

Miska Örmälä

# TASEMALLIN MUUTOKSEN VAIKUTUKSET VESIVOIMAN TUOTTAJALLE

Diplomityö  
Tekniikan ja luonnontieteiden tiedekunta  
Seppo Syrjälä  
Pertti Järventausta  
Joulukuu 2020

# TIIVISTELMÄ

Miska Örmälä  
Tasemallin muutoksen vaikutukset vesivoiman tuottajalle  
Tampereen yliopisto  
Konetekniikan DI-tutkinto-ohjelma  
Diplomityö  
Joulukuu 2020

---

Vesivoima on pohjoismaisen sähköjärjestelmän kannalta tärkein uusiutuva energianlähde. Sähköjärjestelmässä sähkön tuotannon ja kulutuksen on oltava jatkuvasti tasapainossa. Tasapainoa ylläpitääkseen järjestelmä tarvitsee säätövoimaa. Vesivoiman ominaisuudet soveltuvat erinomaisesti säätövoiman tuotantoon ja siksi se toimii merkittävimpana säätövoiman tuottajana Pohjoismaissa. Sähköverkossa jatkuvasti muuttuvan kulutuksen lisäksi myös uusiutuvien energianlähteiden osuuden kasvaminen lisää säätövoiman tarvetta entisestään.

Sähköjärjestelmän on oltava myös kaupallisesti tasapainossa. Taseselvityksen tarkoituksena on muodostaa sähkömarkkinoille taloudellinen tasapaino kunkin käyttötunnin jälkeen. Taseselvityksen tuloksena selviää sähkömarkkinaosapuolten väliset sähköntoimitukset. Taseselvityksessä sähkön tuotantoa ja kulutusta käsitellään sähkötaseiden avulla. Nykyisin voimassa olevassa taseselvitysmallissa sähkön tuotanto ja kulutus käsitellään omilla taseissaan. Sähkön kulutus käsitellään kulutustaseessa ja tuotettu sähkö tuotantotaseessa. Tuotantotaseen poikkeama syntyy, kun taseselvitysajaksella tuotettu sähköenergia eroaa tuotantosuunnitelmasta. Nykyisin tuotantotaseen poikkeamalle sovelletaan niin kutsuttua kaksihinnoittelua. Siinä tasesähkön ostolle ja myynnille sovelletaan kahta eri hintaa.

Eurooppalaisen sähkömarkkinoiden harmonisoinnin myötä pohjoismaissa ollaan siirtymässä yhden taseen ja hinnan malliin. Siinä sähkön tuotanto ja kulutus käsitellään samassa taseessa. Tuotantotaseen myötä taseselvityksestä poistuvat myös tuotantosuunnitelmat, ja yhden taseen kokonaistasepoikkeamalle sovelletaan vain yhtä hintaa.

Tämän tutkimuksen päätavoitteena oli analysoida tulevan taseselvitysmallin muutoksen taloudellisia vaikutuksia vesivoiman tuottajan näkökulmasta. Lisäksi työssä pohdittiin, miten markkina tulee reagoimaan muutokseen, ja mitä lieveilmiöitä mahdollisesti voidaan havaita. Työ toteutettiin kirjallisuusselvityksen ja laadullisen haastattelututkimuksen keinoin. Tärkeimpinä kirjallisuuslähteinä toimivat Suomen kantaverkon Fingridin, pohjoismaisen taseselvitysyksikkö eSettin ja pohjoismaisen tasehallintahankkeen sähköiset aineistot. Tutkimuksen haastattelut toteutettiin puolistrukturoituina teemahaastatteluina. Haastateltavat olivat sähkömarkkinoiden asiantuntijoita eri puolilta energiasektoria.

Lähdeaineiston ja haastatteluiden avulla saatiin kattavasti monipuolisia näkemyksiä markkinoiden kehitysnäkymistä tasemallin muutoksen aikana ja sen jälkeen. Haastatteluissa taseselvitysmallin muutos nähtiin luonnollisena osana jatkuvasti muuttuvaa ympäristöä. Yleisesti muutoksesta nähtiin hyötyvän kaikkien sähköntuottajien. Erityisesti säätökykyisen tuotannon näkökulmasta taseselvitysmallin muutoksen nähtiin tuovan lisää joustavuutta ja taloudellista vakautta toiminnalle. Vesivoiman tuottajan näkökulmasta katsottuna oman taseen tasapainottaminen helpottuu ja tasekustannukset laskevat yksitasemalliin siirryttäessä. Tuotantotaseen poistumisen myötä esimerkiksi sähköntuotannon äkilliset muutokset eivät enää altista toimijoita yhtä voimakkaalle tasesähkön hintariskille kuin kaksitasemallissa. Työssä vertailtiin myös todelliseen sähkömarkkinadataan perustuen taloudellisia vaikutuksia tasemallien välillä. Tulokset tukivat haastatteluissa esiin nousseita näkemyksiä hyödyistä, mitä taseselvitysmallin muutoksen myötä voidaan saavuttaa.

Avainsanat: tasemallin muutos, taseselvitys, vesivoima

Tämän julkaisun alkuperäisyys on tarkastettu Turnitin OriginalityCheck –ohjelmalla.

