aikataulusta. (Fingrid 2017f)

Päivä	Kello (EET)	Tapahtuma
D-10 (perjantai)	14:00	Fingrid julkaisee tarjouskilpailun sekä arvion hankintamäärästä
D-6 (tiistai)	12:00	Kapasiteettitarjoukset tulee olla jätetty
D-4 (torstai)	14:00	Fingrid ilmoittaa tarjouskilpailun tulokset
D-1 (sunnuntai)	13:00	Säätökapasiteettitarjoukset tulee jättää hankintajakson 1. päivälle
D (maanantai)	1:00	Hankintajakson 1. päivä alkaa

Kuva 6. Fingridin säätökapasiteettimarkkinoiden tarjouskilpailun aikataulu (Fingrid 2017f).

Fingrid julkaisee alustavan arvion hankintatarpeesta pääsääntöisesti 10 vuorokautta ennen hankintajakson alkua ja osapuolten tulee jättää tarjouksensa 6 vuorokautta ennen hankintajakson alkua (Fingrid 2017f).

3.8.4 Tarjoussäännöt ja tarjousten vertailu

Kapasiteettitarjoukset jätetään säätösähkömarkkinaosapuolikohtaisesti. Vähimmäiskapasiteetti tarjoukselle on 5 MW, mikäli tarjouksen aktivointi voidaan tilata elektronisesti. Muussa tapauksessa vähimmäiskapasiteetti on 10 MW. Yhden kapasiteettitarjouksen enimmäiskapasiteetti on 50 MW. (Fingrid 2017f)

Säätösähkömarkkinaosapuoli voi jättää useita kapasiteettitarjouksia. Tarjoukset eivät saa olla linkitettyjä toisiinsa, ja kukin tarjous käsitellään erillisenä. Tarjouksen tulee sisältää seuraavat tiedot:

- kapasiteetti, vakio yhdelle viikolle (MW/viikko)
- kapasiteettikorvaus, vakio yhdelle viikolle (€/MW/viikko)

Tarjottavan kapasiteetin tulee noudattaa säätösähkömarkkinoiden tarjousehtoja. Kapasiteetin hankintapäätös tehdään optimoiden edullista hankintakustannusta. Hankinnassa huomioidaan tarjouskilpailussa annettujen kapasiteettitarjousten kapasiteetit ja hinnat sekä vaihtoehtoiset käytössä olevat nopean häiriöreservin hankintalähteet. Kapasiteettitarjoukset, joilla on sama hinta ja kapasiteetti, käsitellään niiden saapumisjärjestyksessä. (Fingrid 2017f)

3.8.5 Maksut

Kullekin säätökapasiteettimarkkinan tarjouskilpailussa hyväksytylle kapasiteettitarjoukselle maksettava kapasiteettikorvaus määräytyy kyseisen tarjouksen mukaisesti (pay as bid -periaate), eli kaikki osapuolet eivät saa samaa korvausta (Fingrid 2017f).

Lopullista kapasiteettikorvausta laskettaessa alkuperäistä kapasiteettikorvausta kerrotaan pysyvyyserroinilla. Lisäksi tarkastuksessa huomioidaan Fingridin säätösähkömarkkinoilta tekemät tilaukset. Tarkistettu kapasiteettikorvaus lasketaan seuraavasti:

$$\text{Kapasiteettikorvaus}_{\text{tarkistettu}} = \text{Kapasiteettikorvaus} * \text{pysyvyyserroin} - \text{energiakorvaukset} \quad (3)$$

Pysyvyys määritetään tuntikohtaisella tarkastelulla edellisenä vuorokautena klo 13:00 (EET) mennessä jätettyjen säätökapasiteettitarjousten perusteella seuraavasti:

$$\text{Pysyvyys}_{\text{tunti}} = \frac{\text{klo 13:00 mennessä jätetty säätökapasiteettitarjous (MW)}}{\text{säätösähkömarkkinaosapuolen hyväksytty kapasiteettitarjous (MW)}} \quad (4)$$

Mikäli osapuoli ei jätä tarjousta klo 13:00 (EET) mennessä, tarjousta muokataan tämän jälkeen tai osapuoli ei pysty toteuttamaan tilausta tarjouksen mukaisesti, on pysyvyys kyseisen tunnin osalta 0% (Fingrid 2017f).

Pysyvyys	100 %	95 %	90 %	85 %	80 %	75 %	70 %	65 %	60 %	55 %	50 %
Pysyvyyserroin	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0

Kuva 7. Kapasiteettikorvauksen pysyvyys (Fingrid 2017f).

Hankitajaksolta maksettavat säätökapasiteettitarjouksen tai- tarjouksien energikorvaukset vähennetään kapasiteettikorvauksesta. Energiakorvauksissa huomioidaan sekä säätökaupoista että erikoissäätökaupoista saatavat energiamaksut. (Fingrid 2017f)

1.5.2017 käyttöön otetuissa uusissa sopimusehdoissa hankinta muuttui viikotason jaksoille aiemman kahden viikon jaksoiden sijaan (Fingrid 2017n). Jotta säätökapasiteettimarkkinoiden tarjouskilpailuun voi osallistua, reservinmyyjällä tulee olla allekirjoitettuna säätösähkömarkkinasopimus (Fingrid 2017l).

3.9 Tehoreservi

Tehoreservijärjestelmällä turvataan sähköntuotannon ja -kulutuksen välistä tasapainoa. Tehoreserviin kuuluvat kohteet aktivoidaan, mikäli markkinaehtoinen kysyntä ja tarjonta eivät kohtaa. Järjestelmä on ollut käytössä vuoden 2007 alusta. Tehoreserviin voivat osallistua sekä voimalaitokset että sähkönkulutuksen joustoon kykenevät kohteet. (Energiavirasto 2017a)

Energiavirasto määrittää Suomessa tarvittavan tehoreservin määrän, kilpailuttaa reservilaitokset, vahvistaa reservin ehdot sekä valvoo järjestelmän toimintaa ja lain noudattamista. Järjestelmän hallinnoinnista ja laitosten käynnistämisestä päättää järjestelmävastaava kantaverkonhaltija Fingrid Oyj. (Energiavirasto 2017a)

Energiaviraston päätöksen mukaisesti tehoreservijärjestelyn piiriin ajalle 1.7.2017-30.6.2020 kuuluu neljä voimalaitosyksikköä yhteisteholtaan 707 MW sekä kaksi kulutusjoustoon kykenevää kohdetta yhteisteholtaan 22 MW aikaväleille 1.12.2017-28.2.2018, 1.12.2018-28.2.2019 ja 1.12.2019-28.2.2020. (Energiavirasto 2017b)

4 TOIMINTAMAHDOLLISUUDET ERI MARKKINOILLA JA POTENTIAALINEN HYÖTY

Sähkön day ahead -markkinahinnat ovat viimevuosina olleet haasteelliset CHP-toimijoille, ollen vuosina 2014-2016 noin 30-36 €/MWh Suomen hinta-alueella. Tämä sähkön hintataso ei kannusta tuottamaan sähköä kapasiteetin mahdollistamissa rajoissa, vaan tuotanto suunnitellaan pääasiassa kaukolämmön hankinnan optimoimiseksi. Sähköntuotanto pyritään ajoittamaan tilanteisiin, jolloin sille saadaan paras kate. Sähköntuotannolle on hankittava kannattavuutta sieltä, missä sitä on saatavilla.

Nykytilanteessa kauppaa käydään aktiivisesti Nord Poolin day ahead -markkinalla. Päivittäin jätetään hintariippumaton tarjous. Lisäksi hyödynnetään muita Nord Poolin kaupankäyntituotteita, joilla pyritään pääsemään kiinni sähkön hintavaihteluihin. Hintariippuvien kaupankäyntituotteiden hyödyntämisellä on päästy hyötymään sähkönhinnan muutoksista.

Vantaan Energiolla on käytössä tuotannon optimointityökalu, jota hyödynnetään tuotannon suunnittelussa ja markkinoille tarjoamisessa. Optimointijärjestelmä laskee tuotantosuunnitelmia sekä lyhyelle että pitkälle aikavälille. Lähtötiedot optimointiin saadaan mittaustiedoista, hintatiedoista ja järjestelmään syötettävistä käytettävyystiedoista ja rajoitteista.

Intraday -markkinalla käydään kauppaa sähkötaseen tasapainon ylläpitämiseksi sekä kaukolämmön ja sähköntuotannon tarpeiden sanelemana. Intraday-hintatason mukaan käytävä kaupankäynti on ollut vähäistä. Monesti olisi ollut tilanteita, joissa omaa sähköntuotannon määrää olisi kannattanut säätää intraday-hinnan kannustamana.

Säätösähkömarkkinoille tarjouksia jätetään aina kun mahdollista. Samoin säätökapasiteetti-markkinoiden kilpailutuksiin osallistutaan tilanteen niin salliessa.

Seuraavissa kappaleissa on tarkemmin perehdytty eri markkinapaikoilta potentiaalisesti saatavaan lisätuottoon.

4.1 Day ahead-kaupankäynnin tehostaminen

Day ahead markkinalla toimitaan aktiivisesti ja toiminnan tehostamiseen on panostettu hintariippuvien kaupankäyntituotteiden hyödyntämistä kehittämällä. Monissa tilanteissa tehdään tuotantosuunnitelma, joka jätetään hintariippumattomana tarjouksena markkinalle. Tämän lisäksi hyödynnetään muita kaupankäyntituotteita, joilla tarjotaan sähkön myyntiä ja/tai ostoa niitä tilanteita varten, jolloin markkinoilla ei ole tarvetta suunnitellulle sähkömäärälle tai sähkölle on lisätarvetta.

Esimerkiksi oletetun matalan sähkönhinnan aikaan voimalaitosta ajetaan lämmöntuotantoa maksimoiden höyryturbiinia ohittaen reduktiolämmönvaihtimen avulla, jolloin voimalaitoksella on mahdollisuus säätää sähkötehoa ylös, mikäli markkinoilla on tälle tarvetta. Tällaisessa tilanteessa sähköntuotannon hintaan vaikuttaa osaltaan toisen lämmöntuotantomuodon tuotantokustannus, jolla korvataan voimalaitoksella vähentynyttä lämmöntuotantoa. Tilanteissa joissa day ahead hinta muodostuu omaa tuotannon rajahintaa korkeammaksi, saadaan sähköntuotannolle tuottoa.

Koko tuotantokapasiteetin ollessa tuotannossa, saattaa tulla tilanteita, joissa day ahead -markkinalla tarjousten maksimimäärät tulevat täyteen. Tällöin koko tuotantokapasiteetin säätökykyä ei pystytä tarjoamaan tehokkaasti markkinalle.

Rajallinen tarjousten lukumäärä saattaa asettaa haasteita sähköntuotannon tehokkaalle tarjoamiselle day ahead markkinalle. Nord Poolin markkinapaikoille on kuitenkin mahdollista hankkia toinen kaupankäyntiportfolio 1500 euron vuosihintaan. Toinen kaupankäynti tuplaa tarjouslukumäärän, joka markkinoille voidaan jättää. Tällöin sähköntuotannon tehonnostot ja laskut saadaan tarjottua tehokkaammin markkinalle (Nord Pool 2017e).

Lisääntyvä tarjousmäärä aiheuttaa haasteita tarjousten laatimiseen, sillä tuotannon säätökyky on otettava huomioon jätettäessä tarjouksia sekä myynnistä että ostosta. Vaarana on, että myynti ja ostot osuvat peräkkäisille tunneille, jolloin kauppvoja ei voida toteuttaa säätökyvyn puitteissa. Tarjousten tekemiseen ja liian suuren tehonmuutoksen aiheuttamien virheellisten tarjousten tekemisen minimoimiseksi tulisi kehittää työkalua tarjousten laatimisen tueksi.

4.2 Intraday -kaupankäynnin tehostaminen

Yksi työssä selvitettäviä asioita on aktiivisen ja järjestelmällisen intraday-kaupankäynnin vaikutus sähköntuotannosta saatavaan hyötyyn. Nykytilanteessa intraday-kauppaa käydään suurimmilta osin energiataseiden hallinnan tarpeiden pohjalta.

Vakioitua toimintamallia ei kuitenkaan ole tällä hetkellä, jolloin potentiaalisia kauppvoja jää tekemättä. Selvitettäessä aktiivisemmän intraday-kaupankäynnin mukanaan tuomaa potentiaalista hyötyä, on käytetty historiallisia intraday-hintatietoja, tuotannon rajahintoja sekä toteutuneita tuotantotietoja.

Exceliin on rakennettu laskentamalli, joka tarkastelee tuotannon säätökyvyn määrää, tuotannon rajahintaa sekä intraday-hintaa. Tarkastelun yksinkertaistamiseksi tuotannolle on käytetty vain kahta eri rajahintaa. Exceliin on tehty vertailu, joka tarkastelee tuotannon rajahinnan ja toteutuneen intraday-hinnan suhdetta. Mikäli intraday-markkinahinta on suurempi kuin tuotannon rajahinta, olisi käyttämätön sähköntuotantokapasiteetti kannattanut myydä intraday-markkinalla.

Excelissä on lisäksi vertailu, joka tarkastelee, olisiko myytävää sähköntuotantokapasiteettia ollut. Mikäli tuotantoa olisi voitu myydä intraday-markkinalle, tuotto on laskettu intraday-hinta miinus tuotannon rajahinta. Tämä tulos on kerrottu myytävällä määrällä. Intraday -kaupankäynnin fee maksu 0,11 €/MWh on otettu huomioon tuottoa laskettaessa.

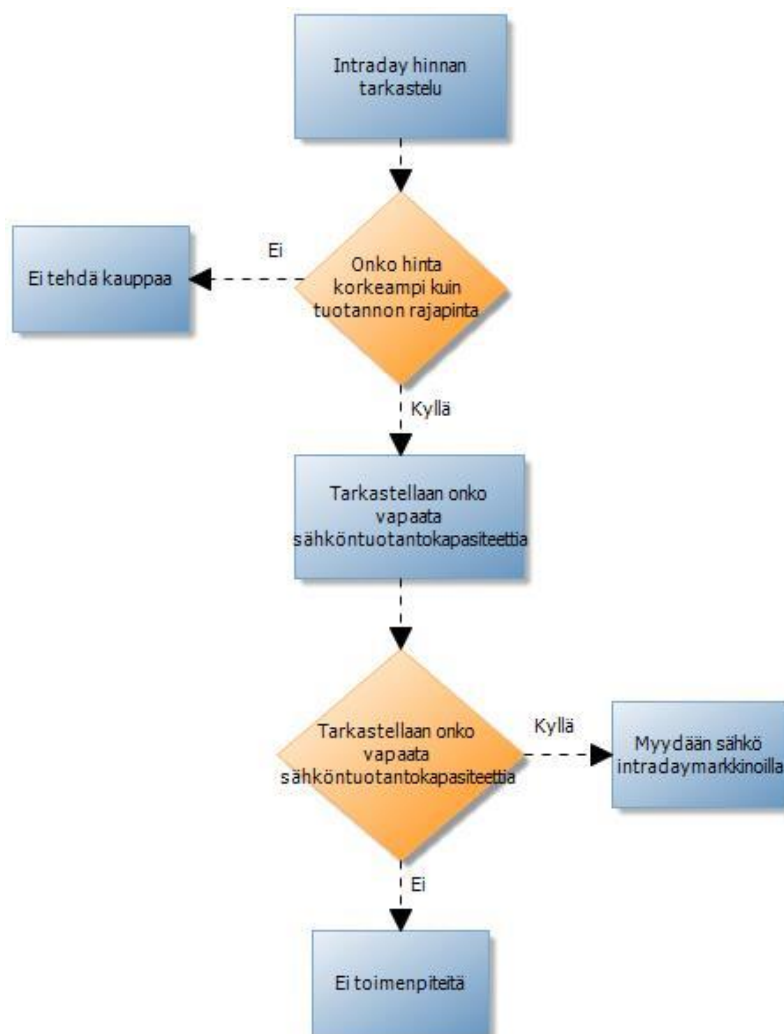
Vaikka vapaata sähköntuotantokapasiteettia olisi ollut enemmän kuin 10 MW, on laskennassa silti käytetty määränä 10 MW:a, koska tämän suuruinen sähköntuotannon tehonmuutos pystytään toteuttamaan myös lyhyeksi ajaksi, esimerkiksi vain yhdelle tunnille. Suurempi kaupankäyntimäärä aiheuttaisi haasteita tuotannon säätökyvyille, varsinkin jos säätö toteutettaisiin yhdellä turbiinilla.

Lyhyissä sähköntuotannon tehon nostoissa kaukolämmön tuotannon määrä ei aiheuta suuria haasteita. Tilanteissa joissa voimalaitosta ajetaan reduktioajossa, voidaan sähköntuotannon

tehonnoston seurauksena menetettävä kaukolämmöntuotantoteho korvata käyttämällä lämpöakkuihin varastoitua energiaa tai lämpökeskuksella tilanteissa, kun sähkön intraday-markkinahinta kannustaa tähän.

Vastaavasti tilanteissa, joissa voimalaitosta ajetaan vastapainetuotannossa ja sähköntuotannon tehonnosto toteutetaan polttotehonnostona, niin tällöin myös kaukolämmöntuotantomäärä lisääntyy. Lisääntynyt kaukolämmöntuotanto voidaan ladata akkuun myöhempää käyttöä varten tai tarvittaessa ajaa apujäähdyttimeen.

Kuvassa 12 on havainnollistettu kaavion avulla, kuinka intraday-kaupankäynnin kannattavuuden arviointi on toteutettu.



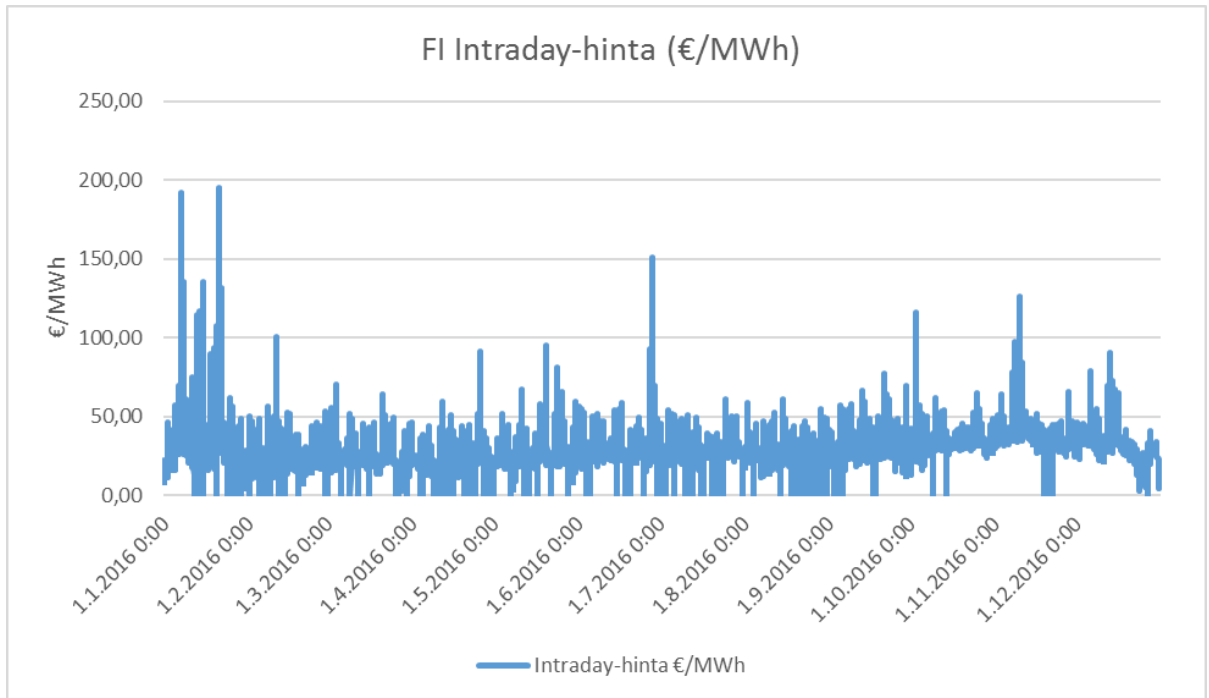
Kuva 12. Logiikka intraday-myyntin tuottopotentialin selvittämiseksi.