# ABSTRACT

Miska Örmälä

The Impacts of Nordic balance settlement model evolution on Hydropower producers

Tampere University

Master's Degree Programme in Mechanical Engineering

Master of Science Thesis

December 2020

---

Hydropower is the most essential renewable energy source in the Nordic power grid. The frequency of the grid must continuously stay in balance in the power system. To maintain the balance of the grid there must always be load following power resources available. The features of hydropower are highly suitable for load following power generation and therefore hydropower is a major operator in balancing power on the grid of Nordic countries. Furthermore, the continuous increase of renewable energy production in power grid leads to increasing need of regulation power.

The imbalance settlement is conducted after every imbalance settlement period. Imbalance settlement determines the electricity deliveries between the parties operating in the electricity market. Electricity production and consumption are handled with in two different balances called production balance and consumption balance. The deviation in production balance is formed when the actual production differs from the production plan. Separate prices are calculated for the purchase and sales of imbalance power in the two-price system. Due to the European harmonization of the electricity market, the balance settlement model in Nordic countries will change to a one balance and price model in future. Renewed model includes a single imbalance price and a single balancing responsible party position.

The aim of this study was to analyze the economic influence on hydropower producers when transitioning to the new single balance settlement model and to consider, if there were any unforeseen events that would affect the electricity market participants on this turning point. The study was conducted with the methods of a literature review and a qualitative interview survey. The interviewees consisted of electricity market specialists around the energy sector.

The interview surveys in this study provided comprehensive and diverse insight into the development prospects of the electricity markets during the change of the balance settlement model. The change was considered as a natural part of a continuously changing environment. In general, it was deducted, that all electricity producers were seen to will benefit from the change. Especially from hydropower productions point of view, the change of the balance settlement model was considered to bring more flexibility and financial stability to operations. In addition, the balance control will be more effortless, and the costs of balance deviations will decrease. For example, the sudden changes in power generation will no longer expose the participants to as high imbalance power price risk as in two balance model. In this study it was also compared the economic effects between balance models based on actual electricity market data were compared. The results supported the views expressed in the interviews on the benefits that can be achieved with the model change.

Keywords: balance settlement model, imbalance settlement, hydropower

The originality of this thesis has been checked using the Turnitin OriginalityCheck service.

# ALKUSANAT

Tämä diplomityö on tehty Enerim Oy:n toimeksiannosta. Kiitos Enerimille tästä mahdollisuudesta. Erityiskiitokset haluan osoittaa työn ohjaajalle DI Matti Kolehmaiselle kaikesta tuesta, neuvoista ja rakentavasta palautteesta projektin aikana. Kiitos myös työn tarkastajalle yliopistonlehtori Seppo Syrjälälle. Lisäksi haluan kiittää DI Joonas Rautavaa, joka auttoi etsimään sopivaa diplomityön aihetta ja neuvoi pääsemään työssä alkuun.

Kiitos haastatteluihin osallistuneille osapuolille monipuolisista sekä perustelluista näkemyksistä. Annoitte arvokasta tietoa, jota ilman työn tulokset olisivat olleet merkittävästi suppeammat. Kokonaisuudessaan tämän työn tekeminen oli opettavainen matka, jonka aikana opin paljon uutta sekä pääsin tutustumaan moniin kiinnostaviin ilmiöihin ja ihmisiin. Työn kirjoittaminen myös antoi lisää ammatillista näkemystä omiin työtehtäviini, joita diplomityön ohessa hoidin.

Lopuksi todettakoon tämän työn olleen viimeinen etappi opiskeluissani Tampereen yliopistossa. Kiitokset kuluneista vuosista opiskelutovereilleni, joiden kanssa vietimme lukemattomat illat niin oppikirjojen äärellä kuin vapaallakin. Haluan osoittaa myös lämpimät kiitokset Annille sekä vanhemmilleni, jotka jaksoivat tukea ja kannustaa minua opintojeni aikana.

Porvoossa, 21. joulukuuta 2020

Miska Örmälä

# SISÄLLYSLUETTELO

1. JOHDANTO .....	1
2. VESIVOIMA .....	4
2.1 Vesivoima energiantuotantomuotona .....	4
2.2 Vesivoimalaitokset Suomessa.....	6
2.3 Vesistöjen säännöstely .....	10
3. POHJOISMAISET SÄHKÖMARKKINAT .....	14
3.1 Sähkön fyysinen tukkumarkkina.....	14
3.1.1 Elspot.....	18
3.1.2 Elbas.....	21
3.2 Reservimarkkinat .....	23
3.2.1 Taajuusohjatut reservit.....	25
3.2.2 Säättö- ja säätökapasiteettimarkkinat .....	29
4. POHJOISMAINEN TASESELVITYSMALLI .....	33
4.1 Kahden taseen ja hinnan malli .....	33
4.2 Tasehallinta .....	35
4.3 Taseselvitys .....	37
4.4 Yhden taseen ja -hinnan malli .....	43
5. TULOKSET .....	48
5.1 Tasemallin muutos.....	48
5.1.1 Tuotantotaseen poistuminen.....	48
5.1.2 Tasesähkökustannukset .....	50
5.1.3 Markkinan kehitysnäkymät.....	51
5.2 Kustannusvaikutukset .....	53
5.2.1 Välittömät kustannusvaikutukset tasemallien välillä .....	54
5.2.2 Vaikutukset risteilyhyötyihin ja tasepalvelumaksuihin.....	59
5.2.3 Säättökykyisen tuotannon mahdollisuudet .....	61
6. YHTEENVETO.....	67
LÄHTEET .....	69