Intraday-kaupankäynnin tuottopotentialia laskettaessa on käytetty toteutuneiden intraday-kauppojen tietoja vuodelta 2016. Kaupankäyntidata on suodatettu siten, että myynti ja/tai ostoalueena on ollut Suomen hinta-alue. Tällä tavoin on saatu suodatettua pois mahdolliset hintapiikit alueilla, joihin kaupankäynti Suomen alueelta ei välttämättä olisi ollut mahdollista siirtorajoitteista johtuen.

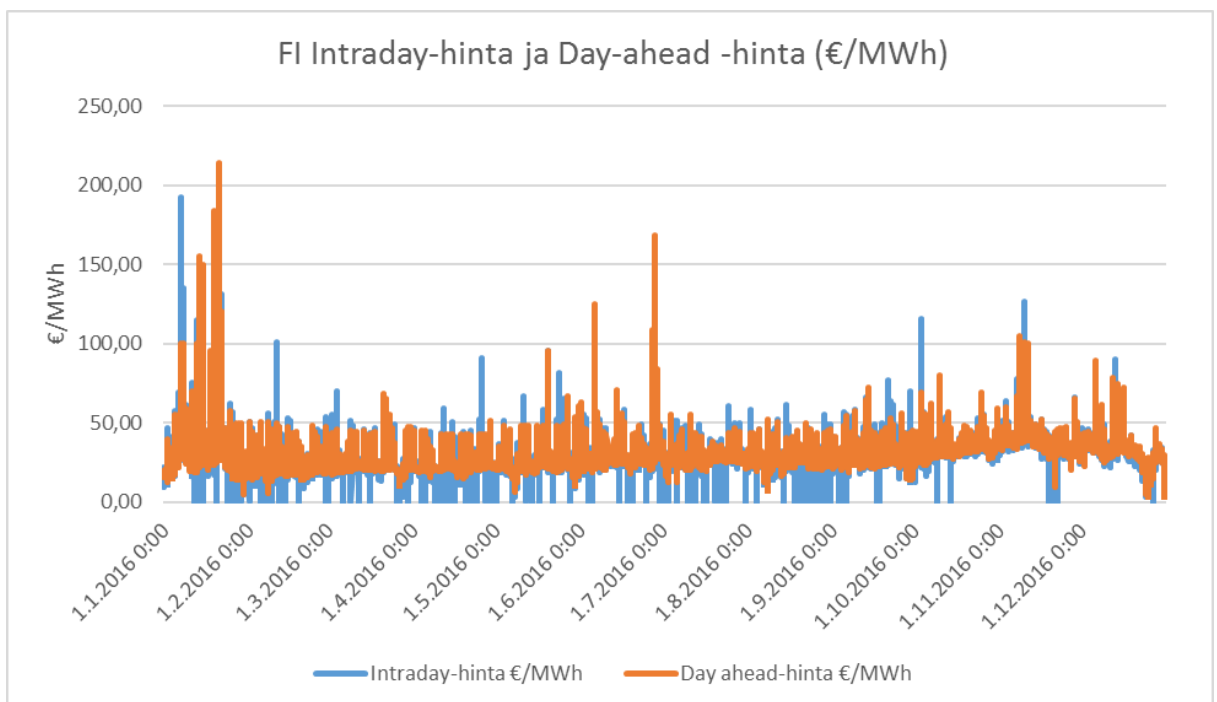
Kuvassa 13 on esitetty volyymipainotettu Intraday-keskihinta Suomen hinta-alueelta ja -alueelle toteutuneista kaupoista vuodelta 2016. Intraday-markkinalla hinnat saattavat vaihdella huomattavastikin, riippuen kulloisestakin markkinatilanteesta. Esimerkiksi ison tuotantolaitoksen putoaminen pois tuotannosta aiheuttaa vajeen sähköntuotantoon ja usein tällaisissa tilanteissa sähkön jälkimarkkinahinnat nousevat.

Tammikuun 2016 alussa oli kylmä pakkasjakso, jonka aikana Suomen sähkönkulutuksen tuntikeskiteho nousi kaikkien aikojen ennätyslukemiin noin 14900 megawattiin 7.1.2016 kello 8-9 aikaan. Tuolloin Suomessa tuotettiin 10700 megawatin teholla sähköä ja loput 4200 megawattia tuotiin naapurimaista. (Fingrid 2016c)

Kyseisenä päivänä sähkön hinta intraday-markkinalla nousi enimmillään vajaaseen kahteen sataan euroon megawattitunnilta. Kuvasta 13 voidaan havaita tämä hintapiikki. Alkuvuodesta sekä day ahead, että intraday-hinnat olivat korkealla tasolla suuren sähkönkysynnän vuoksi. Kuvaajassa tunneilla, joilla intraday-hinta menee nolnaan, ei ole toteutuneita kaupunpoja Suomen hinta-alueella.



Kuva 13. Suomen hinta-alueen volyymipainotetut Intraday-markkinahinnat vuonna 2016.



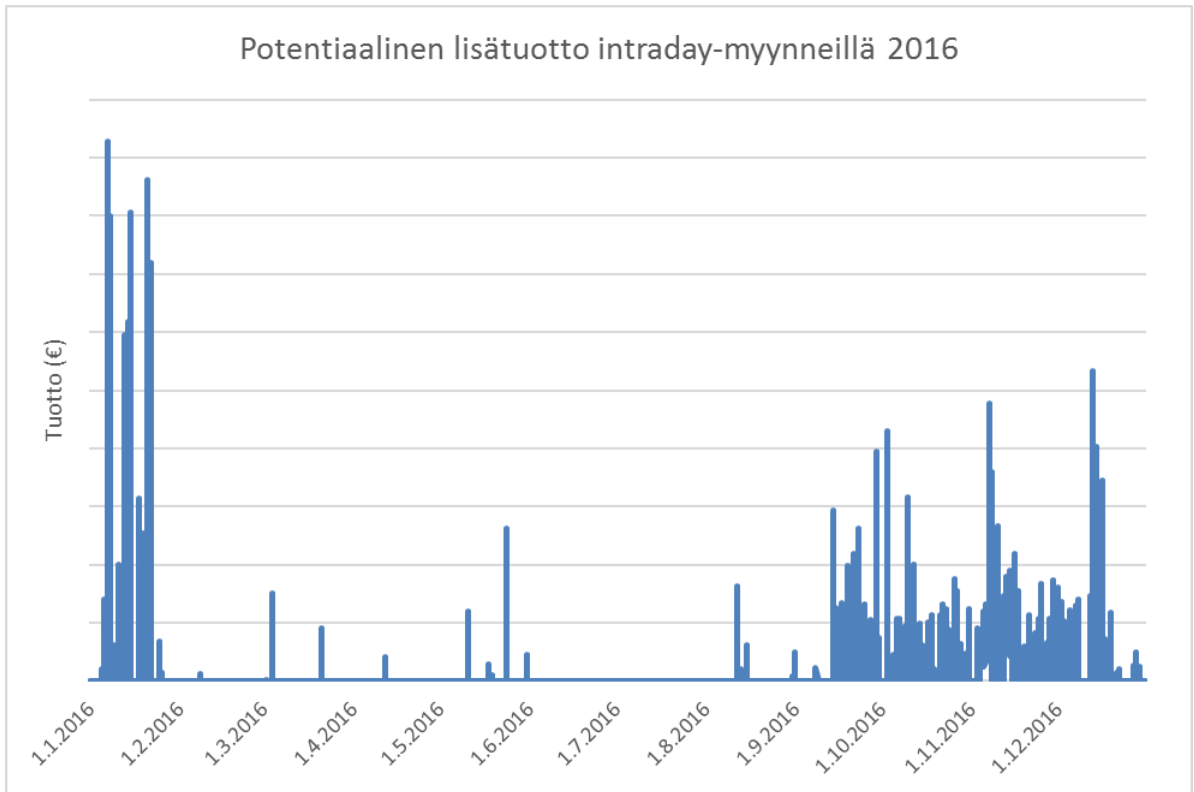
Kuva 14. Suomen hinta-alueen volyymipainotettu intraday-markkinahinta ja day ahead -hinta vuonna 2016.

Kuvassa 14 on esitetty Suomen hinta-alueen day ahead ja intraday -hinnat vuodelta 2016. Kuvasta voidaan havaita, että monissa tilanteissa, kun day-ahead -hinta on ollut korkealla tasolla, myös intraday-hinnat ovat toteutuneet korkeina.

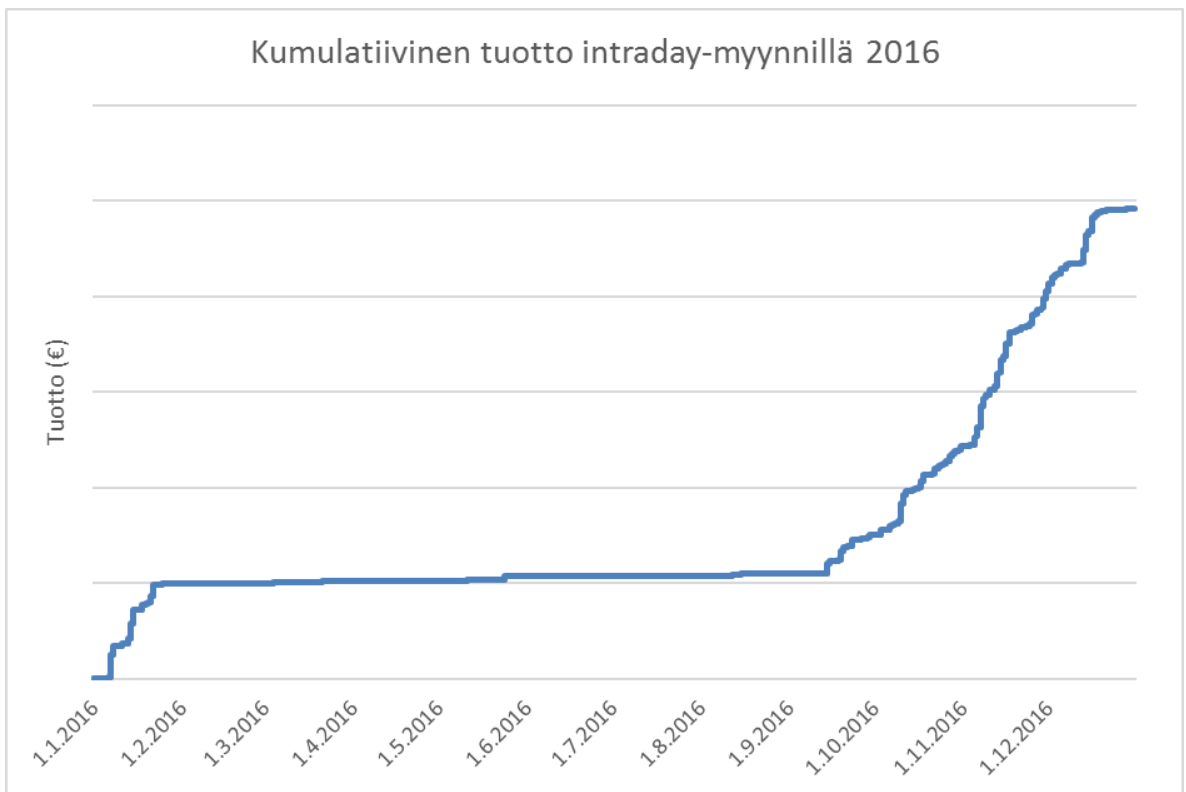
Vuoden 2016 Suomen hinta-alueen keskimääräinen volyymipainotettu intraday-markkinahinta oli 31,24 €/MWh, maksimihinta 194,68 €/MWh ja minimihinta - 4,00 €/MWh. Keskimääräinen volyymipainotettu intraday-markkinahinta vuonna 2016 oli 1,20 €/MWh matalampi, kuin Suomen day ahead-aluehinta (32,44 €/MWh). Intraday-markkinalla hinnan heilunta oli suurempaa, kuin spot-markkinalla.

Seuraavassa kuvassa (kuva 15) on esitetty sähköntuotannon intraday-myyntin mahdollistamat lisätuotot, jotka on laskettu 10 MW myyntimäärälle. Kaaviosta voidaan havaita, että suurin intraday-myyntistä saatava tuottopotentiaali on lämmityskaudella, jolloin useampia tuotantoyksiköitä on käynnissä ja monissa tilanteissa reduktiotuotannossa, jolloin sähköntuotannossa on nostovaraa. Kaaviosta on poistettu euromäärät, mutta tuloksena on, että vapaan sähköntuotantokapasiteetin aktiivisella tarjoamisella intraday-markkinalle on mahdollista hankkia merkittävää lisätuottoa.

Lämmityskaudella sekä jätevoimalaitos että Martinlaakson voimalaitos ovat tuotannossa normaalitilanteessa ja tällöin on mahdollista säätää Martinlaakson voimalaitoksen polttotehoa ja tuottaa sähköä ja kaukolämpöä tarpeen mukaan. Voimalaitoksilla ajetaan myös reduktiolämpöä, joka pyritään tuottamaan matalampien day ahead-hintojen aikaan. Intraday-markkinalla hinnat saattavat poiketa huomattavastikin day ahead-hinnoista, jolloin alkupeiräisestä tuotantosuunnitelmasta kannattaa poiketa ja tehdä sähköä silloin kun siitä saa kilpailukykyisen hinnan. Kaukolämpöakut tuovat joustavuutta tuotannon muutoksiin ja niitä kannattaa hyödyntää mahdollisimman tehokkaasti, jotta päästään hyötymää sähköhinnan muutoksista intraday-markkinalla.

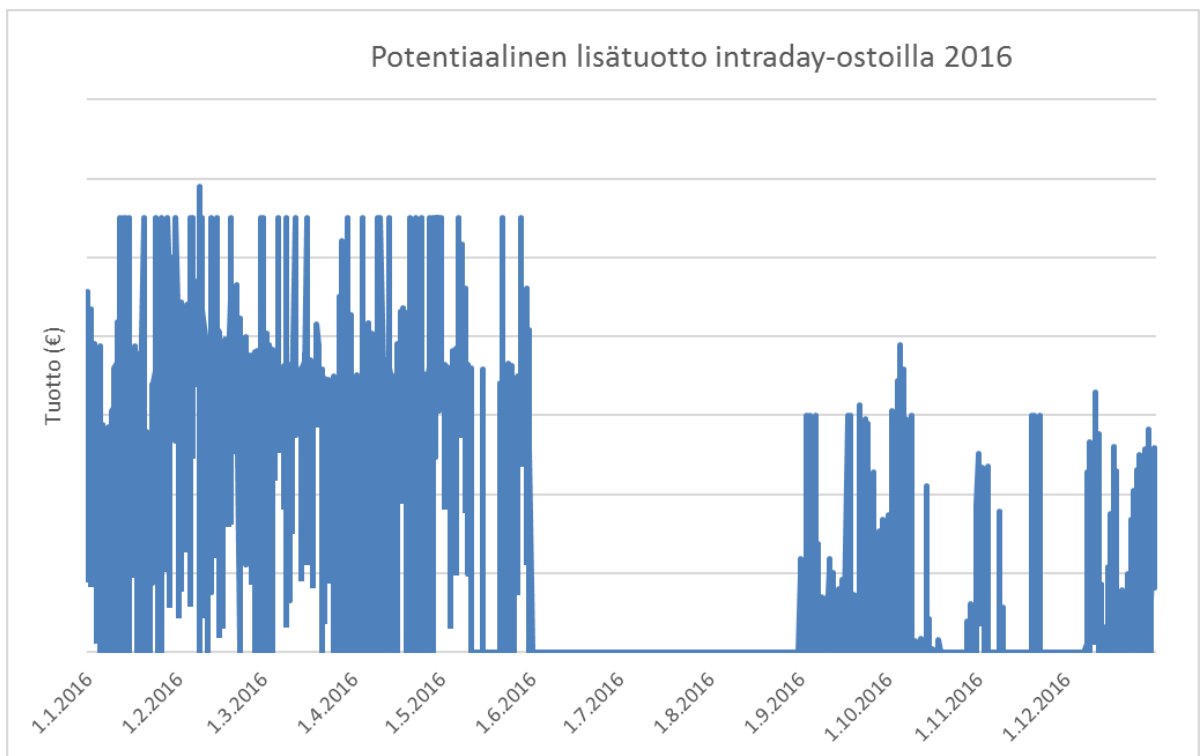


Kuva 15. Intraday-myyntien tuottopotentiaali.