# KUVALUETTELO

<b>Kuva 1.</b>	<i>Vuosina 1960–2018 vesivoimalla tuotetut vuosienenergiat</i> .....	5
<b>Kuva 2.</b>	<i>Sähköntuotanto tuotantomuodoittain suomessa vuonna 2018</i> .....	5
<b>Kuva 3.</b>	<i>Vesivoimalan periaatekuva (Ampuja 2014)</i> .....	7
<b>Kuva 4.</b>	<i>Vesivoimalaitosten jaottelutapoja</i> .....	8
<b>Kuva 5.</b>	<i>Suomen vesivoimalaitosten jakautuminen laitosten nimellistehojen ja putouskorkeuksien mukaan</i> .....	9
<b>Kuva 6.</b>	<i>Kaplan-turbiini ja sen osat. A: generaattori, B: turbiini, 1. staattori, 2. roottori, 3. johdesiivekkeet, 4. turbiinin lavat, 5. veden kulkusuunta, 6. turbiini-generaattoriakseli (USACE 2019)</i> .....	10
<b>Kuva 7.</b>	<i>Sähköjärjestelmän kaupallinen rakenne. Perustuu lähteeseen (Järventausta 2017)</i> .....	15
<b>Kuva 8.</b>	<i>Pohjoismaiden ja Baltian hinta-alueet ja aluehinnat 7.1.2019 käyttötunnilla 07-08 (NP 2020a)</i> .....	17
<b>Kuva 9.</b>	<i>Systeemihinnan muodostuminen. Perustuu lähteeseen (Rantalainen 2019)</i> .....	18
<b>Kuva 10.</b>	<i>Sähkön markkinahinnan muodostumisen periaate sekä päästökaupan vaikutus sähkön hintaan (ELFI 2020b)</i> .....	20
<b>Kuva 11.</b>	<i>Vesivarastojen ja systeemihinnan kehitys vuosina 2000–2014 (Fortum 2015)</i> .....	21
<b>Kuva 12.</b>	<i>Elbas-kaupankäynnin volyyymi vuosina 2007–2017 (NP 2017)</i> .....	23
<b>Kuva 13.</b>	<i>Ydin- ja vesivoiman tuotanto 18.-19.7.2018 (FG 2020p; ÅF 2019a)</i> .....	24
<b>Kuva 14.</b>	<i>Pohjoismaiset reservituotteet (FG 2020j)</i> .....	25
<b>Kuva 15.</b>	<i>Taajuuden vakautusreservien aktivoituminen (FG 2020d)</i> .....	27
<b>Kuva 16.</b>	<i>Säätöhinnan muodostumisen periaate (Partanen et al. 2014)</i> .....	30
<b>Kuva 17.</b>	<i>Säätösähköhintojen kehitys viikolla 11, v. 2020 (NP 2020c)</i> .....	31
<b>Kuva 18.</b>	<i>Kahden taseen malli (FG 2020a)</i> .....	33
<b>Kuva 19.</b>	<i>Taseselvityksen ja -vastuun periaate (Järventausta 2017)</i> .....	38
<b>Kuva 20.</b>	<i>eSettin suhteet muihin markkinaosapuoliin (eSett 2020a)</i> .....	40
<b>Kuva 21.</b>	<i>Tasepoikkeaman määräytyminen. Perustuu lähteeseen (NBM 2019)</i> .....	44
<b>Kuva 22.</b>	<i>Pohjoismaisen tasehallintahankkeen tiekartta (NBM 2020a)</i> .....	47
<b>Kuva 23.</b>	<i>Tasesähkön ja Elspot-markkinan hinnat 1.10. – 31.11.2019</i> .....	54
<b>Kuva 24.</b>	<i>Vesivoiman tuotantodata</i> .....	55
<b>Kuva 25.</b>	<i>Tuulivoiman tuotantodata</i> .....	56
<b>Kuva 26.</b>	<i>Yhteistuotantodata</i> .....	56
<b>Kuva 27.</b>	<i>Tasemallien kustannuserojen kertymät tasevastaavien välillä</i> .....	58
<b>Kuva 28.</b>	<i>Esimerkkitapauksen eri tuotantomuotojen kertymät</i> .....	60
<b>Kuva 29.</b>	<i>Tapaus 1: tuotantovaihtoehdot</i> .....	63
<b>Kuva 30.</b>	<i>Tapaus 2: tuotantovaihtoehdot</i> .....	64
<b>Kuva 31.</b>	<i>Tuotantovaihtoehtojen tuottojen kertymät</i> .....	65

# LYHENTEET JA MERKINNÄT

EnerimEMS	Enerim Oy:n energiahallintajärjestelmä
FCR	engl. Frequency Containment Reserve, taajuuden vakautusreservi
FRR	engl. Frequency Restoration Reserve, taajuuden palautusreservi
NBM	engl. Nordic Balancing Model, pohjoismainen tasehallintahanke
NBS	engl. Nordic Imbalance Settlement, yhteispohjoismainen taseselvitysmalli
OTC-markkinat	engl. Over The Counter, sähköpörssin ulkopuoliset markkinat
VoAA	engl. Value of Avoided Activation, hinta, jota käytetään tilanteessa, jossa ei ole tehty säätöjen aktivointeja
<i>P</i>	teho, W
<i>g</i>	putoamiskiihtyvyys, m/s <sup>2</sup>
<i>h</i>	putoukorkuus, m
<i>Q</i>	tilavuusvirta, m <sup>3</sup> /s
<i>η</i>	hyötysuhde, -
<i>ρ</i>	tiheys, kg/m <sup>3</sup>

# 1. JOHDANTO

Virtaavan veden avulla on tuotettu sähköenergiaa Suomessa jo yli sadan vuoden ajan. Vesivoiman merkitys energiantuotannon ja voimajärjestelmän ylläpitämisen kannalta Pohjoismaissa on hyvin merkittävä. Vesivoiman järjestelmää tasapainottavan luonteen merkitys kasvaa entisestään muiden uusiutuvien energiantuotantomuotojen osuuden lisääntyessä energiantuotannossa. Vesivoima päästöttömänä ja joustavana energiantuotantomuotona herättää myös keskustelua siihen liittyvän vesistöjen säännöstelyn osalta. (ÅF 2019a) Vesistöjen säännöstelyn tavoitteena on ensisijaisesti vesivoimatalous sekä tulvasuojelu mutta näiden vaikutus vesistöjen palveluihin, virkistyskäyttöön ja lajistonsuojelullisiin seikkoihin nostaa ajoittain esiin eriäviä näkemyksiä vesivoiman hyödyistä.

Sähköjärjestelmän fyysisessä rakenteessa sähköenergia siirretään sähköverkon kautta tuotantolaitoksilta kulutuskohteisiin. Sähkön tuotannon ja kulutuksen kaupallinen käsittely tapahtuu sähkötaseiden avulla. Pohjoismaissa on ollut käytössä vuodesta 2009 alkaen kahden taseen ja hinnan malli. Siinä sähkön tuotanto ja kulutus käsitellään omissa taseissaan (FG 2020a). Tärkeänä osana tuotantotasetta on ollut ennen käyttötuntia lähetettävä tuotantosuunnitelma, jonka perusteella on voitu laskea sähkömarkkinaosapuolen toteutuneen sähköntuotannon ja -suunnitelman erotus, jota kutsutaan tuotantotasepoikkeamaksi. Kaksitasemallisissa tuotanto- ja kulutustaseen poikkeamille on sovellettu erilaista hinnoittelua, jonka tarkoitus on ollut kannustaa sähköntuottajia tuotantosuunnitelmien noudattamiseen.

Osana sähkömarkkinoiden eurooppalaista harmonisointia, Pohjoismaissa ollaan siirtymässä yhden taseen ja -hinnan malliin. (NBM 2020) Uudessa mallissa sähkömarkkinaosapuolen sähkön tuotanto ja kulutus käsitellään yhdessä taseessa. Tällöin tasepoikkeama lasketaan sähkön tuotannon ja kulutuksen perusteella eivätkä tuotantosuunnitelmat ole enää osa taseselvitystä. Myös kahden taseen mallin tuotantotaseelle kohdistettava kaksihinnoittelujärjestelmä poistuu, ja jatkossa tasepoikkeamalle sovelletaan yhden hinnan menetelmää. Taseselvitysmallin muutos tulee vaikuttamaan erityisesti sähköntuottajiin ja heidän kustannuksiinsa.



Tämän tutkimuksen päätavoitteena on analysoida tulevan taseselvitysmallin muutoksen taloudellisia vaikutuksia vesivoiman tuottajan näkökulmasta, kun vertailukohtana on nykytilanne ja nykyisen taseselvitysmallin mukainen kustannusrakenne. Tämän lisäksi työssä pohditaan, miten markkina yleisesti reagoi ja käyttäytyy tulevassa markkinamurroksessa sekä minkälaisia vaikutuksia tai lieveilmiöitä voidaan havaita myöhemmin. Tutkimuksen tulosten avulla halutaan oppia tuntemaan uutta markkinaa monipuolisesti sekä pyrkiä toimimaan siellä tehokkaasti. Tämä työ rajataan käsittelemään yhden taseen ja -hinnan malliin siirtymisen vaikutuksia erityisesti vesivoiman tuottajan näkökulmasta. Vaikutukset muille energia-alan toimijoille rajataan tämän työn fokuksen ulkopuolelle. Taseselvitysmallin muutokseen kuuluu tase- ja hinnoittelumuutosten lisäksi myös niin sanotun varttitaseen ja eurooppalaisten reservimarkkinapaikkojen käyttöönotot mutta näiden vaikutuksia ei tässä työssä käsitellä laajemmin.

Työn on teettänyt kohdeyritys, joka tuottaa järjestelmiä ja liiketoimintaprosesseja älykkäisiin verkkoihin ja mittauksiin sekä energiamarkkinatoimintoihin eurooppalaisille toimijoille. Yritys toimii sähkömarkkinoilla palvelutoimittajan roolissa. Palvelutoimittajana yritys tarjoaa operatiivisia tasehallinta- ja taseselvityspalveluja muille markkinaosapuolille, kuten tasevastaaville, verkonhaltijoille ja sähkön myyjille. Lisäksi kohdeyritys tuottaa muun muassa vesivoiman tuotannonsuunnittelu-, käyttö- ja valvontapalveluita useille kotimaisille vesivoiman tuottajayhtiöille.