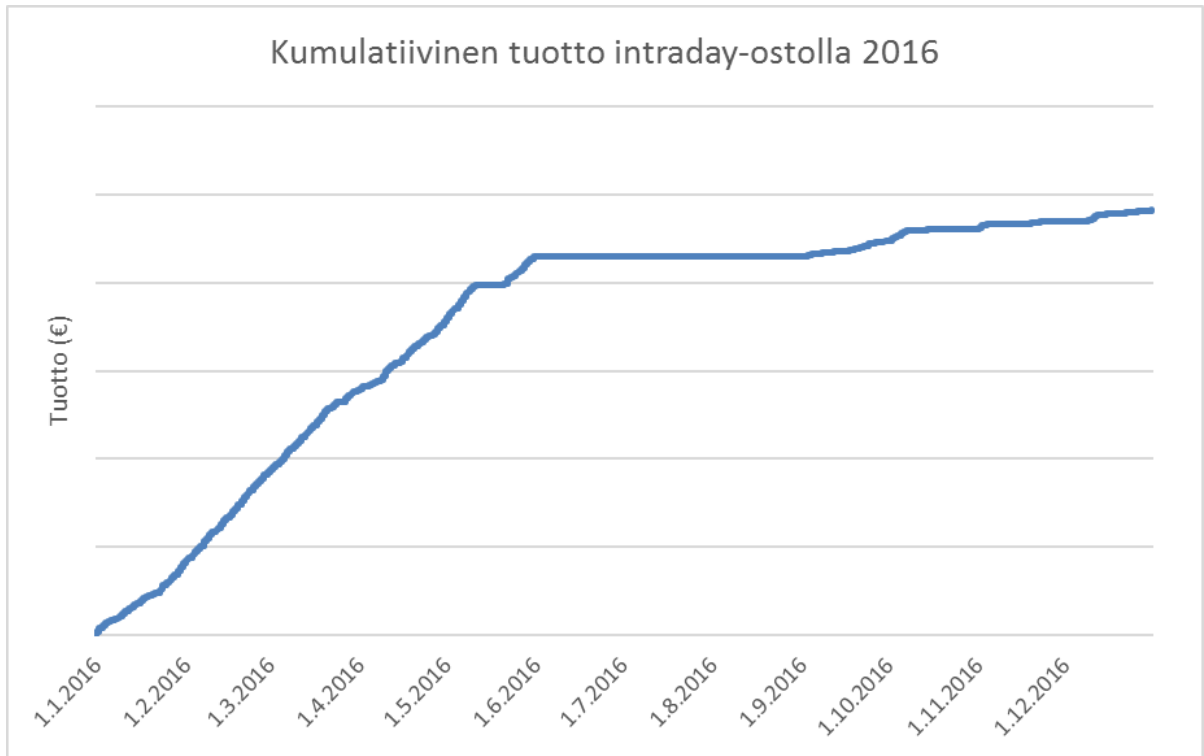


Kuva 16. Kumulatiivinen tuottopotentiaali intraday-myyneillä.

Intraday-osto on kannattavaa tilanteessa, kun intraday-hinta on matalampi kuin oman sähkötuotannon rajahinta. Kuvissa 17 ja 18 on esitetty intraday-ostojen mahdollistama lisätuotto vuoden 2016 tietojen perusteella. Ostojen mahdollistama lisätuotto on laskettu vastaavalla tavalla, kuin myyntien. Toteutuneista tuotantotiedoista on vertailtu, olisiko sähköntuotantotehon lasku ollut mahdollista. Hintatiedoista on vertailtu, onko intraday-hinta ollut halvempi kuin oma sähköntuotannon rajahinta. Tällöin sähköä olisi kannattanut ostaa intraday-markkinalta ja tuottaa itse vähemmän.



Kuva 17. Intraday-ostojen tuottopotentiali 2016.



Kuva 18. Kumulatiivinen tuotto intraday-ostoilla 2016.

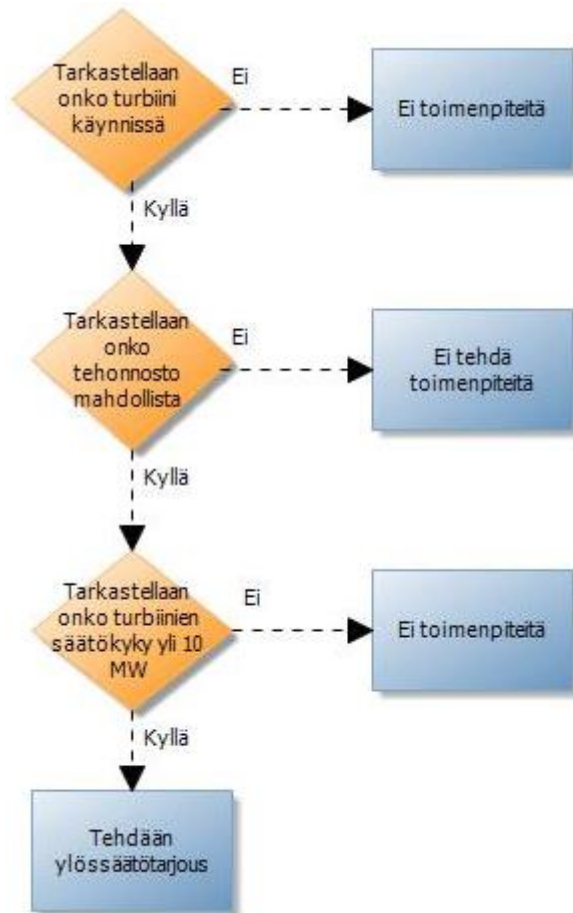
Kuvista voidaan havaita, että alkuvuonna sähkön osto intraday-markkinalla olisi mahdollistanut huomattavaa lisätuottoa. Loppuvuonna intraday-ostoista olisi saatu selkeästi vähemmän tuottoa kuin alkuvuonna. Tähän selityksenä on aktiivinen panostaminen day ahead markkinalla hintariippuvien tarjousten jättämiseen liittyen. Täten on päästy hyödyntämään sähkönhinnan vaihteluita tehokkaammin jo aikaisemmassa vaiheessa. Odotettavissa onkin, että intraday-ostojen mahdollistama lisähyöty on myös jatkossa suunnilleen samalla tasolla, kuin loppuvuodesta 2016, tai jopa laskee day ahead tarjoamisen edelleen kehittämisen myötä.

Koska intraday-markkinalla hinnat saattavat vaihdella suuresti on lisätuoton saaminen intraday-ostojen avulla myös tulevaisuudessa mahdollista. Aktiivisemmän intraday-kaupankäynnin myötä on tärkeää kiinnittää huomioita tuotannon säätökykyyn tilanteissa, jolloin sähkön hinta vaihtelee suuresti peräkkäisten tuntien välillä. On tärkeää ottaa huomioon voimalaitosten tekniset ominaisuudet, jotta tehdään vain sellaisia tuotannon tehonmuutoksia, jotka pystytään myös toteuttamaan.

Intraday -markkinadataa on saatavissa reaaliaikaisesti API-rajapinnan kautta (Application Programming Interface). Jotta intraday-kaupankäynnistä päästään hyötymään tehokkaasti, tarvitaan indikaatio siitä, että hinnat ovat sellaisella tasolla, että kauppaa kannattaa käydä. Lisäksi API mahdollistaa kaupankäynnin automatisoinnin. (Nord Pool 2017b)

4.3 Säätosähkömarkkinalla toimiminen

Seuraavassa on esitetty laskentaperusteet kartoitettaessa aktiivisen säätosähkömarkkinoille tarjoamisen mahdollisesti tuomasta lisähyödystä. Laskenta on toteutettu Excelissä vertaamalla historiallista toteutunutta ylössäätohintaa omien tuotantokustannusten kautta saatuun tarjoamishintaan sekä sähköntuotantokapasiteetin säädettävyyteen. Exceliin on tehty vertailu oman, käynnissä olevan kapasiteetin säätömahdollisuuksista, jotta on saatu selvitettyä kulloinenkin säätökyky. Aluksi on tehty vertailu siitä, onko turbiini käynnissä. Vertailu on tehty if-lauseetta käyttäen. Tämän jälkeen on verrattu, kuinka paljon kyseisen turbiinin sähköntuotantomäärässä on säätövaraa. Täten on saatu määritettyä turbiinin sähköntuotannon säätökyky. Kaikista säätökykyisistä turbiineista on tehty oma vertailu, jonka jälkeen turbiinien säätökyvyt on laskettu yhteen ja verrattu, onko säätökyky ollut riittävä tarjouksen tekemistä varten. Seuraavassa kuvassa (kuva 19) on esitetty periaate ylössäättökyvyn määrittämiselle. Vastaavalla tavalla on verrattu alassäättömahdollisuutta.



Kuva 19. Periaate ylössäädön tarjoamismahdollisuuden tarkastelulle.

Säätösähkömarkkinoilla toimimisen mahdollistamien lisätuottojen vertailun yksinkertaistamiseksi sähköntuotannolle on määritelty vain kaksi eri rajahintaa. Voimalaitoksien lämmöntuotantokapasiteetti määrittää nämä hinnat riippuen siitä, onko kapasiteetti riittänyt kattamaan lämmön kysynnän.

Säätösähkötarjouksen minimikoko on 10 MW, mikäli käytössä ei ole tarjouksen elektronista aktivointia. Mikäli tarjouksen elektroninen aktivointi on käytössä, on tarjouksen minimikoko 5 MW. Vantaan Energialle ei ole tällä hetkellä käytössä elektronista aktivointia, eli vähimmäistarjous säätösähkömarkkinalle on 10 MW. Tarkasteluajavälillä vuosina 2014-2016 10 MW ylössäätötarjous olisi voitu jättää 16938 tunnille, joka vastaa 64,4 % kaikista tunteista. 5 MW tarjouksia olisi puolestaan voitu jättää 19184 tunnille, mikä vastaa 72,9 % ajasta.

Säätösähkömarkkinoille aktiivisen osallistumisen potentiaalista hyötyä laskettaessa on säädön määränä käytetty 10 MW:n sijasta 5 MW:a siitä syystä, että monissa tilanteissa säätöä ei tilata koko tunnin ajaksi ja 5 MWh energiamäärä lienee todennukaisempi arvo laskentaan.

Säätösähkömarkkinoilla toimittaessa on otettava huomioon säädön aloittamisesta ja päättämisestä aiheutuva tasevirhe, jotka pitää huomioida säätötarjouksia hinnoiteltaessa. CHP-laitoksen tuotantokustannukset, säädöstä aiheutuvan tasevirheen huomioiminen ja säädöstä haluttava kate johtavat siihen, että säätötarjousten hinnat saattavat muodostua sellaisiksi, että tarjoukset eivät toteudu kovinkaan usein. Myöskään säädön kesto ei ole monestikaan koko tuntia. Tämä on huomioitu laskelmissa käyttämällä säätömääränä 5 megawattia. Esitetty laskenta ei ole täydellinen, vaan yksinkertaistettu malli jolla saadaan suuntaviivat tarkempaan tarkasteluun ja säätösähkömarkkinoilla toimimisen kehittämiseen.

Kuvassa 20 on esitetty ylössäädöstä saatavissa oleva potentiaalinen hyöty vuosilta 2014-2016. Kuvasta voidaan havaita useita kohtia, jolloin käyrä nousee hyppäykselle ylöspäin. Tällöin tuottoa olisi ollut saatavissa ylössäädöstä. Mikäli 10 parhaiten tuottaneelle tunnille tarjousta ei olisi jätetty, olisi potentiaalinen tuotto laskenut alle puoleen. Tämä tarkoittaa käytännössä sitä, että mikäli ylössäädöstä halutaan hyötyä, tulisi tarjouksia jättää säännöllisesti jokaiselle tunnille, jolloin päästään hyötymään tilanteista, joissa ylössäädön hinta kohoaa poikkeuksellisen korkeaksi.



Kuva 20. Ylössäädön kumulatiivinen tuottopotentialiaali vuosilta 2014-2016

Säätösähkömarkkinoilla ylössäädön hinta määräytyy kalleimman käytetty ylössäättötarjouksen hinnan mukaan. Jos toteutunut ylössäättöhinta on ollut esimerkiksi 150 €/MWh ja oma tarjoushinta olisi kyseiselle tunnille ollut 100 €/MWh, niin on mahdollista, että toteutuneeksi ylössäättöhinnaksi olisi muodostunut 100 €/MWh, mikäli tilanne olisi ollut se, että kyseinen tarjous olisi ollut kallein käytetty tarjous. Aktiivisen tarjoamisen myötä tällaisia tilanteita tulee väistämättä ja on hyvin todennäköistä, että ainakin osassa tunneista oltaisiin hinnan määräävässä asemassa ja tätä kautta ylössäädöstä saatava hyöty laskisi.

Esimerkkitalanne:

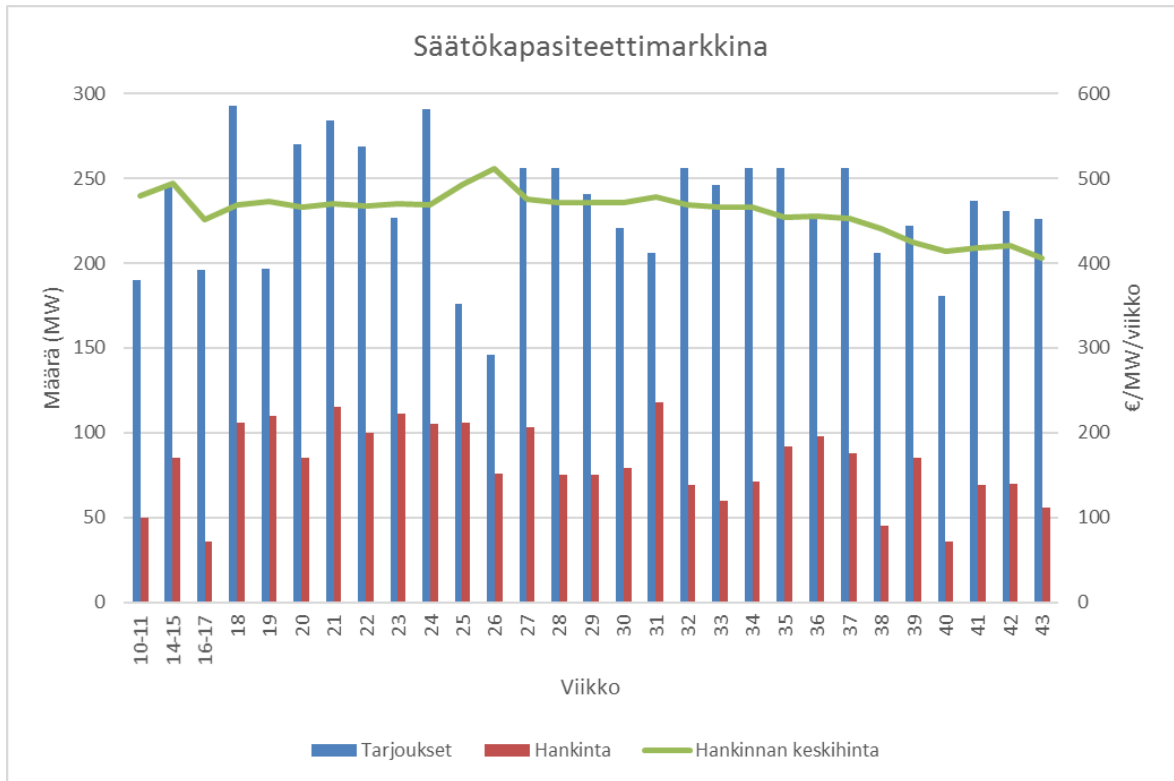
- Toteutunut ylössäättöhinta 150 €/MWh
- Oma tarjous 100 €/MWh
- 100 €/MWh tarjous viimeinen käytetty, määrää hinnan → ylössäättöhinnaksi muodostuu 100 €/MWh
- Ylössäädöstä saatava tuotto laskee

Mikäli tarjouksia pystytään jättämään useammin, voidaan olettaa, että myös useampi tarjous menee läpi ja sitä kautta säätösähkömarkkinoille osallistumisen mukanaan tuoma lisähyöty kasvaa. Mitä useampi säätösähkömarkkinatoimija ottaa elektronisen aktivoinnin käyttöön, voidaan olettaa, että säätöhinta laskee sen mukana, kun säätöön kykenevää halpaa kapasiteettia on mahdollista tarjota pieniä määriä markkinalle.

Yleisesti voidaan todeta, että aina kun vapaata säätökykyä löytyy, niin tarjouksia kannattaa jättää säätösähkömarkkinoille, koska tätä kautta on mahdollista saada lisätuottoa sähköntuotannolle. Elektronisen tarjouksen käyttöönotto mahdollistaisi säätösähkömarkkinoilla 5 MW tarjoukseen käyttöönottoamisen. Tämän verran säätökykyä löytyy lähes aina molempiin suuntiin ja todennäköisesti tarjouksia menisi enemmän läpi pienemmän tarjoukseen ansiosta.

4.4 Säätökapasiteettimarkkinalla toimiminen

Säätökapasiteettimarkkinalla minimi tarjouskoko säätökapasiteettitarjoukselle on 10 MW ja säätöä tarjotaan ainoastaan ylöspäin. Keskimääräiset kapasiteettikorvaukset ovat vaihdelleet 403,34 ja 682,80 €/MW/viikko välillä 13/2016 - 43/2017 (Fingrid 2017o). Säätökapasiteettimarkkinalta saatava kapasiteettikorvaus voidaan laskea yksinkertaisesti kertomalla kapasiteetti keskimääräisellä kapasiteettikorvauksella. 10 MW tarjoukselle saatava korvaus on siis vaihdellut 4033,40 ja 6828,00 €/viikko välillä, mikäli tarjoukset säädöstä on jätetty jokaiselle tunnille.



Kuva 21. Säätökapasiteettimarkkinan tarjoukset, hankinnat ja hankinnan keskihinta viikoilta 10-43/2017. (Fingrid 2017o)

Kapasiteettikorvaus maksetaan pay as bid -tyyppisesti, eli kullekin hyväksytylle osapuolelle maksetaan kapasiteettikorvaus osapuolen oman tarjouksen perusteella, eli kaikki osapuolet eivät saa samaa korvausta.

Jotta toimija on oikeutettu saamaan kapasiteettikorvausta, tulee kyetä antamaan tarjous säätösähkömarkkinoille toimitusta edeltävänä vuorokautena kello 13 mennessä. Päivittäin jätettävien säätötarjousten hinta voidaan kuitenkin vapaasti asettaa säätösähkömarkkinoiden sääntöjen mukaisesti. Säätökapasiteettimarkkinan kautta annetut säätösähkötarjoukset eroavat tavallisista säätösähkötarjouksista siten, että ne aktivoidaan vasta normaalien säätötarjousten jälkeen. Eli säätökapasiteettimarkkinan kautta annettujen säätötarjousten aktivoituminen on epätodennäköisempää kuin tavallisten säätösähkötarjousten. Tällöin säätökapasiteettimarkkinan kautta jätettyjen säätötarjousten hinnalla ei ole juurikaan merkitystä, koska siinä vaiheessa, kun kaikki normaalit säätötarjoukset on aktivoitu, niin säätöhinta on jo korkealla tasolla.

Säätökapasiteettimarkkinoilla hyväksytty osapuoli saa täyden kapasiteettikorvauksen vain, jos kykenee toimittamaan tarjouskilpailussa ilmoittamansa kapasiteetin. Mikäli tarjousta seuraavan vuorokauden osalta ei ole toimitettu kello 13 mennessä tai sitä on muutettu tämän jälkeen, kyseinen tunti tulkitaan toimimatta jättämiseksi. Lopullista kapasiteettikorvausta laskettaessa alkuperäinen kapasiteettikorvaus kerrotaan pysyvyykertoimella. Mikäli osapuoli jättää hyväksytysti esimerkiksi vain 80 % tunneista tarjouksen, kapasiteettikorvaus kerrotaan 0,6:lla. Mikäli tarjous jätetään vain 50 % tunneista on pysyvyyserroin 0 ja tällöin myös kapasiteettikorvaus jää saamatta.

Vaikka tarjoukset pitää jättää edellisenä päivänä, niin käytettävissä oleva kapasiteetti pitää tietää jo hyvissä ajoin ennen toimitusviikon alkua, sillä säätökapasiteettimarkkinan tarjouskilpailuun jätetyt tarjoukset ovat sitovia. Koska kapasiteettikorvaus on ollut alhaisella tasolla, niin omaan tuotantotarpeeseen tarvittavaa tuotantoa ei kannata tarjota säätökapasiteettimarkkinalle. Sen sijaan aina, kun vapaata säätökykyistä kapasiteettia on vapaana, kannattaa tarjous jättää säätökapasiteettimarkkinalle ja pyrkiä täten hankkimaan lisätuottoa.