Tutkimus toteutetaan kirjallisuusselvityksen ja laadullisen haastattelututkimuksen keinoin. Kirjallisuusselvityksen avulla pyritään lisäämään ymmärrystä tutkimuksen kohteesta sekä vallitsevasta toimintaympäristöstä. Keskeisimpänä lähteenä työssä toimii Suomen kantaverkkoyhtiö Fingrid, joka on Suomen kannalta merkittävässä roolissa taseselvitysmallin muutoksessa. Fingrid toimii järjestelmävastaavana ja on siten vastuussa valtakunnallisesta tasehallinnasta ja sähkönsiirtoverkon toiminnasta. Edellä mainitun lisäksi työssä hyödynnetään muun muassa pohjoismaisen taseselvitysyksikön eSettin, viranomaisjärjestö ACER:n, kantaverkkoyhtiöiden yhteistyöjärjestö ENTSO-E:n ja pohjoismaisen tasehallintahankkeen NBM:n aineistoja. Työssä käytettävät lähteet löytyvät lähdeluettelosta.

Työssä toteutetaan kolme haastattelua, joiden kohteena on eri asemissa olevia sähkömarkkinoiden asiantuntijoita. Haastattelut toteutetaan puolistrukturoitujen teemahaastattelujen avulla. Täydelliset tiedot haastateltavista löytyvät lähdeluettelosta. Valitussa haastattelumenetelmässä haastattelut koostuvat ennalta valikoiduista aihepiireistä, joiden pohjalta on tarkoitus käydä myös vapaata keskustelua ja mahdollisesti nostaa esiin uusia näkökulmia aiheeseen liittyen. Haastateltavat osapuolet on valikoitu siten, että näkökulmia aihepiiriin saataisiin mahdollisimman monipuolisesti. Haastatteluista kerätyn

aineiston avulla pyritään laajentamaan käsitystä tutkittavasta aiheesta sekä saamaan näkemyksiä sähkömarkkinoiden tulevasta kehityksestä. Aineiston pohjalta tehdään vertailua ja pyritään löytämään haastateltavien näkemyksistä yhtäläisyyksiä ja eroavaisuuksia keskenään. Lisäksi työssä tehdään laskelmia, joiden avulla voidaan näyttää taloudellisia vaikutuksia eri tasemallien välillä. Tutkimuksessa haastattelumetodin valintaan vaikutti tutkimuskysymyksiin vastaamiseen vaadittava monipuolinen tieto, jota ei koettu olevan saatavissa aikaisemmista tutkimuksista riittävän kattavasti.

Työ alkaa vesivoiman ja siihen liittyvän säännöstelyn periaatteiden kuvaamisella, jotka on esitetty luvussa 2. Sähkömarkkinoiden toimintaa Pohjoismaissa on kerrottu luvussa 3, jossa käydään läpi sähkön fyysisiä tukkumarkkinoita sekä vesivoiman kannalta keskeisiä säätö- ja reservimarkkinoita. Luvussa 4. perehdytään tasehallintaan ja –selvitykseen sekä esitellään kuvaukset eri taseselvitysmalleista. Työssä toteutettuja haastateltuja analysoidaan luvussa 5., jossa käydään läpi myös kustannuslaskentaa eri tasemallien välillä. Työn tärkeimmät tulokset ja johtopäätökset on koostettu lukuun 6.

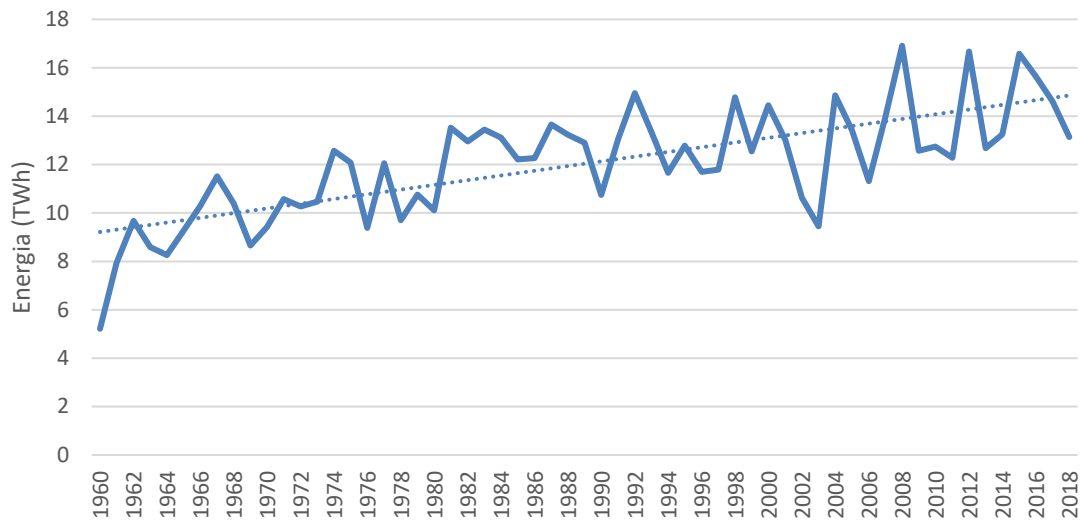
## 2. VESIVOIMA

Tässä luvussa käsitellään vesivoiman perusteita sekä vesivoiman merkitystä Suomen sähköjärjestelmässä. Luvussa käsitellään myös suomalaisten vesivoimalaitosten ominaispiirteitä sekä hydrologisia olosuhteita. Lisäksi perehdytään vesistöjen säännöstelyyn sekä vesivoimatalouden merkitykseen osana vesistöjen säännöstelyä.

### 2.1 Vesivoima energiantuotantomuotona

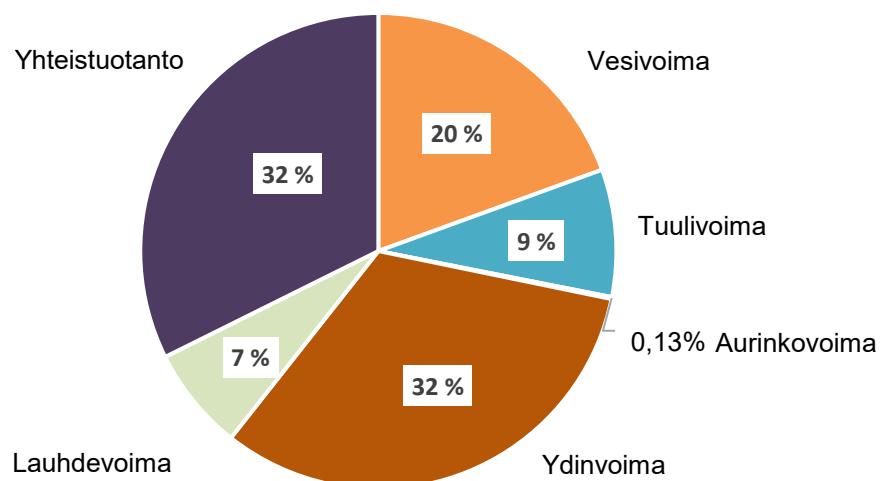
Virtaavan veden energiaa päästiin hyödyntämään Suomessa jo 1300-luvulla, kun ensimmäiset vesimyllyt saapuivat Suomeen. Tuolloin vesivoiman käyttö ja rakentaminen katsotaan alkaneeksi. (ELY 2017) Alkuvuosina vesimyllyt tuottivat mekaanista energiaa maatalouden ja teollisuuden tarpeisiin, kuten esimerkiksi viljan jauhamiseen. Myöhemmin yhteiskunnan sähköistymisen myötä vesivoima energiantuotannossa tuli merkitykselliseksi. Määrätietoisempi jokien ja koskien valjastaminen sähköntuotantoon alkoi, kun 1900-luvun alun teollistuvan Suomen sähköntarve alkoi kasvaa. Tehokkaasta rakentamisesta kertoo se, että Suomen vesivoimalaitosten tuotantokapasiteetti kaksinkertaistui vuosien 1919–1930 aikana noin 100 megawattista 200 megawattiin.

Toisen maailmansodan jälkeen vesivoiman rakentaminen Suomessa jatkui yhteiskunnan sähköntarpeen yhä kasvaessa. Nykyisen laitospalkan voidaan todeta olevan suurilta osin peräisin tuolta ajalta (ELY 2017). Voimalaitospalkan kasvun seurauksena myös vesivoimalla tuotetun kokonaisenergian määrä on kasvanut. Kuvassa 1 on esitetty vuosien 1960 ja 2018 välisenä aikana Suomessa vesivoimalla tuotettu vuosittainen energiamäärä (TK 2020).



**Kuva 1.** Vuosina 1960–2018 vesivoimalla tuotetut vuosienergiat

Kuvasta nähdään, että vesivoimalla tuotetun energian osuus on kasvanut vuosikymmenten varrella. Laitosten lukumäärän kasvun lisäksi myös muun muassa vuotuiset sademäärät sekä laitos- ja turbiinitekniikan kehittyminen energiataloudellisempaan suuntaan vaikuttavat vuotuisen energiantuotantoon. Vesivoimalla tuotetut vuosienergiat ovat hyvin riippuvaisia vuosittaisesta vesitilanteesta. Vesitilanteella tarkoitetaan vesivarastoihin, kuten järviin, lumeen, jäähän sekä maa- ja pohjavesivarastoihin varastoitunutta vesimassaa. Myös ilmakehän sisältämä vesi ja siitä muodostuva vesivarasto toimii tärkeänä osana hydrologista kiertoa (Leppäranta *et al.* 2017). Vuonna 2018 Suomessa vesivoimalla tuotetun energian osuus oli koko energiantuotannosta noin 20 % (TK 2020). Kuvassa 2 on esitetty Suomessa vuonna 2018 tuotettu energia tuotantomuodoittain.