Säätökapasiteettimarkkinan kilpailutusaikataulu mahdollistaa sen, että mikäli tarjousta ei hyväksytä ja vapaa kapasiteetti jää käytettäväksi omiin tarkoituksiin, voidaan tehdä uusia suunnitelmia sen käyttämisestä mahdollisimman tehokkaasti muilla markkinapaikoilla. Mikäli kapasiteettia ei hyväksytä tarjouskilpailussa säätökapasiteettimarkkinalle, voidaan sitä tarjota esimerkiksi säätösähkömarkkinoille.

4.5 Taajuusohjatut reservit

Taajuusohjatulle käyttöreserville sekä taajuusohjatulle häiriöreserville on molemmille olemassa sekä vuosimarkkinat että tuntimarkkinat. Vuosimarkkinoilla hinta on sama koko vuoden ajan. Vuosimerkkinoille osallistumisesta järjestetään tarjouskilpailu kerran vuodessa syksyisin. Tuntimarkkinoille voi puolestaan osallistua tekemällä siitä erillisen sopimuksen Fingridin kanssa. Taulukossa 2 on esitetty taajuusohjattujen reservien vuosihankintamäärät ja hankintahinnat vuosilta 2011 -2017. (Fingrid 2017i)

Taulukko 2. FCR-N ja FCR-D vuosimarkkinoiden hankintahinnat ja määrät 2011-2017. FCR-D hankintamäärästä 2017 41,5 MW on yhdellä portaalla aktivoituvaa kuormaa, johon sovelletaan 100 MW:n hankintarajaa. (Fingrid 2017v)

	FCR-N hinta (€/MW,h)	FCR-N määrä (MW)	FCR-D hinta (€/MW,h)	FCR-D määrä (MW)
2011	9,97	71,0	1,48	244,3
2012	11,97	72,7	2,80	346,9
2013	14,36	73,5	3,36	299,8
2014	15,80	75,4	4,03	318,7
2015	16,21	73,6	4,13	297,5
2016	17,42	89,0	4,50	367,0
2017	13,00	55,0	4,70	455,7

4.5.1 Taajuusohjattu käyttöreservi (FCR-N)

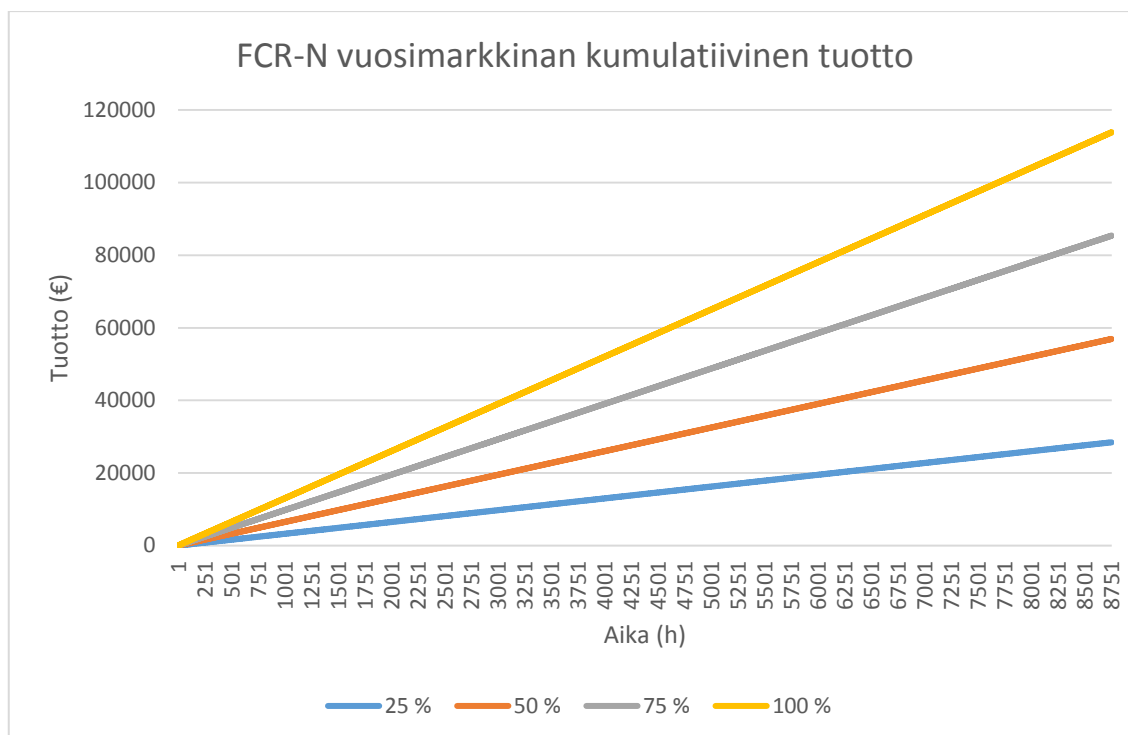
Taajuusohjatun käyttöreservin minimitarjouskoko on 0,1 MW ja maksimitarjouskoko 5 MW ja korvaus perustuu kapasiteettiin sekä energiaan. Taajuusohjattuun käyttöreserviin osallistuvan kapasiteetin säätökyky on osoitettava Fingridille säätökokeilla. (Fingrid 2017u)

Vuosimarkkinalla on kiinteä hinta koko vuoden ajan ja kaikki toimijat saavat saman korvauksen. Vuoden 2017 vuosimarkkinahinta on 13 €/MW. (Fingrid 2017v) Mikäli taajuusohjattuun käyttöreservin vuosimarkkinoille on myyty 1 MW kapasiteetti ja reservisuunnitelma on jätetty vuoden jokaiselle tunnille, on vuoden aikana saatava kapasiteettikorvaus:

$$8760 \text{ h} * 1 \text{ MW} * 13 \text{ €/MW} = 113\,880 \text{ €} \quad (5)$$

Vastaavasti, mikäli tarjouksia jätetään vain osan ajasta:

- 25 % ajasta = 2190 h * 1 MW * 13 €/MW = 28 470 €
- 50 % ajasta = 4380 h * 1 MW * 13 €/MW = 56 940 €
- 75 % ajasta = 6570 h * 1 MW * 13 €/MW = 85 410 €



Kuva 22. FCR-N vuosimarkkinan kumulatiivinen tuotto eri pysyvyyksillä.

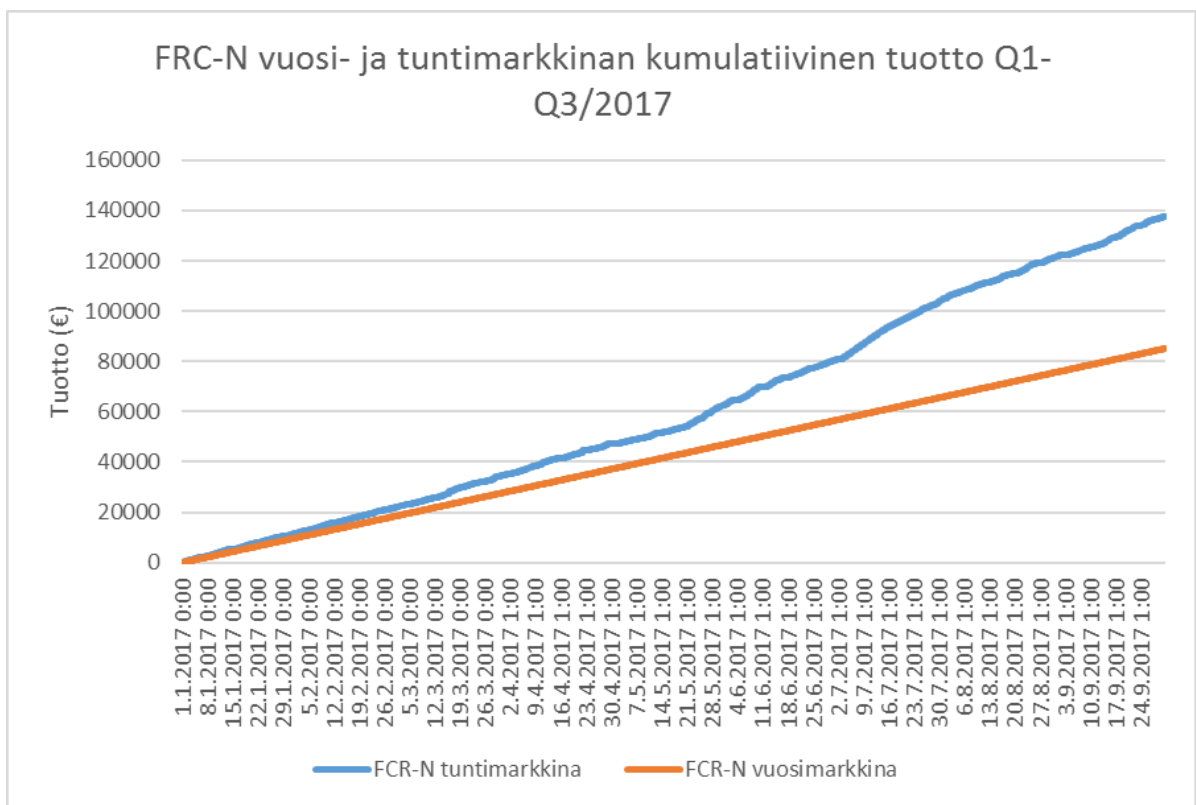
CHP-laitokset ovat tyypillisesti vuosihuollossa jonkin aikaa vuosittain, jolloin tarjouksen jättäminen kaikille tunneille oli ole mahdollista. Vuosimarkkinoilta on kuitenkin mahdollista saada tuloa kymmeniä tuhansia euroja.

Tuntimarkkinoilla hinnat ovat vuoden 2017 ensimmäisen kolmen vuosineljänneksen aikana olleet 0 ja 104,20 €/MW välillä ja keskiarvohinta 21,95 €/MW ja keskiarvohankinta 33 MW. (Fingrid 2017x) Tuntimarkkinan mahdollistamaa hyötyä laskettaessa kaupankäyntidata on suodatettu siten, että tunneilla, joilla hankintaa on ollut alle 10 MW oletuksena on ollut, että oma tarjous ei olisi toteutunut. Tunneilla, joilla hankintaa on ollut yli 10 MW, tuotto on laskettu 1 MW määrällä, joka on kerrottu kyseisen tunnin tuntihinnalla. Näin on saatu tuottopotentiaaliksi aikavälillä 1.1. - 30.9.2017 143 800 €. Laitosten ajotilanteita ei ole otettu huomioon laskennassa. Kyseinen tuottomäärä on kaikilta tunneilta, vastaavasti, mikäli tarjouksia olisi jätetty vain osalle ajasta tuotot olisivat seuraavat:

- 25 % ajasta = 35 950 €
- 50 % ajasta = 71 900 €
- 75 % ajasta = 107 850 €

Nämä tuottopotentialit ovat siis vuoden kolmelta ensimmäiseltä vuosineljännekseltä. Mikäli hintataso tuntimarkkinoilla pysyisi samana koko vuoden ajan voidaan tuottopotentialin olettaa olevan koko vuoden osalta noin 47000 - 190000 €, mikäli tarjouksia jätettäisiin 25-100% ajasta.

Tuloksista voidaan havaita, että tuntimarkkinoilla tuottopotentiali on vuosimarkkinoita suurempaa, mutta tuntimarkkinoilla oman tarjouksen läpimeno on kuitenkin epävarmaa. Alla olevassa kuvaajassa on esitetty vuosimarkkinoiden ja tuntimarkkinoiden tuottopotentiali vuoden 2017 kolmelta ensimmäiseltä vuosineljännekseltä.



Kuva 23. FRC-N vuosimarkkinan ja tuntimarkkinan tuottojen vertailu Q1-Q3/2017.

4.5.2 FCR-D taajuusohjattu häiriöreservi

Taajuusohjatussa häiriöreservissä minimitarjouskoko on 1 MW ja maksimitarjous 10 MW (Fingrid 2017u). Korvaus perustuu kapasiteetikorvaukseen, jonka hinta vuosimarkkinoilla vuonna 2017 on 4,70 €/MW ja tuntimarkkinoilla hinta määräytyy tuntikohtaisesti kalleimman hyväksytyt tarjouksen perusteella, eli kaikille tuntimarkkinan kautta osallistuville osapuolille maksetaan sama korvaus. Vuosimarkkinoilla kaikki hyväksytyt osapuolet saavat saman korvauksen. (Fingrid 2017v)

Taajuusohjattua häiriöreserviä käytetään sähköverkon taajuuden ylläpitoon häiriötilanteissa. Esimerkiksi tilanteissa, joissa voimalaitoshäiriön seurauksena sähköverkon taajuus putoaa alle 49,9 Hz:n tasolle, niin taajuusohjattuun häiriöreserviin kuuluva kapasiteetti aktivoituu automaattisesti.

Taajuusohjatun häiriöreservin vuosimarkkinoilta saatava korvaus on ollut viime vuosina selvästi matalammalla tasolla tuntimarkkinoihin verrattuna. Esimerkiksi vuonna 2016 vuosimarkkinahinta oli 4,5 €/MW ja keskimääräinen tuntimarkkinahinta noin 20 €/MW (Fingrid 2017w). Vuosimarkkinoiden hyvä puoli tuntimarkkinoihin verrattuna on, että vuosimarkkinalle päästyään osapuoli saa aina varmuudella kiinteän vuosimarkkinakorvauksen tarjotessaan kapasiteettiaan taajuusohjattuun häiriöreserviin. Tuntimarkkinoilla puolestaan oman tarjouksen läpimeno on epävarmaa.

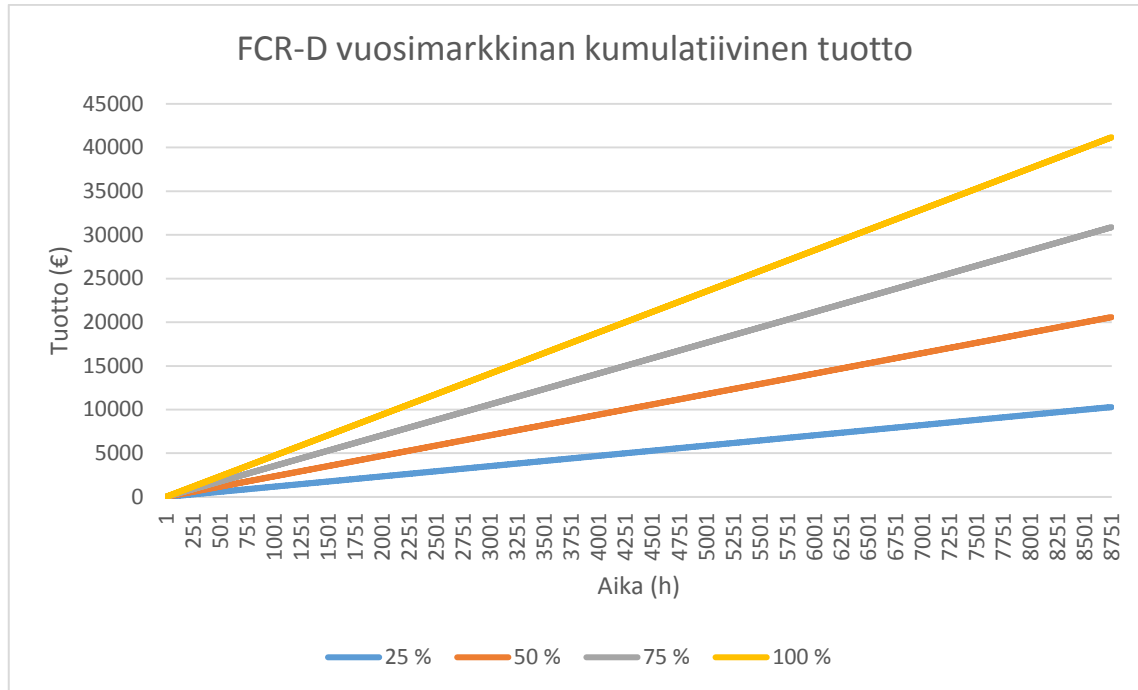
Taajuusohjattuun häiriöreserviin soveltuu selvästi enemmän kapasiteettia teknisten vaatimusten puitteissa, taajuusohjattuun käyttöreserviin verrattuna, sillä säätöä tarjotaan vain yhteen suuntaan, joten oman tarjouksen läpimeno on melko epätodennäköistä. (Fingrid 2017w)

Vuosimarkkinalta saatavissa oleva tulo on laskettavissa kertomalla määrä vuosimarkkinahinnalla ja tarjottavien tuntien lukumäärällä. Koko vuoden osalta tuloa yhden MW:n tarjoukselle saadaan:

$$8760 \text{ h} * 1 \text{ MW} * 4,70 \text{ €/MW} = 41\,172 \text{ €} \quad (6)$$

Vastaavasti, mikäli tarjouksia jätetään vain osan ajasta:

- 25 % ajasta = 2190 h * 1 MW * 4,70 €/MW = 10 293 €
- 50 % ajasta = 4380 h * 1 MW * 4,70 €/MW = 20 586 €
- 75 % ajasta = 6570 h * 1 MW * 4,70 €/MW = 30 879 €



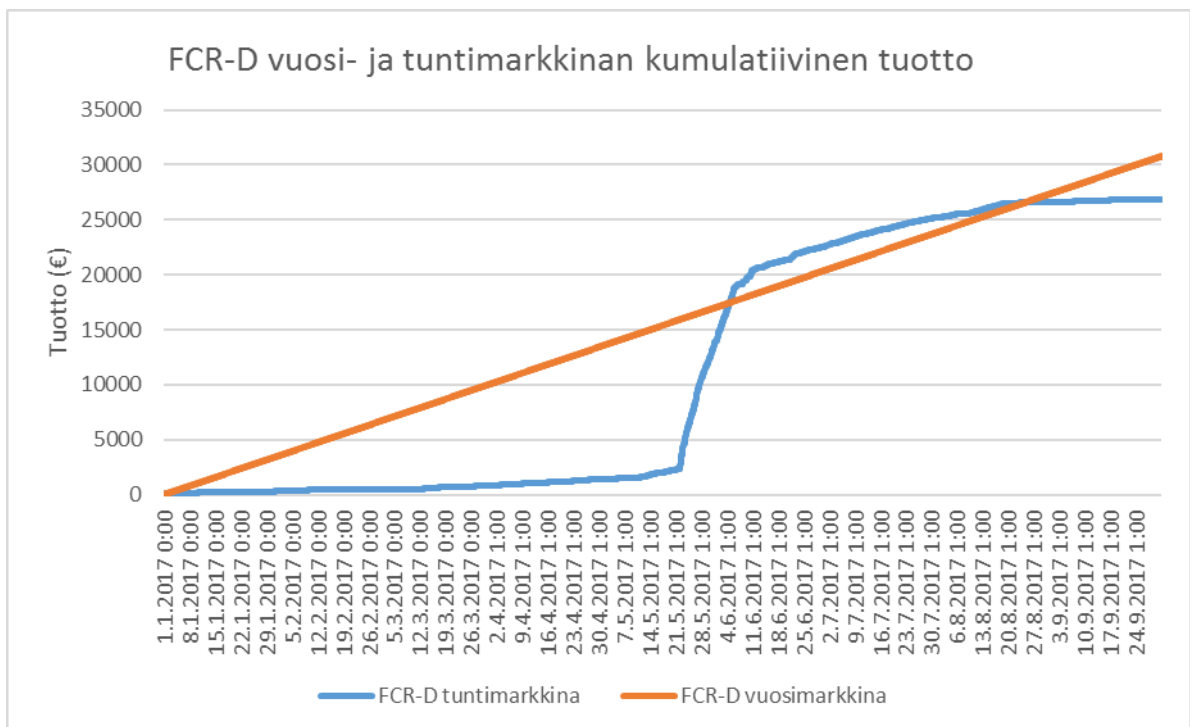
Kuva. 24. FCR-D vuosimarkkinankumulatiivinen tuotto eri pysyvyyksillä vuonna 2017.