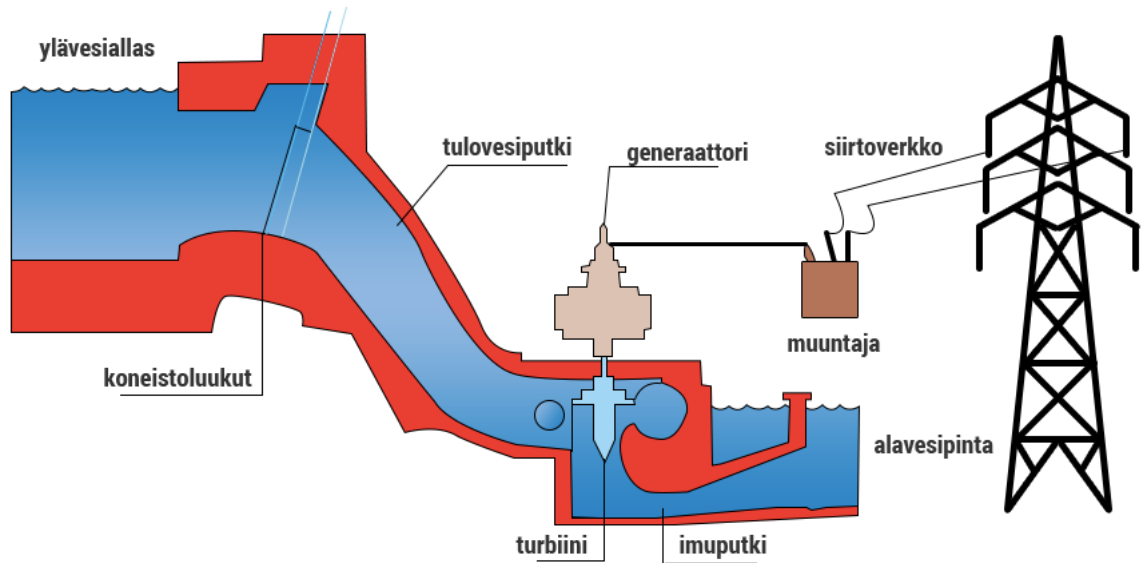
**Kuva 2.** Sähköntuotanto tuotantomuodoittain suomessa vuonna 2018

Kuvasta 2. nähdään, että vesivoiman osuus kotimaisessa energiantuotannossa on merkittävä ydinvoiman ja energian yhteistuotannon rinnalla. Nykyaikaisessa pohjoismaisessa sähköjärjestelmässä vesivoimaa käytetään perusvoiman, huippuvoiman ja erityisesti säätövoiman tuotantoon. (Energiateollisuus 2019a) Säätövoimalla tarkoitetaan sellaista säädettävää sähköntuotantoa, joka kykenee reagoimaan sähköverkossa muun sähköntuotannon ja -kulutuksen väliseen vaihteluun. Säätövoimaa tarvitaan, sillä sähköverkossa sähkön kulutuksen ja tuotannon pitää olla jatkuvasti tasapainossa, jotta verkon taajuus säilyy sille asetetuissa raja-arvoissa. Yksinkertaistetusti voidaan todeta, että mikäli sähköverkossa kulutusta on enemmän kuin tuotantoa, verkon taajuus laskee, ja tuotannon ollessa suurempaa kuin kulutus, taajuus kasvaa. Suomessa sähköverkon taajuuden sallittu vaihteluväli on 49,9 Hz – 50,1 Hz, jonka ylläpidosta vastaa pääasiallisesti Suomen sähkönsiirtoverkon haltia kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj (FG 2019b). Valtaosa päivän sisäisten kulutuserojen tasaamisesta toteutetaan vesivoimalla (ÅF 2019a) mutta vesivoima voi osallistua myös pidempiaikaiseen säätöön.

Vesivoima soveltuu säätövoiman tuottajaksi erityisen hyvin, sillä laitosten tuottaman tehon säätäminen on yleisesti ottaen yksinkertaista ja nopeaa. Jos voimalaitoksella on riittävästi vesimassaa käytettävissä, kuten suuri yläpuolinen allas vesivarastona, voidaan vettä ajaa laitoksen vesiteiden läpi haluttuna ajankohtana ja muuntaa näin veden potentiaalienergiaa mekaaniseksi turbiinin pyörimisenergiaksi ja generaattorin välityksellä sähköenergiaksi. Säätöön osallistumista voivat kuitenkin rajoittaa erinäiset tekniset rajoitteet tai vesien käyttöön ja säännöstelyyn liittyvät luvat sekä määräykset, joista on kerrottu tarkemmin luvussa 2.3.

## 2.2 Vesivoimalaitokset Suomessa

Olosuhteet asettavat Suomessa toimiville vesivoimalaitoksille omanlaiset vaatimuksensa, jotka määräytyvät muun muassa vesistöjen, sademäärien, ja korkeuserojen mukaan. Edellä mainitut ominaisuudet vaikuttavat käytössä oleviin vesivoimalaitostyyppeihin ja niiden turbiiniratkaisuihin. Vuonna 2019 sähköntuotannossa olevia vesivoimalaitoksia Suomessa oli 221, joiden yhteenlaskettu nimellisteho oli noin 3200 MW ja säätöön kykenevää kapasiteettia noin 2100 MW (PVVY 2009). Vesivoimalaitos ei tarkoita ainoastaan voimalarakennusta koneistointeen, vaan myös siihen liittyviä toiminnan mahdollistavia osakokonaisuuksia. Näitä ovat esimerkiksi erilaiset patorakennelmat, muuntamot, voimalan vastuussa olevat verkko-osuudet, kiinteistöt ja tiet. Vesivoimalan peruskomponentit on esitetty kuvassa 3.