Taajuusohjatun häiriöreservin tuntimarkkinan mahdollistamaa hyötyä laskettaessa tuntimarkkinadatasta on suodatettu pois tunnint, joilla häiriöreservin hankintaa on ollut alle 10 MW. Tunneilla, joilla hankintaa on ollut yli 10 MW, on laskennassa käytetty 1 MW määrää, joka on kerrottu kulloisenkin tunnin hinnalla. Näin on saatu laskettua vuositasolla potentiaalisesti saatavissa oleva tulo yhden MW:n määrälle.

Vuoden 2017 kolmen ensimmäisen vuosineljänneksen aikana FCR-D hankintaa tuntimarkkinoilta on ollut noin 42 % kaikista tunneista. Maksimihinta tuntimarkkinalla on ollut tällä aikavälillä 100 €/MW ja keskimääräinen hankintahinta 10,50 €/MW. (Fingrid 2017w)

Kuvassa 25 on esitetty potentiaalinen tulo vuosi ja tuntimarkkinalta vuoden 2017 kolmen ensimmäisen vuosineljänneksen osalta. Kuvasta voidaan havaita, että tuntimarkkinalla on

ollut hankintaa toukokuun loppupuolella ja suuri osa potentiaalisista tuotoista olisi ollut saatavissa parin viikon ajalta. Mikäli oletetaan, että hankintaa tuntimarkkinoilta olisi tasaisesti koko vuoden ajan ja hankintahinta olisi keskimäärin sama, olisi 1 MW määrälle saatavissa noin 38000 euroa tuloa. Tämä tulo on siis tapauksessa, kun tarjous olisi jätetty vuoden kaikille tunneille ja oma 1 MW tarjous olisi toteutunut niillä tunneilla, kun hankintaa olisi ollut 10 MW. Tulo on samaa suuruusluokkaa tuntimarkkinoilla ja vuosimarkkinoilla, joilla tuotto on vakaampaa.



Kuva 25. Taajuusohjatun häiriöreservin vuosi- ja tuntimarkkinoiden tuottojen vertailu Q1-Q3/2017.

Taajuusohjattu häiriöreservi tarjoaa selvästi alhaisemman tuottopotentialin taajuusohjattuun käyttöreserviin verrattuna.

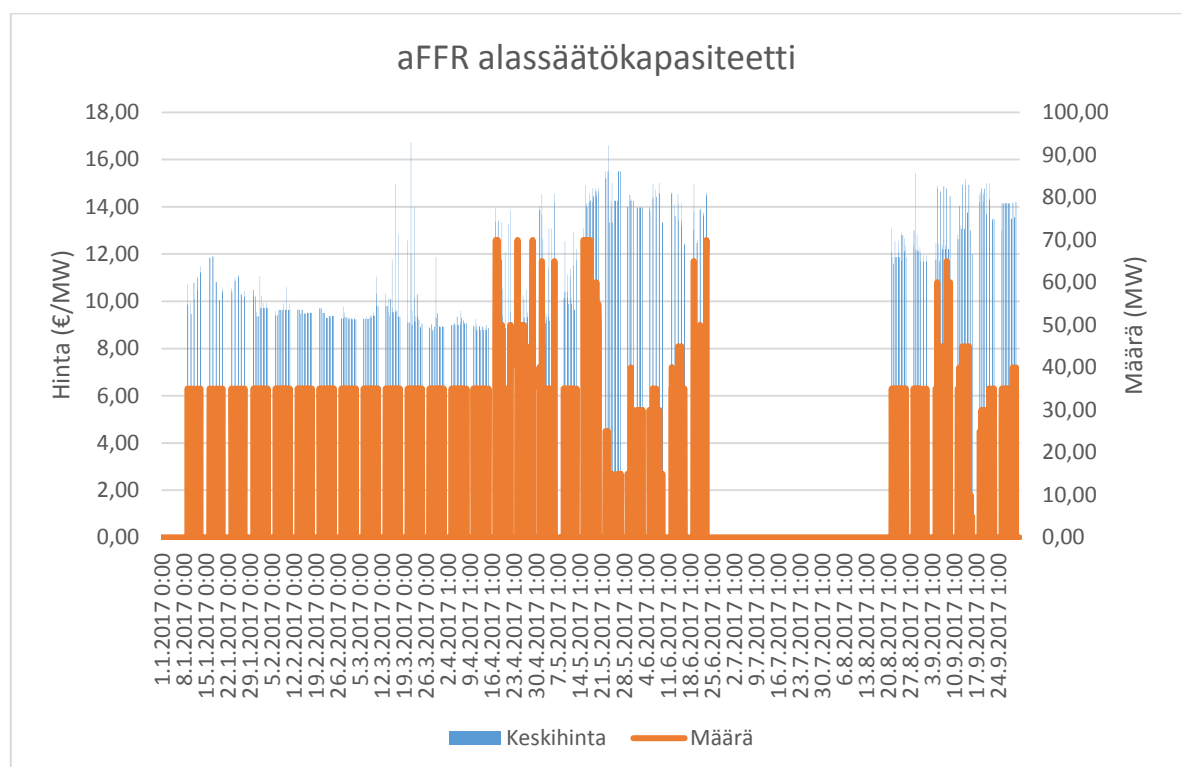
4.6 AFFR Automaattinen taajuudenhallintareservi

Automaattista taajuudenhallintareserviä käytetään keskitetysti pohjoismaisen synkronialueen taajuudenhallintaan ja reserviä ohjataan Statnetin toimesta. Reservin

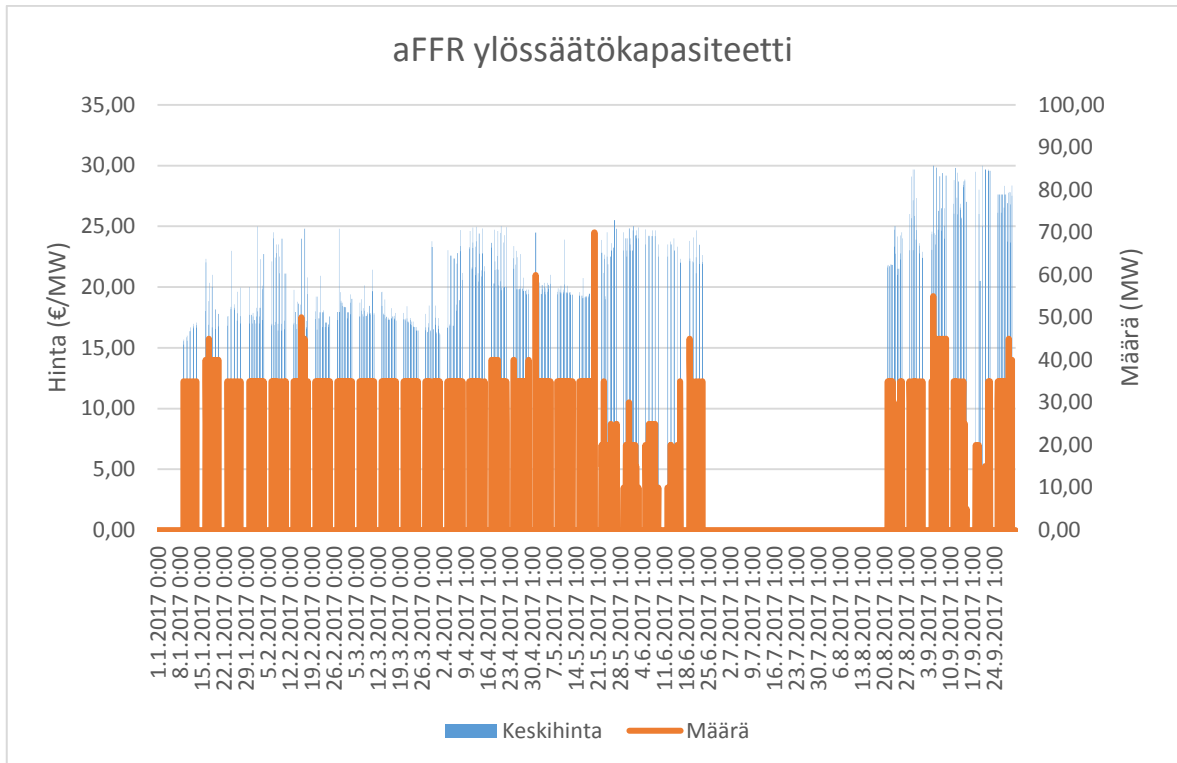
päätarkoituksena on palauttaa aktivoituneet käyttö- ja häiriöreservit takaisin tilaan, jossa ne kykenevät jälleen vastaamaan taajuudenhallinnan tarpeisiin. Minimitarjouskoko automaattiseen taajuudenhallintareserviin on 5 MW. Sääto perustuu Fingridin toimittamaan aktivointisignaaliin. Fingrid ostaa automaattista taajuudenhallintareserviä tuntimarkkinoilta etukäteen ilmoitetuille tunneille, eli reserviä ei osteta kaikille tunneille. (Fingrid 2016b)

Automaattiseen taajuudenhallintareserviin hyväksytyt osapuolet saavat sekä kapasiteettikorvausta että energiakorvauksen aktivoitua säädöstä. Kapasiteettikorvaus määräytyy pay as bid -periaatteella, eli kaikki osapuolet eivät saa samaa korvausta, vaan korvaus määräytyy toimijan tarjouksen perusteella. (Fingrid 2016b) Energiakorvaus perustuu säätösähkön hintaan (Fingrid 2016a).

Kuvassa 26 on esitetty aFFR allassäätökapasiteettitarjoukset sekä tarjouksien keskihinnat vuoden 2017 kolmelta ensimmäiseltä vuosineljännekseltä ja kuvassa 27 vastaavat arvot ylös-säätökapasiteetin osalta.



Kuva 26. aFFR ylös-säätökapasiteetin hankinnat ja hankinnan keskihinnat Q1-Q3/2017 (Fingrid 2017n).



Kuva 27. aFFR alassäätökapasiteetin hankinnat ja hankinnan keskihinnat Q1-Q3/2017 (Fingrid 2017c).

Ylössäätökapasiteetista saatava korvaus on ollut korkeammalla tasolla alassäätökapasiteettiin verrattuna. Automaattisen taajuudenhallintareservin teknisistä vaatimuksista johtuen Vantaan Energian tuotantokapasiteetin tarjoamiselle ei tällä hetkellä nähdä toimintaedellytyksiä. Täten aFFR:n osalta tuottopotentiaalia ei tällä hetkellä ole.

5 TULOKSET JA NIIDEN ANALYSOINTI

Sähkötuotantokapasiteetille on mahdollista saada lisätuottoa eri sähkön markkinapaikkojen tehokkaalla hyödyntämisellä. Day ahead -markkina on pääasiallinen markkinapaikka, jossa myös volyymi on suurinta. Hintariippuvilla Nord Poolin kaupankäyntituotteilla päästään kiinni sähkönhinnan muutoksiin, jolloin saadaan lisähyötyä siihen nähden, että sähköntuotanto myytäisiin hintaennusteen perusteella. Hintariippuvia kaupankäyntituotteita kannattaa pyrkiä jättämään aina kuin se on mahdollista.

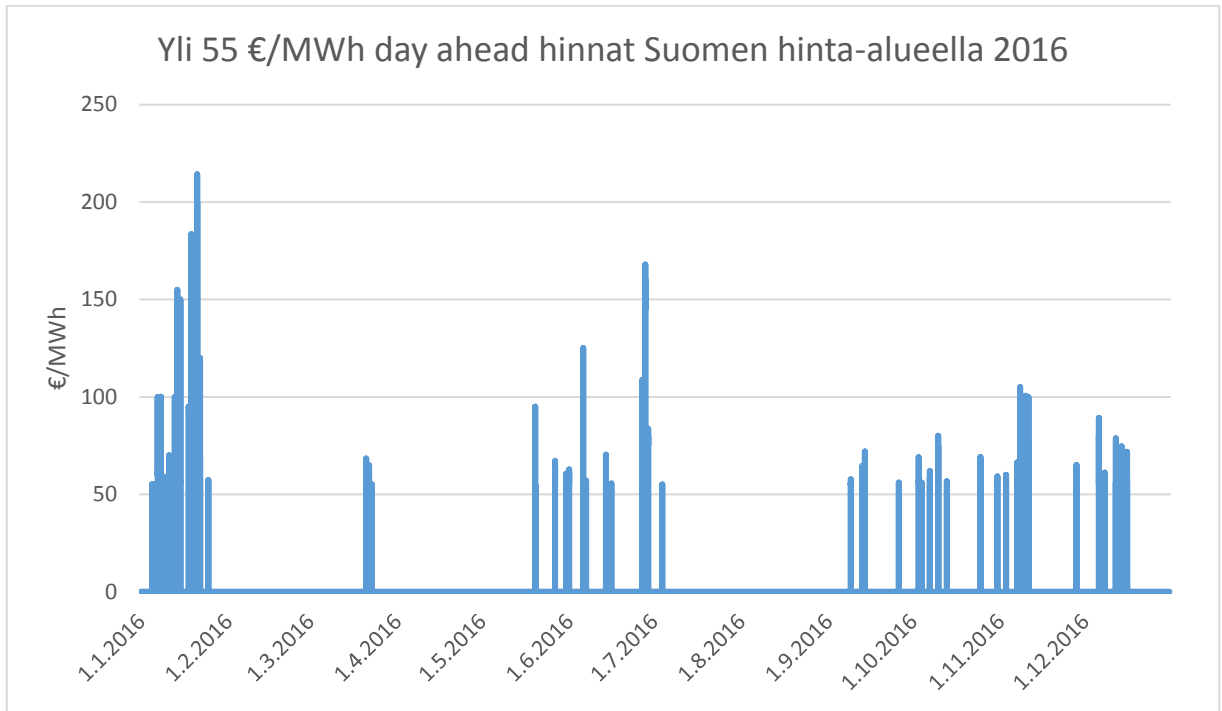
5.1 Day ahead

Kaupankäynnin tehostamiseksi day ahead -markkinalla on mahdollista hankkia lisäportfolio 1500 euron vuosihintaan, jolloin esimerkiksi hintariippuvia tarjouksia pystytään jättämään kaksinkertainen määrä vuorokautta kohti. Tämä hankinta on nopeasti maksettu takaisin, jos sen mahdollistamalla joustavammalla sähköntuotannolla päästään tehokkaammin hyötymään day ahead -hinnan vaihteluista.

Tarjousmäärien lisääntyessä tuotantosuunnitelmien hallinta ja toteutettavuus saattavat muodostua hankalaksi hahmottaa, kun samanaikaisesti tarjotaan sekä sähköntuotannon nostoa, että laskua. Tarjousten hallintaan tarvitaan työkalu, jolla varmistetaan tuotantosuunnitelmien toteutettavuus ja järkevyyt.

Mikäli hintaennusteiden pohjalta näyttää todennäköiseltä, ettei sähkölle ole tarvetta markkinoilla, sähköntuotanto suunnitellaan reduktioajoon kaukolämmöntarpeen sanelemana. Tällöin kannattaa sähköntuotannon tehon nostoa tarjota day ahead -markkinalle. Sähköä kannattaa tuottaa silloin kun siitä saa kilpailukykyisen hinnan. Kuvassa 29 on esitetty vuodelta 2016 ne tunnit, jolloin day ahead hinta on ollut yli 55 €/MWh Suomen hinta-alueella. Tämä hinta on esimerkkihinta, joka suuruusluokaltaan kuvaa lämmön erillistuotannon kustannuk-

sia lämmön kulutushuippujen aikana. Yhteensä näitä tunteja on ollut kyseisenä vuonna yhteensä 323 kappaletta. Näillä tunneilla sähköntuotanto olisi kannattanut maksimoida, vaikka se olisi johtanut kalliimman tuotantotavan käyttämiseen lämmöntuotannossa.

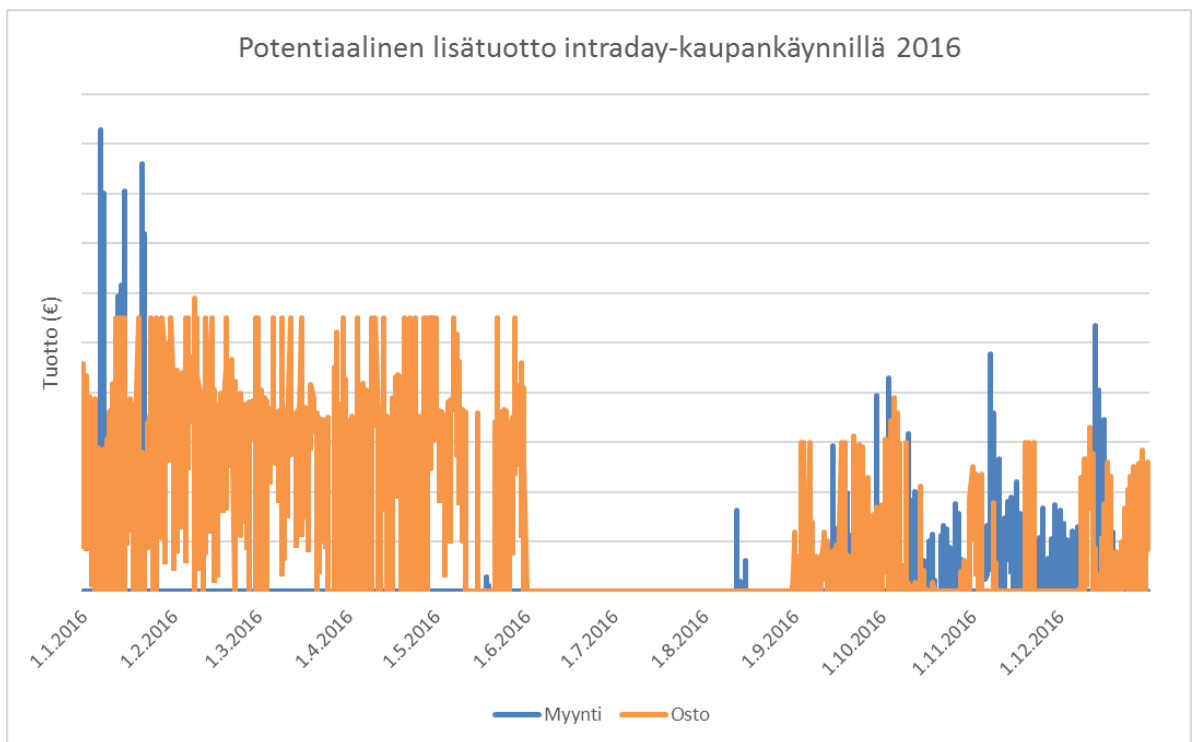


Kuva 28. Yli 55 €/MWh day ahead hinnat Suomen hinta-alueella vuonna 2016.

5.2 Intraday

Intraday - markkinalla hintataso on ollut keskimäärin lähellä day ahead hintoja. Tehokkaalla day ahead -tarjoamisella päästään jo monissa tilanteissa kiinni sähkönhinnan vaihteluihin. Intraday -hinnat saattavat kuitenkin poiketa huomattavastikin day ahead -hinnoista, jolloin aktiivisella kaupankäynnillä on mahdollista päästä hyötymään hinnanmuutoksista. Intraday-markkinadataa on saatavissa API-rajapinnan kautta ja tätä kautta on mahdollista saada reaaliaikaista hintadataa ja sitä kautta heräte kaupankäynnille. API-rajapinnan käyttöönotto mahdollistaisi myös kaupankäynnin automatisoinnin ja sitä kautta toiminnan tehostamisen. Tällä hetkellä API-rajapintaa ei hyödynnetä, mutta sen käyttäminen mahdollistaisi merkittäviä lisätuottoja, jonka vuoksi siihen kannattaa panostaa. Samoin on tärkeää tietää tuotannon kulloinenkin rajahinta sekä tuotannon säätökyky, jotta pystytään tehokkaasti hyödyntämään

hintojen vaihtelua. Jotta intraday-markkinalta saadaan maksimaalinen hyöty, tarvitaan työkalu tarjousten hallintaan, sillä manuaalisesti toimien intraday-kaupankäynti on haastavaa ja aikaa vievää. Kuvassa 30 on havainnollistettu intraday-ostojen ja myyntien mahdollistamaa lisätuottoa vuodelta 2016. Alkuvuonna intraday-ostot olisivat mahdollistaneet selkeästi myyntejä paremman tuoton, mutta loppuvuoden osalta ollaan samassa suuruusluokassa tuottojen osalta. Yhtenä selityksenä tähän on day ahead tarjoamisen kehittäminen. Aktiivisella hintariippuvien tarjousten jättämisellä on päästy kiinni sähkönhinnan muutoksiin jo day ahead vaiheessa, jolloin intraday-markkinalta saatavissa oleva hyöty pienenee. Intraday-markkina mahdollistaa kuitenkin edelleen lisähyödyn hankkimisen muuttuvissa tilanteissa aktiivisella kaupankäynnillä. Seuraavista taulukoista on poistettu euromäärät liikesalaisuuden perusteella.



Kuva 29. Intraday-kaupankäynnin mahdollistama lisätuotto 2016.

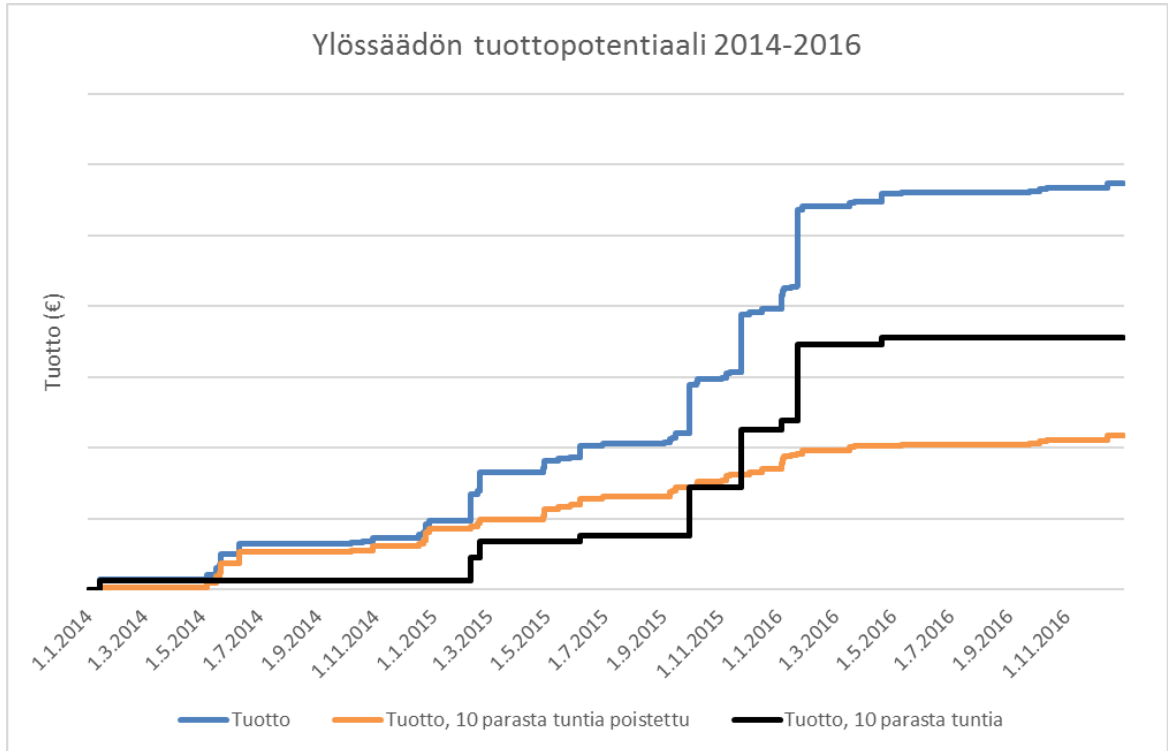
5.3 Säätosähkömarkkinat

Säätosähkömarkkinoilla säätöön osallistuvalla resurssilla muodostuu itselleen tasevirhettä säädön alkamisesta sekä päättymisestä, jotka on otettava huomioon säätötarjouksia hinnoiteltaessa. CHP-laitoksilla tuotantokustannukset ja tasevirheen aiheuttamat kustannukset ovat sellaisella tasolla, että monessa tilanteessa säätosähkötarjouksen läpimeno on hyvin epävarmaa. Säädöstä saatava korvaus perustuu energiaan, eli mikäli säätö kestää vain puolituntia, tällöin myös korvaus on puolet laskennallisesta korvauksesta. Minimi tarjouskoko on 10 MW, mikäli elektronista tarjousta ei ole käytössä ja 5 MW mikäli tarjous voidaan tilata elektronisesti. Vantaan Energiolla ei ole tarjouksen elektronista aktivointia käytössä. 10 MW minimitarjouskoko rajoittaa tilanteita, jolloin tarjous voidaan jättää. Elektronisen tarjouksen käyttöönotto mahdollistaisi tarjoamisen useammin, mistä voidaan olettaa, että tarjouksia toteutuisi useammin. Toisaalta mitä useampi markkinatoimija ottaa elektronisen tarjouksen käyttöön, saattavat tarjoushinnat sen myötä laskea, kun enemmän halvempaa säätökykyistä kapasiteettia tulee markkinoille.

Intraday-markkinalta on huomattavasti helpompaa ja varmempaa hankkia lisätuottoa, koska tuotannon muutokset pystytään tekemään suunnitellusti. Kauppoja tehdessä tiedetään myös varmuudella hintataso, jolloin varmuusmarginaalia ei tarvitse hinnoitella mukaan kuten säätosähkömarkkinoilla. Säätosähkötarjouksia jätettäessä toimijan täytyy määrittellä oma hintataso, jolla kauppaa voidaan käydä.

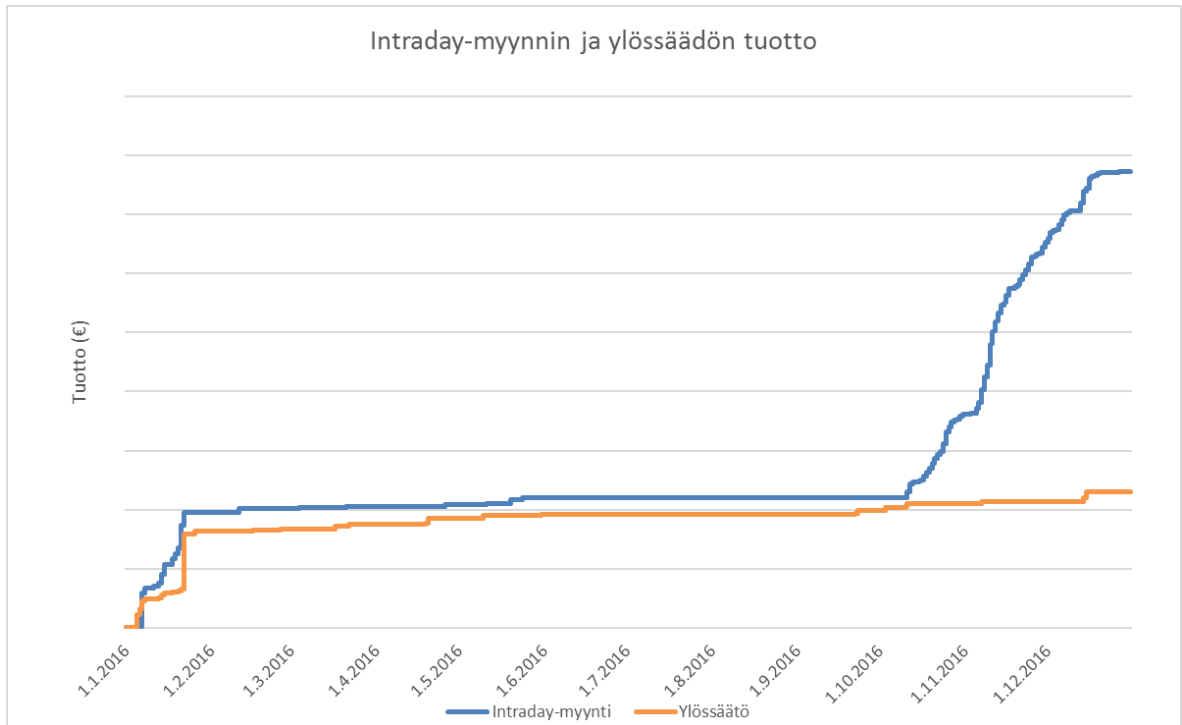
Säätosähkömarkkinaa kannattaa käyttää täydentävänä markkinana ja tarjouksia kannattaa jättää aina kun vapaata säätökykyistä sähköntuotantokapasiteettia on käytössä. Säätosähkömarkkinoiden tarjousaikataulu mahdollistaa tarjouksen jättämisen sen jälkeen, kun intraday-markkina on jo sulkeutunut. Säätosähkömarkkinan etuna taajuusohjattuihin reserveihin nähden on kevyemmät tekniset vaatimukset ja säädön pitkä, 15 min, aktivoitumisaika. Huonona puolena voidaan pitää sitä, että kapasiteetti on varattuna ja oman tarjouksen läpimeno on epävarmaa. Säätosähkön hinnat kohoavat harvoin todella suuriksi. Kuvassa 31 on havainnollistettu tilannetta, jossa on potentiaalinen tuotto säätosähkömarkkinoilta vuosilta 2014-2016. Kuvaajassa on esitetty potentiaalinen tuotto koko kolmen vuoden aikajaksolta sekä tuotto kymmenellä parhaalla tunnilla sekä tuotto, kun kymmenen parhaimman tuoton antanut tunti on poistettu. Mikäli kymmenelle parhaalle tunnille ei oltaisi jätetty

tarjousta, olisivat säätösähkömarkkinoilta saatavissa olevat tuotot laskeneet alle puoleen. Tämä tarkoittaa käytännössä sitä, että tarjous kannattaa jättää aina kun se on mahdollista, koska tilanteet, joista päästää hyötymään toden teolla saattavat tulla yllättäen.



Kuva 30. Ylössäädön tuottopotentiali.

Kuvassa 31 on havainnollistettu intraday -myyntien ja säätösähkömarkkinan ylössäätöjen tuottopotentiaaleja vuodelta 2016. Intraday -myynnit mahdollistavat noin kolminkertaisen tuoton säätösähkömarkkinoiden ylössäätöön verrattuna.



Kuva 31. Intraday -myyntien ja ylössäädön tuottojen vertailu.

5.4 Säätökapasiteettimarkkinat

Säätökapasiteettimarkkinalla korvaustaso on ollut niin matalalla tasolla, että omaan tuotantarpeeseen tarvittavalle kapasiteetille ei ole saanut kilpailukykyistä korvausta. Sen sijaan tilanteissa, kun vapaata sähköntuotantokapasiteettia on, kannattaa se tarjota säätökapasiteettimarkkinalla ja pyrkiä hankkimaan pientä tuottoa muuten joutilaana olevalle sähköntuotantokapasiteetille. Tarjouskilpailutusaikataulu on sellainen, että vapaan kapasiteetin määrä pitää tietää hyvissä ajoin ennen toimituksen alkamista, mikä hankaloittaa tarjoamista säätökapasiteettimarkkinalle. Nykytilanteessa säätökapasiteettimarkkinalla on vain ylössäätöpuoli käytössä. Säätökapasiteettimarkkinan etuna on kapasiteettikorvaus, jonka saa jättämällä tarjoukset määräaikaan mennessä, vaikka säätöä ei tehtäisikään. Myös pitkä aktivoitumisaika (15 min) on toimijan kannalta hyvä asia. Sen sijaan tarjottava kapasiteetti tulee tietää hyvissä ajoin ennen varsinaista hankintajaksoa, jotta kilpailutukseen voidaan osallistua. Lisäksi kapasiteettikorvaus on ollut matalalla tasolla, jolloin kapasiteettia, jolle on saatavissa kilpailukykyinen korvaus muilta markkinapaikoilta ei kannata myydä säätökapasiteettimarkkinoille. Säätösähkömarkkinaan verrattuna säätökapasiteettimarkkina tarjoaa varman tuoton

kapasiteettikorvauksen muodossa, mikä saattaa monissa tilanteissa olla parempi, kuin sää-
tösähkömarkkinalla toimimisesta johtuva epävarmuus tarjousten läpimenosta. Mikäli oma
tarjous toteutuisi säätökapasiteettimarkkinalla minimitarjouskoon, 10 MW suuruisena koko
vuoden ajan, olisi toteutuneella keskihankintahinnalla aikavälillä 45/2016 -43/2017 ollut
saatavissa 140000 € tuotto. Käytännössä koko vuoden ajalle ei pystytä jättämään tarjousta
säätökapasiteettimarkkinalle, sillä tuotantokapasiteetti on suuren osan vuodesta kannatta-
vampaa myydä muille markkinoille. Sen sijaan aina, kun näyttää siltä, että sähköntuotanto-
kapasiteettia jää käyttämättä, kannattaa se tarjota säätökapasiteettimarkkinalle. Mikäli tar-
jous ei mene läpi, jää vielä paljon aikaa suunnitella muita toimenpiteitä sähköntuotantoka-
pasiteetin tehokkaaseen hyödyntämiseen.



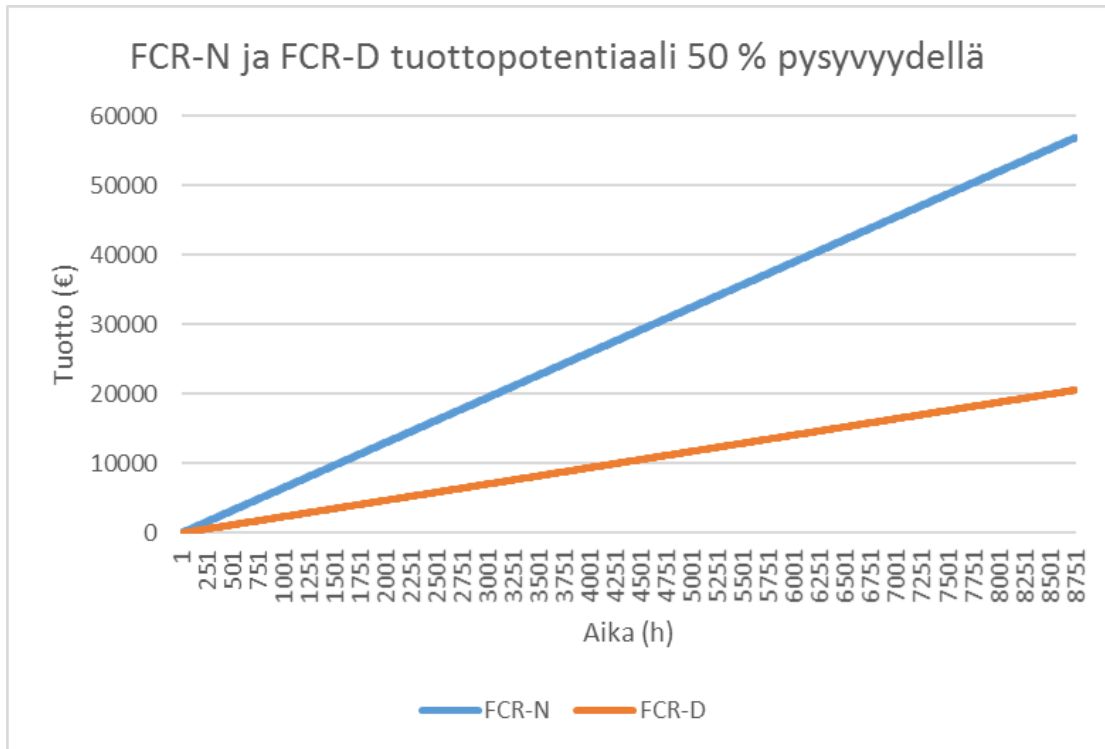
Kuva 32. Säätökapasiteettimarkkinan tuottopotentiali.

5.5 Taajuusohjatut reservit

Taajuusohjattuun käyttöreserviin (FCR-N) osallistumisessa minimitarjouskoko on 0,1 MW. Säädon on oltava symmetrinen, eli säätävän resurssin tulee kyetä säätämään sekä ylös- että

alaspäin. Eli taajuuden pudotessa alle 50 Hz:n tason, tuotantoa tulee lisätä ja vastaavasti taajuuden kohotessa yli 50 Hz:n tason tuotantoa lasketaan. Normaalisissa käyttötilanteissa sähköverkon taajuus vaihtelee jatkuvasti ja siten myös taajuusohjattuun käyttöreserviin kuuluvan reservin aktivoitumisaste vaihtelee jatkuvasti normaalissa käyttötilanteessa. Vuosimarkkina on taajuusohjatun käyttöreservin päämarkkina, josta Fingrid hankkii kerran vuodessa seuraavaa vuotta varten tietyn perusmäärän säätökapasiteettia. Tuntimarkkinoilta hankitaan vuosimarkkinahankintaa täydentävä määrä. Vuosimarkkinoilta kaikki vuosimarkkiinaan hyväksytyt osapuolet saavat saman korvauksen. Kapasiteettikorvaukset ovat vaihdelleet välillä 9,97-17,42 €/MW/h välillä vuosina 2011-2017. Näiden kapasiteettikorvausten lisäksi taajuusohjatun käyttöreservin aktivoitumisen aiheuttama energiavirhe korvataan tasesähkön hinnalla. Tuntimarkkinoilta hankittavat tarjoukset käytetään hintajärjestyksessä halvimmasta kalleimpaan ja kaikille tuntimarkkinan kautta osallistuville osapuolille maksetaan sama korvaus. Tuntimarkkinoilla korvaustaso on jonkin verran parempi kuin vuosimarkkinoilla, mutta tuntimarkkinoilta ei kaikilla tunneilla osteta kapasiteettia ja oman tarjouksen läpimeno on myös epävarmaa.

Taajuusohjatun häiriöreservin (FCR-D) minimitarjouskoko on 1 MW ja tällä hetkellä on käytössä ainoastaan ylössäätöpuoli. Kapasiteettikorvaukset vuosimarkkinalla ovat vaihdelleet välillä 1,48-4,70 €/MW/h vuosina 2011-2017. Kuvassa 33 on esitetty taajuusohjatun käyttöreservin ja taajuusohjatun häiriöreservin vuosimarkkinalta saatavissa oleva tuotto vuoden 2017 hinnoilla, kun tarjoukset kummankin reservin osalta jätetään 50 % ajasta. Kuten vuosihankinnan hinnoistakin pystyy päättelemään, tarjoaa taajuusohjattu käyttöreservi parempaa tuottoa kuin taajuusohjattu häiriöreservi. Vantaan Energialla ei ole tällä hetkellä teknisiä valmiuksia osallistua taajuusohjattuihin reserveihin, mutta vaatimukset ja tarvittavat investoinnit kannattaa kartoittaa, jotta pystytään paremmin tarkastelemaan, tarjoavatko taajuusohjatut reservit sellaista tuottoa, että investointeihin kannattaa ryhtyä.



Kuva 33. Taajuusohjatun käyttöreservin ja häiriöreservin vuosimarkkinan tuotto 50 % pysyvyydellä vuoden 2017 hinnoilla.

6 MARKKINOIDEN MUUTOKSET TULEVAISUUDESSA

Sähköjärjestelmään tällä hetkellä monien muutospaineiden alla ja markkinasääntöjä uudistetaan vastaamaan Euroopan Unionin yhteismarkkinoille asettamia vaatimuksia. Käytäntöjen päivittäminen on tarpeen tuotantokapasiteetin muuttuessa, jotta sähköjärjestelmän tasapainottamiseen tarvittavia joustavia resursseja olisi riittävästi tarjolla joka hetki. (Fingrid 2017d) Yleisenä tavoitteena markkinoiden vapaammalle toiminnalle on sähkömarkkinoiden sääntelyn vähentäminen. Euroopan unionin energiapolitiikalla on merkittävä vaikutus sähkömarkkinoiden kehitykselle. Pää tavoitteena on avata sähkömarkkinat kilpailulle ja luoda yhteiseurooppalaiset sähkömarkkinat (Viljainen et al. 2011).

Sähköjärjestelmässä ollaan siirtymässä kohti hiilineutraalia, vihreää sähköjärjestelmää. Siirtymäkaudella nykyisen sähköntuotantokapasiteetin markkinoilta poistuminen tuo mukanaan haasteita, sillä toimivia suuren mittaluokan sähkönvarastointiratkaisuja ei ole vielä tarjolla. Joustavien resurssien aktiivinen osallistuminen markkinoille on tällöin entistä tärkeämpää. (Fingrid 2017d)

Poliittiset päätökset sekä Suomessa että Itämeren alueella laajemmin määrittävät uusien investointien kannattavuutta. Jotta uusilla toimijoilla on kiinnostusta osallistua sähkömarkkinoille, tulee osallistumiseksi vaadittavien investointien olla kannattavia. (Fingrid 2017d)

6.1 Laajat sähkömarkkinat

Vihreässä sähköjärjestelmässä esiintyy vaihtelua tuotannon epävakaisuuden seurauksena. Riittävät siirtoyhteyden eri alueiden välillä yhdessä laajojen yhteen liitettyjen markkinoiden kanssa auttavat voimajärjestelmän tasapainon ylläpidossa. (Fingrid 2017d) Markkinoiden integroituminen on tehokas keino lisätä kilpailua sähkömarkkinoilla, koska tällöin useampi toimija voisi toimia samalla maantieteellisellä alueella. Rajasiirtoyhteyksien pullonkaulat asettavat haasteita markkinoiden integroitumiselle (Viljainen et al. 2011).

Sähköverkon riittävä kapasiteetti on edellytyksenä sähkön eri markkinapaikkojen tehokkaalle toiminnalle. Rajasiirtokapasiteetin lisääminen ei yksin takaa markkinoiden toimintaa

ja käyttövarmuutta. Yhteyksien käytettävyyden ja luotettavuuden tulee olla erittäin korkealla tasolla. Haasteena on suurjännitteisten tasasähköyhteyksien käytettävyys ja luotettavuus, joka on osoittautunut haasteelliseksi. Suurjännitteisten tasasähköyhteyksien osuus Itämeren alueen rajasiirtokapasiteetista tulee kasvamaan tulevaisuudessa ja vuoteen 2025 mennessä ne muodostavat yli puolet alueen rajasiirtokapasiteetista. (Fingrid 2017d)

Sähkömarkkinoiden edelleen integroitua eri maiden keskinäinen riippuvuus kasvaa ja on välttämätöntä siirtyä kansallisesta toimitusvarmuusajattelusta vähintään alueelliseen tarkasteluun (Fingrid 2017d).

6.2 Markkinaintegraatio Euroopan markkinoilla

Sähkömarkkinoiden markkinasääntöjen tehtävänä on edistää sähkökauppaa yhteismarkkinoilla ja varmistaa siirtoyhteyksien tasapuolinen käyttö. Tällä hetkellä sähkömarkkinoilla on menossa muutosvaihe ja sen seurauksena muutoksia on luvassa kaupankäynnin sääntöihin ja markkinoiden käyttöön annettavien siirtokapasiteettien laskentaan. (Fingrid 2017d). Sähkökäyttö kasvaa tulevaisuudessa ja esimerkiksi sähköautot tulevat korvaamaan perinteisiä autoja. Euroopan unioni kannustaa puhtaampien ja energiatehokkaampien ajoneuvojen kehitystä (Viljainen et al. 2011).

Suomessa voi uusien markkinasääntöjen voimaantulon myötä esimerkiksi toimia useampia sähkömarkkinaoperaattoreita eli sähköpörssijä. Rajakaupan edistämiseksi sähköpörssien tuoterakenteet tulevat olemaan keskenään yhteneviä ja hinnat lasketaan yhteisellä eurooppalaisella algoritmilla. Sähköpörssit ovat yhteisesti ehdottaneet vuorokausimarkkinoiden hintarajoiksi 3000 €/MWh ja -500€/MWh. Päivänsisäisten markkinoiden hintarajoiksi on ehdotettu 9999 €/MWh ja -9999 €/MWh. Markkinoiden hintarajat ovat samat sähköpörssistä riippumatta. (Fingrid 2017d)

Fingridin kannan mukaan säätösähkömarkkinoilla hintakattojen tulee olla koreammat kuin päivänsisäisillä markkinoilla. Perusteena hintakaton nostolle on se, että tällöin markkinatoimijoiden kannattaa edelleen tasapainottaa taseensa niukkuustilanteessa ja joustavien resursien osallistua säätösähkömarkkinoille. Tasesähkön hintarajat voisivat olla suuruusluokkaa

15000 €/MWh ja -15000 €/MWh, minkä yleisesti ajatellaan vastaavan sähkönkulutuksen hallinnollisesta irtikykeytymisestä aiheutuvaa haittaa. (Fingrid 2017d)

Kaupankäynnin sulkeutumisaikakohdaksi päivänsisäisillä markkinoilla rajat ylittävissä kaupassa on ehdotettu 60 minuuttia ennen toimitusjakson alkua. Tällöin Suomen, Viron ja Latvian hinta-alueilla menossa olevaa pilottijaksoa 30 minuuttia ennen toimitushetkeä päättyvästä kaupankäynnistä intraday-markkinalla ei voida enää jatkaa. 60 minuutin aikaraja on markkinoiden tarpeeseen ja käyttövarmuuden vaatimukseen nähden pitkä. (Fingrid 2017d)

Nord Pool ottaa käyttöön vuoden 2018 tammikuussa kaksi kertaa vuorokaudessa käytävän intraday-huutokaupan Pohjoismaissa, Baltiassa ja Saksassa. Intraday-huutokappi täydentää nykyistä jatkuva-aikaista kaupankäyntiä. Huutokaupat käydään kello 22:00 ja 10:00 CET aikaa. 22:00 huutokaupassa kaupankäynnin kohteena ovat seuraavan vuorokauden 24 tuntia ja 10:00 huutokaupassa kuluva vuorokauden 12 viimeistä tuntia. (Nord Pool 2017h)

Tällä hetkellä sähköjärjestelmän nopeisiin muutoksiin reagoivien taajuusohjattujen reservien tekniset vaatimukset ovat pääasiassa kansallisia. Pohjoismaiset kantaverkonhaltijat ovat uudistamassa ja yhdenmukaistamassa niiden vaatimuksia. Tulevaisuudessa nopeasti reagoivia automaattisesti aktivoituvia reservejä tarvitaan entistä enemmän nopeiden muutosten lisääntyessä. Reservituotteille on tavoitteena muodostaa laajat maiden rajat ylittävät markkinat, mikä mahdollistaa kustannustehokkuuden reservien hankinnassa. (Fingrid 2017d)

6.3 Reaaliaikamarkkinoiden rooli kasvaa

Valtaosa fyysisestä sähkökaupasta on perinteisesti käyty sähkön vuorokausimarkkinoilla, jonka lisäksi päivänsisäisillä markkinoilla markkinatoimijat ovat voineet säätää sähkötasetaan. Siirryttäessä kohti vihreää sähköjärjestelmää osa nykyisistä voimalaitoksista korvaantuu heikommin ennustettavilla ja matalammalla käytettävyydellä olevilla laitoksilla. Sähköjärjestelmän tasapainon ylläpitämiseksi sähköntuotannon ja -kulutuksen tulee vastata toisiinsa joka hetki. (Fingrid 2017d)

Uusiutuvan energiantuotannon on ennustettu kasvavan voimakkaasti lähitulevaisuudessa Keski- ja Länsi-Euroopassa sekä Pohjoismaissa (Viljainen et al. 2011). Uusiutuvan energiantuotannon lisääntymisen myötä lisääntyy myös tarve käydä kauppaa lähempänä toimitushetkeä. Markkinasääntöjä tulisi kehittää suuntaan, joka kannustaa joustavan tuotannon ja kulutuksen haltijoita osallistumaan sähköjärjestelmän tasapainon ylläpitoon. (Fingrid 2017d)

6.4 Ansaintamahdollisuudet säätösähkömarkkinoilla

Tuotannon vaihtelevuuden lisääntyessä myös säätötoimenpiteiden tarve lisääntyy. Nopeisiin tuotannonmuutoksiin kykeneville joustavien resurssien haltijoille tämä luo uusia ansaintamahdollisuuksia. Säätösähkömarkkinoille osallistumisen kynnys on madaltunut, sillä Fingrid on laskenut tarjousten minimikoon 5 MW:iin sekä ottanut tarjousten elektronisen aktiivisuuden käyttöön. (Fingrid 2017d)

Fingrid selvittää mahdollisuutta laskea säätösähkömarkkinoiden minimitarjouskoon 1 MW:n. Tämä edellyttää kuitenkin muutoksia tarjousten aktivointiprosessiin pohjoismaissa. Reaaliaikainen säätösähkön hintojen julkaisu nähdään tärkeänä etenkin niukkuustilanteissa. Lisäksi markkinatoimijoiden tasapuolisen kohtelun takaamiseksi hinnat olisi hyvä julkaista, sillä nykytilanteessa kaikilla sähkömarkkinoiden osapuolilla ei ole tietoa säätösähkön hintatasosta. Tällä hetkellä tieto säätösähkön hintatasosta syntyy säätösähkömarkkinaosapuolilla siinä vaiheessa, kun toimijan oma säätötarjous toteutuu. Sähkömarkkinaosapuolien mahdollisuus tukea sähköjärjestelmän toimintavarmuutta niukkuustilanteissa lisääntyy, kun reaaliaikainen hintatieto on saatavilla. Samalla toimijoiden oman liiketoiminnan riskienhallintamahdollisuudet paranevat. (Fingrid 2017d)

6.5 Kaupankäyntijakson pituus

Sähkömarkkinoiden nykyinen tunnin mittainen kaupankäyntijakso aiheuttaa haasteita sähköntuotannon heiluvuuden ja alueiden välisten siirtoyhteyksien käytön kannalta. Myös sähkönkulutuksen joustopotentiaalia jää hyödyntämättä nykytilanteessa. Tehokkaasti toimivalla

sähkömarkkinalla kaupankäyntijakson tulee heijastella sähköjärjestelmän fyysisiä ominaisuuksia. Eurooppalaisilla sähkömarkkinoilla ollaankin ottamassa käyttöön lyhyempi 15 minuutin kaupankäyntijakso. EU-lainsäädäntö myös lähtökohtaisesti edellyttää siirtymistä lyhyempään kaupankäyntijaksoon 2020-2021 vuodenvaihteen tienoilla. Tällä hetkellä kaupankäynti on jo mahdollista Saksassa päivänsisäisillä markkinoilla. Lyhyempi kaupankäyntijakso esimerkiksi lisää markkinaehtoista sähköjärjestelmän tasapainon ylläpitoa sekä vähentää tunninvaihteiden säädön tarvetta, joka aiheutuu suurista tuotannon ja kulutuksen muutoksista. (Fingrid 2017d)

Yhdessä muiden pohjoismaisten kantaverkonhaltijoiden kanssa Fingrid selvittää kustannus-hyötyanalyysin avulla, kuinka siirtyminen 15 minuutin kaupankäyntijaksoon tulisi toteuttaa. Selvityksessä tutkitaan eri siirtymävaihtoehtojen sosioekonomisia vaikutuksia. Tarkasteluvaihtoehtoina on muun muassa vapaaehtoisuuteen perustuvia, kansallisia ja yhteisiä alueellisia toteutuksia. (Fingrid 2017d)

Siirtyminen 15 minuutin kaupankäyntijaksoon voitaisiin toteuttaa vaiheittain eri kauppapaikoilla. Säätosähkömarkkinoiden jälkeen vuorossa olisi päivän sisäinen markkina. Vuorokausimarkkinoilla siirtyminen lyhyisiin tuotteisiin tapahtuisi myöhemmin 2020-luvulla. 15 minuutin kaupankäyntituotteet ovat mahdollisia XBID-markkinapaikalla vuoden 2018 aikana. Suomalaisen markkinatoimijoiden yhtäläisten toimintaedellytysten turvaamiseksi siirtyminen lyhyempään kaupankäyntijaksoon tulisi toteuttaa samassa tahdissa muiden pohjoismaiden kanssa. (Fingrid 2017d)

6.6 Tasesähkön hinnoittelujärjestelmä

Tasesähköllä tasapainotetaan suunnitellun ja toteutuneen sähkön käytön ja tuotannon erotusta. Pohjoismaissa on käytössä erillisiin tuotanto- ja kulutustaseisiin perustuva tasesähkömalli. Tällä hetkellä tuotantotaseeseen sovelletaan kaksihintajärjestelmää ja kulutustaseeseen yksihintajärjestelmää. Pohjoismainen tasesähkömalli on poikkeus Euroopan tasolla, sillä useassa muussa Euroopan maassa on käytössä yksihintajärjestelmä. Tasesähkön hinnoitteluperiaatteet tulevat muuttumaan Pohjoismaissa, sillä EU-lainsäädäntö edellyttää, että jatkossa tuotanto- ja kulutustaseeseen hinnoitteluperiaatteet ovat jatkossa samanlaiset.

Syksyllä 2016 pohjoismaisten kantaverkonhaltijoiden käynnistämän tasemallin kehityshankkeen tavoitteena on selvittää, miten markkinatoimijoita saadaan kannustettua aktiivisempaan osallistumiseen sähkömarkkinoille ja sitä kautta parantaa tasehallinnan kustannustehokkuutta. Hankkeessa selvitetään esimerkiksi, miten automaattisen taajuudenhallintareservin (aFRR) energiakustannus tulisi kohdistaa tasesähkön hintaa. Sähkömarkkinoille pyritään luomaan nykyistä enemmän mahdollisuuksia osallistua sähköjärjestelmän tasapainottamiseen reaaliajassa. (Fingrid 2017d)

Yksihintajärjestelmä mahdollistaa markkinatoimijoiden osallistumisen sähköjärjestelmän tukemiseen erityisesti niukkuustilanteissa. Lisäksi sen arvioidaan edesauttavan markkinaehtoisen uusiutuvan energian sekä hajautetun pientuotannon lisäämistä. Tasehallinnan periaatteiden ja tasesähkön hinnoittelun tulee olla harmonisoituja pohjoismaissa. (Fingrid 2017d)

6.7 Automaation merkitys kasvaa säätösähkö- ja reservimarkkinoilla

Automaattisten säätötoimenpiteiden tarve sähköjärjestelmässä tulee kasvamaan, sillä järjestelmän tilan ennustettavuus heikkenee rakennemuutoksen sekä toimijoiden aktiivisemmän osallistumisen myötä. Nykysisä manuaalisia säätöjä täydentämään Pohjoismaisille sähkömarkkinoille on tulossa automaattisia säätöjä. Automaattiselle taajuudenhallintareserville (aFRR) on sovittu perustettavaksi yhteispohjoismainen markkina, jolla kaupankäynti alkaa vuonna 2018. Siihen saakka markkinat ovat kansallisia. Rajasiirtokapasiteetin varaamisen periaatteet aFRR-kapasiteetille on vielä sovittava ennen yhteismarkkinan käyttöönottoa. (Fingrid 2017d)

6.8 Sähkönkuluttajien merkitys

Sähkönkulutuksen joustopotentiaalin tehokas ja markkinaehtoinen hyödyntäminen tulee entistä tärkeämpään rooliin sähköntuotantorakenteen muuttuessa uusiutuvan energiantuotannon kasvun myötä. Esimerkiksi sähkön niukkuustilanteissa paljon sähköä käyttävä teollisuus höytyisi kyvystään siirtää kulutustaan ajallisesti toiseen hetkeen. Kuitenkaan pelkkä suurien

sähkökuluttajien osallistuminen ei riitä ja kysyntäjoustopiiriin on tulevaisuudessa tavoitteena saada yhä enemmän pieniä sähkökuluttajia kotitalouksia myöden. Kotitalouksien osalta suurin joustopotentiali löytyy tällä hetkellä sähkölämmityksistä, joiden ohjauspotentiali on kokonaisuudessaan 1000-2000 MW:n luokkaa. Tulevaisuudessa sähköautojen lisääntyessä ne ja niiden lataaminen on merkittävä joustopotentiali. Kasvihuoneiden ja kaupakeskusten kulutuksesta löytyy tyypillisesti huomattavaa joustopotentialia. (Fingrid 2017d)

Joustavuuden arvo ei nykyisellään näy täysimääräisesti sähkön markkinahinnoissa, eikä näin ollen kannusta sähkömarkkinoille osallistumiseen. Vanhentuneet markkinarakenteet ja toimintamallit myös osaltaan rajoittavat kuluttajien mielenkiintoa markkinoille osallistumisen suhteen. Kulutuksen joustoon kykeneville kohteille, suurteollisuudesta aina kotitalouksiin saakka tulee luoda mahdollisuudet sähkömarkkinoille osallistumiseen ja sitä kautta päästä hyötymään sähkökulutuksen joustostaan. (Fingrid 2017d)

Suuret sähkökäyttäjät Suomessa ovat jo pitkään osallistuneet aktiivisesti sähkömarkkinoille. Suuri osa säätösähkömarkkinoille tulevista tarjouksista tulee sähkökulutuksesta. Tasesähkön hinta kuvaa sähkön hetkellistä arvoa ja niukkuustilanteissa tasesähkön hinta saattaa nousta huomattavan korkealle tasolle. Suuren tuotantolaitoksen vikaantuminen on esimerkiksi tyypillinen tilanne, jolloin hinta nousee merkittävästi. Tällöin teollisuuden kyky joustaa sähkökulutuksessa auttaa merkittävästä sähköjärjestelmän tasapainon ylläpidossa. Markkinatoimijoiden ensisijainen keino suojautua korkeilta tasesähkökustannuksilta on taseessa pysyminen. Nopeille kulutuksen lisäyksille saattaa tulevaisuudessa olla enemmän tarvetta, kun ohjaamaton uusiutuva sähköntuotanto lisääntyy. (Fingrid 2017d)

Nykyiset pääosin energiaperusteiset verkkopalvelutariffit sähkönjakelussa eivät kannusta asiakasta sähkökulutuksen joustoon. Sähköverkon kustannuksista pääosa on luonteeltaan kiinteitä, eivätkä riippuvaisia siirrettävän energian määrästä. Tehopohjainen jakeluverkkotariffi tukisi kysyntäjoustopiirien kehittymistä kannustamalla asiakasta kulutuksen tasaamiseen ja pienimuotoiseen sähkön varastointiin, sillä jakeluverkkotariffin maksu perustuisi verkosta otettuun tehoon. Hinnoittelun tulee joustoon kannustavaa, jotta asiakkaat harkitsevat kysyntäjoustopalveluiden hankkimista. (Fingrid 2017d)

Sähkömarkkinoiden säädöksistä ja toimintamalleista suuri osa on luotu aikana, jolloin sähkötuotannon ennustettavuus oli erilaista tulevaan verrattuna. Suuremmat vaihtelut sähköjärjestelmässä tulevat yleistymään uusiutuvan energiantuotannon lisääntymisen myötä. Pelkääntään sähköntuotannon ja kulutuksen joustoratkaisut eivät tulevaisuudessa riitä tasaamaan sähköjärjestelmän vaihteluita. (Fingrid 2017d) Sähkönvarastointiongelman tulee ratkaistavaksi myös tulevaisuudessa, sillä toistaiseksi sähkön varastointi laajassa mittakaavassa ei ole mahdollista (Viljainen et al. 2011).

Jotta markkinat toimivat tehokkaasti, tulee kaikilla markkinatoimijoilla olla käytössään oikeaa ja ajantasaista tietoa. Kun kaupankäynti siirtyy lähemmäs reaaliaikaa ja samalla markkinatilanne muuttuu aiempaa nopeammin vaatimukset reaaliaikaiselle markkinatiedon saatavuudelle kasvavat. (Fingrid 2017d). Sähkötukkumarkkinoiden kehittyminen luo samalla kehitysedellytyksiä vähittäismarkkinoille, kuten ylikansallisille sähkön vähittäismarkkinoille (Viljainen et al. 2011).

7 YHTEENVETO

Uusiutuvan energiantuotannon lisääntyminen aiheuttaa haasteita sähköjärjestelmälle verkon taajuuden vaihdellessa nopeasti. Säättöön kykenevillä voimalaitoksilla voidaan osallistua verkon tasapainotilan ylläpitämiseen ja saada sitä kautta tuottoa.

Tässä työssä selvitettiin Vantaan Energian sähköntuotantokapasiteetin ominaisuuksia ja valmiutta osallistua sähkön eri markkinapaikoille. Markkinapaikkojen osalta selvitettiin vaatimukset osallistumiselle sekä laskettiin tuottopotentiaaleja, jotta saatiin selville millä markkinalla on saatavissa parasta tuottoa ja miten sähköntuotannon tarjoamista kannattaa kehittää.

Työn tuloksena on, että toiminnan viimeaikainen kehittäminen on ollut kannattavaa. Edelleen on kuitenkin mahdollisuus tehostaa toimintaa ja saada merkittävää lisätuottoa eri markkinapaikkojen tehokkaalla hyödyntämisellä. Suurin hyöty on saatavissa markkinapaikoilta, joilla kaupankäyntivolyymit ovat suurimmat, eli Nord Poolin day ahead ja intraday -markkinoilta. Tehokkaalla hintariippuvien tarjousten jättämisellä day ahead -markkinalle päästään hyötymään sähkönhinnan vaihteluista, kun sähköä tuotetaan silloin eniten, kun siitä saa parhaan hinnan. Intraday -markkinalla sähkön hinta saattaa poiketa day ahead -hinnasta, jolloin hinnanmuutokset kannattaa pyrkiä hyödyntämään. Intraday -markkinalta on saatavassa parempi tuottopotentiaali, kuin säätösähkömarkkinoilta. Säätösähkömarkkinoille kannattaa jättää tarjouksia aina tilanteen niin salliessa, sillä suurimmat tuotot ovat saatavissa tilanteissa, jolloin säätöhinta kohoaa tai laskee poikkeukselliselle tasolle. Myös säätökapasiteetimarkkinoille kannattaa jättää tarjous aina kun se on mahdollista.

Taajuusohjattujen reservien osalta jää selvitettäväksi osallistumiseen liittyvien investointien kannattavuuden arviointi. Sähkömarkkinoiden muutosten seuranta ja niihin reagoiminen antaa hyvät toimintaedellytykset sähkömarkkinoiden tehokkaalle hyödyntämiselle myös jatkossa.

LÄHTEET

Energiateollisuus ry. 2006. Kaukolämmön käsikirja. Helsinki: Kirjapaino Libris Oy.

Energiavirasto. 2017a. Tehoreservijärjestelmä [verkkodokumentti]. [Viitattu 12.7.2017]. Saatavilla <https://www.energiavirasto.fi/tehoreservijarjestelma>

Energiavirasto. 2017b. Tehoreservikapasiteetin hankinta [verkkodokumentti]. [Viitattu 12.7.2017]. Saatavilla <https://www.energiavirasto.fi/documents/10191/0/Tehoreservin+hankintap%C3%A4%C3%A4t%C3%B6s+2017-02-20.pdf/1d210a96-a9ee-4e70-a0e0-17f74a675875>

Erävuori, J. 2000. Virtaa Vantaalta. Espoo: Frenckellin Kirjapaino Oy.

Fingrid. 2017a. Automaattinen taajuudenhallintareservi (aFFR) [verkkodokumentti]. [Viitattu 12.10.2017]. Saatavilla http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/reservit/reservien_hankinta/automaattinen_taajuudenhallintareservi/Sivut/default.aspx

Fingrid. 2016a. Automaattisen taajuudenhallintareservin sovellusohje [verkkodokumentti]. [Viitattu 12.10.2017]. Saatavilla <http://www.fingrid.fi/fi/voimajarjestelma/voimajarjestelmaliitteet/Reservit/2016/Liite%20-%20Automaattisen%20taajuudenhallintareservin%20sovellusohje.pdf>

Fingrid. 2016b. Automaattisen taajuudenhallintareservin tuntimarkkinasopimus [verkkodokumentti]. [Viitattu 17.10.2017]. Saatavilla http://www.fingrid.fi/fi/voimajarjestelma/voimajarjestelmaliitteet/Reservit/2016/aFRR%20sopimus%202016_pohja.pdf

Fingrid. 2017b. Automaattisen taajuudenhallintareservin (FRR-A) hankinta. Toteutuneet tuntikaupat, alassäätökapasiteetti [verkkodokumentti]. [Viitattu 2.11.2017] Saatavilla <http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/taajuusohjatutreservit/automtaajuusfrra/Sivut/toteutuneet-tuntikaupat-alassaatokapasiteetti.aspx>

Fingrid. 2017j. Reservilajit [verkkodokumentti]. [Viitattu 12.6.2017]. Saatavilla <http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/reservit/reservilajit/Sivut/default.aspx>

Fingrid. 2017k. Reservit [verkkodokumentti]. [Viitattu 12.6.2017]. Saatavilla <http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/reservit/Sivut/default.aspx>

Fingrid. 2016c. Sähkönkulutus kaikkien aikojen ennätystasolla 7.1.2016 [verkkodokumentti]. [Viitattu 11.8.2017]. Saatavilla <http://www.fingrid.fi/fi/ajankohtaista/tiedotteet/Sivut%2FS%C3%A4hk%C3%B6nkulutus-kaikkien-aikojen-enn%C3%A4tystasolla-7.1.2016.aspx>

Fingrid. 2017l. Sääntökapasiteettimarkkinat [verkkodokumentti]. [Viitattu 7.6.2017]. Saatavilla <http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/saatosahko/saatokapasiteettim/Sivut/default.aspx>

Fingrid. 2017m. Sääntökapasiteettimarkkinat [verkkodokumentti]. [Viitattu 7.6.2017]. Saatavilla http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/reservit/reservien_hankinta/saatokapasiteetti/Sivut/default.aspx

Fingrid. 2017n. Sääntökapasiteettimarkkinat - Arvio hankintatarpeesta vuodelle 2017 [verkkodokumentti]. [Viitattu 2.11.2017]. Saatavilla <http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/saatosahko/saatokapasiteettim/arvio2017/Sivut/default.aspx>

Fingrid. 2017o. Sääntökapasiteettimarkkinat, toteutunut hankinta [verkkodokumentti]. [Viitattu 2.11.2017]. Saatavilla <http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/saatosahko/saatokapasiteettim/Toteutunuthankinta/Sivut/default.aspx>

Fingrid. 2017p. Sääntösähkömarkkinat [verkkodokumentti]. [Viitattu 13.7.2017]. Saatavilla <http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/tasepalvelut/tasehallinta/saatosahkomarkkinat/Sivut/default.aspx>

Fingrid. 2017q. Sääötötarjouksien summa [verkkodokumentti]. [Viitattu 6.6.2017]. Saatavilla <http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/saatosahko/Sivut/Saototarjouksien-summa.aspx>

Fingrid. 2017r. Taajuuden palautusreservit [verkkodokumentti]. [Viitattu 26.9.2017]. Saatavilla http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/reservit/reservilajit/Taajuuden_palautusreservit/Sivut/default.aspx

Fingrid. 2017s. Taajuuden vakautusreservit [verkkodokumentti]. [Viitattu 26.9.2017]. Saatavilla http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/reservit/reservilajit/Taajuuden_vakautusreservit/Sivut/default.aspx

Fingrid. 2017t. Taajuusohjattu käyttö- ja häiriöreservi [verkkodokumentti]. [Viitattu 10.10.2017]. Saatavilla http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/reservit/reservien_hankinta/taajuusohjattu_kaytto_ja_hairioreservi/Sivut/default.aspx

Fingrid. 2017u. Taajuusohjattujen reservien tuntimarkkinoiden säännöt ja maksut [verkkodokumentti]. [Viitattu 10.10.2017]. Saatavilla <http://www.fingrid.fi/fi/voimajarjestelma/voimajarjestelmaliitteet/Reservit/2017/Liite3%20%20Taajuusohjattujen%20reservien%20yll%C3%A4pidon%20tuntimarkkinas%C3%A4%C3%A4nn%C3%B6t%202017.pdf>

Fingrid. 2017v. Taajuusohjattujen reservien (FCR) hankinta - Vuosimarkkinat. [verkkodokumentti]. [Viitattu 12.10.2017]. Saatavilla <http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/taajuusohjatutreservit/toteutuneettuntikaupat/vuosihinnat/Sivut/default.aspx>

Fingrid. 2017w. Toteutuneet kaupat, taajuusohjattu häiriöreservi (FCR-D) [verkkodokumentti]. [Viitattu 16.10.2017]. Saatavilla <http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/taajuusohjatutreservit/toteutuneettuntikaupat/Sivut/Hairioreservi.aspx>

Fingrid. 2017x. Toteutuneet tuntikaupat, taajuusohjattu käyttöreservi (FCR-N) [verkkodokumentti]. [Viitattu 16.10.2017]. Saatavilla <http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/taajuusohjatutreservit/toteutuneettuntikaupat/Sivut/Kayttoreservi.aspx>

Haakana J., Tikka V., Lassila J., Partanen J., 2017. Methodology to analyze combined heat and power plant operation considering electricity reserve market opportunities. *Energy*, vol 127 pp 408-418.

Haakana J., Tikka V., Lassila J., Partanen J., Rinne S. 2016. Opportunities of bioenergy-based CHP production in balancing renewable power production. 13th International Conference On The European Energy Markets (EEM) pp 1-5.

Huhtinen M., Korhonen, R., Pimiä, T., Urpalainen, S. 2008. Voimalaitostekniikka. Tampere: Juvenes Print -Suomen Yliopistopaino Oy.

Länsi-Suomen Ympäristövirasto. 2008. Päätös lupamääräysten tarkistamisesta Nro 89/2008/2 [verkkodokumentti]. [Viitattu 10.5.2017]. Saatavilla <http://www.ymparisto.fi/download/noname/%7BB325799F-88A3-40CD-AB13-C7F975B2F3BE%7D/83785>

Nord Pool. 2017a. Annual Report 2016 [verkkodokumentti]. [Viitattu 12.7.2017]. Saatavilla http://www.nordpoolspot.com/globalassets/download-center/annual-report/annual-report_2016.pdf

Nord Pool. 2017b. Application Programming Interface [verkkodokumentti]. [Viitattu 25.10.2017]. Saatavilla http://www.nordpoolspot.com/globalassets/trading-and-services/api_product_sheet.pdf

Nord Pool. 2017c. Block order [verkkodokumentti]. [Viitattu 19.7.2017]. Saatavilla <http://www.nordpoolspot.com/TAS/Day-ahead-trading/Order-types/Block-bid/>

Nord Pool. 2017d. Exclusive Group [verkkodokumentti]. [Viitattu 19.7.2017] Saatavilla <http://www.nordpoolspot.com/TAS/Day-ahead-trading/Order-types/exclusive-group/>

Nord Pool. 2017e. Fees - Nordic, Baltics and Germany [verkkodokumentti]. [Viitattu 20.4.2017]. Saatavilla <http://www.nordpoolspot.com/TAS/Fees/Nordic-Baltic/>

Nord Pool. 2017f. Flexi order. [verkkodokumentti]. [Viitattu 19.7.2017]. Saatavilla <http://www.nordpoolspot.com/TAS/Day-ahead-trading/Order-types/Flexi-order/>

Nord Pool. 2017g. How does it work. [verkkodokumentti]. [Viitattu 12.7.2017]. Saatavilla <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Day-ahead-market-Elspot-/>

Nord Pool. 2017h. Intraday auctions. [verkkodokumentti]. [Viitattu 27.11.2017] Saatavilla: <https://www.nordpoolgroup.com/TAS/intraday-trading/intraday-auctions/>

Nord Pool. 2016a. Nord Pool Intraday User Guide [verkkodokumentti]. [Viitattu 18.4.2017] Saatavilla <http://www.nordpoolspot.com/globalassets/download-center/intraday/intraday-user-guide.pdf>

Nord Pool. 2016b. SESAM Web User Guide [verkkodokumentti]. [Viitattu 17.4.2017]. Saatavilla <http://www.nordpoolspot.com/globalassets/archive/sesam-user-guide.pdf>

Nord Pool. 2017i. Single hourly order [verkkodokumentti]. [Viitattu 18.4.2017]. Saatavilla <http://www.nordpoolspot.com/TAS/Day-ahead-trading/Order-types/Hourly-bid/>

Nord Pool. 2017j. Trading [verkkodokumentti]. [Viitattu 12.7.2017]. Saatavilla <http://www.nordpoolspot.com/TAS/>

Tuulivoimayhdistys. 2017. Tuulivoima Suomessa [verkkodokumentti]. [Viitattu 13.6.2017]. Saatavilla <http://www.tuulivoimayhdistys.fi/tietoa-tuulivoimasta/tietoa-tuulivoimasta/tuulivoima-suomessa-ja-maailmalla/tuulivoima-suomessa>

Vantaan Energia Oy. 2016a. Energiavirtaa-lehti 2-2016 [verkkodokumentti]. [Viitattu 15.9.2017]. Saatavilla <https://www.vantaanenergia.fi/magazine/energiavirtaa-lehti-2-2016/luovumme/>

Vantaan Energia Oy. 2017a. Tilinpäätös 2016 Vantaan Energia -konserni [verkkodokumentti]. [Viitattu 5.6.2017]. Saatavilla <https://vantaanenergia.s3-eu-west-1.amazonaws.com/uploads/20170419133222/VE-tilinpaatos-2016.pdf>

Vantaan Energia Oy. 2017b. Vantaan Energia [verkkodokumentti]. [Viitattu 22.4.2017]. Saatavilla <https://www.vantaanenergia.fi/me/vantaan-energia/>

Vantaan Energia Oy. 2017c. Vantaan Energia aikoo siirtyä kaasusta ja kivihiiilestä biovoimaan [verkkodokumentti]. [Viitattu 20.9.2017]. Saatavilla <https://www.vantaanenergia.fi/vantaan-energia-aikoo-siirtya-kaasusta-kivihiiilesta-biovoimaan/>

Vantaan Energia Oy. 2016b. Yhteiskuntavastuuraportti 2015 [verkkodokumentti]. [Viitattu 30.5.2017] Saatavilla https://s3-eu-west1.amazonaws.com/frantic/vantaanenergia/uploads/20160405055146/VE_Yhteiskuntavastuuraportti.valmis.pdf

Viljainen S., Makkonen M., Annala S., Kuleshov D. Vision for european Electricity Markets in 2030. [verkkodokumentti]. [Viitattu 27.11.2017] Saatavilla <http://www.doria.fi/bitstream/handle/10024/69361/isbn%209789522650740.pdf?sequence=3&isAllowed=y>

Wind Europe. 2017. Wind in Power 2016 European statistics [verkkodokumentti]. [Viitattu 15.6.2017]. Saatavilla <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Statistics-2016.pdf>