**Kuva 3.** Vesivoimalan periaatekuva (Ampuja 2014)

Kuvan mukaisesti ylävesiallas sijaitsee laitoksen yläpuolella, josta vesi virtaa koneistoluukkujen kautta tulovesiputkeen, josta vesi johdetaan turbiinille. Turbiinin pyörimisenergia muunnetaan generaattorin välityksellä sähköenergiaksi, joka siirretään sähkönsiirtoverkkoon. Turbiinin jälkeen vesimassa virtaa imuputken kautta laitoksen alapuoliseen altaaseen, josta vesi jatkaa matkaansa vesistössä. Useilla laitoksilla on käytettävissään myös ohjauksutusluukkuja, joista vesi voidaan tarpeen vaatiessa ohjata turbiinin ohitse. Niin kutsuttu laitoksen putouskorkeus määräytyy laitoksen ylä- ja alavesipintojen korkeuseron perusteella.

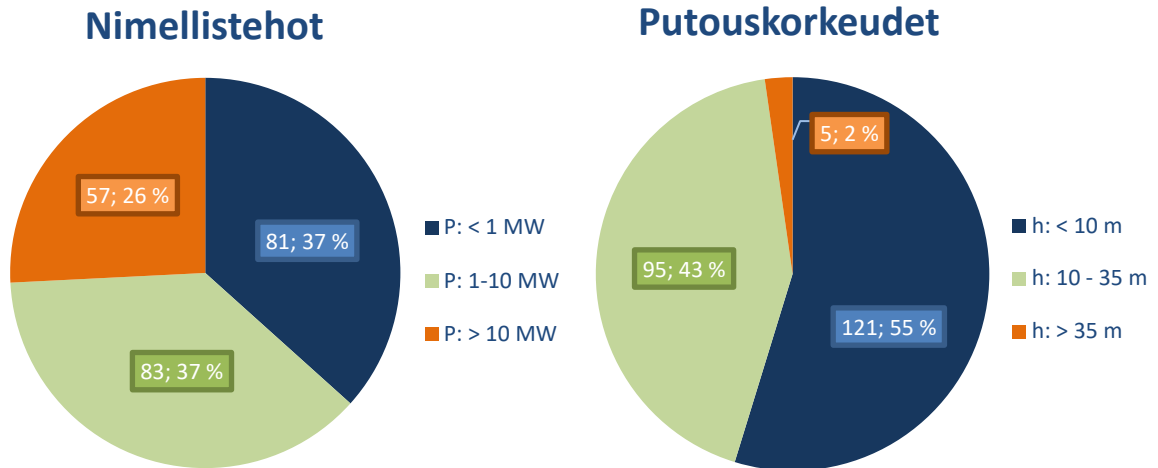
Vesivoimalaitosten jaottelutapoja on useita. (PVVY 2009) Laitokset voidaan jaotella nimellistehon mukaisesti mini-, pien-, tai suurvesivoimaan. Minivesivoimaksi luokitellaan nimellisteholtaan alle 1 MW:n laitokset, pienvesivoimaksi 1–10 MW:n laitokset ja suurvesivoimaksi yli 10 MW:n laitokset. Kokoluokittelu perustuu Tilastokeskuksen käyttämään jaotteluun ja voi vaihdella eri maissa (ÅF 2019a; TEM 2018). Lisäksi laitokset voidaan luokitella käyttötavan, rakennetyypin, putouskorkeuden tai voimalaitoskoneiston sijainnin mukaisesti. Eri jaottelutapoja on esitetty kuvassa 4.



**Kuva 4.** Vesivoimalaitosten jaottelutapoja

Käyttötavan mukaisella luokittelulla tarkasteltuna suurin osa Suomessa säätövoimantuotantoon osallistuvasta vesivoimasta on jokivoimalaitoksia. (ÄF 2019a) Jokivoiman säätöön osallistumista kuitenkin rajoittaa usein niiden pieni yläpuolisen altaan kapasiteetti, jolloin laitoksen pidempiaikainen tulovirtaamasta poikkeava juoksutus ei ole mahdollista. Tämän vuoksi jokivoimalaitokset kykenevät yleensä vain muutamia tunteja ennalta suunnittelemaan tehonsäätöön, ja ennakoituissa tapauksissa pidempään. On myös sellaisia jokilaitoksia, joilla ei ole käytännössä lainkaan yläpuolista varastoallasta, joten juoksutuksen on noudatettava joen virtaamaa eikä säätöön osallistuminen ole tällöin mahdollista. Allaslaitokset ovat säätöstelylaitoksia, jotka on rakennettu esimerkiksi järven tai tekoaltaan reunalle. Ne pystyvät usein sääntelemään energiantuotantoaan lisäämällä tai vähentämällä varastoaltaidensa juoksutusta lupaehtojen sallimissa rajoissa. Niiden mahdollisuudet osallistua pidempiaikaiseen säätöön on myös keskimääräisesti parempi kuin jokivoimaloiden.

Valtaosa Suomen vesivoimasta on joki- ja allaslaitoksia, jotka kuuluvat nimellistehon mukaisen jaottelun perusteella mini- ja pienvesivoimaan. Kuvassa 5 on esitetty Suomalaisen vesivoimalaitosten jakautuminen nimellistehojen ja putouskorkeuksien mukaan (ÄF 2019b).



**Kuva 5.** Suomen vesivoimalaitosten jakautuminen laitosten nimellistehojen ja putouskorkeuksien mukaan

Vesivoimalaitoksen tuottama teho riippuu keskeisesti veden tilavuusvirrasta eli virtaamasta sekä putouskorkeudesta. Vesivoimalaitoksen teho saadaan yhtälöstä

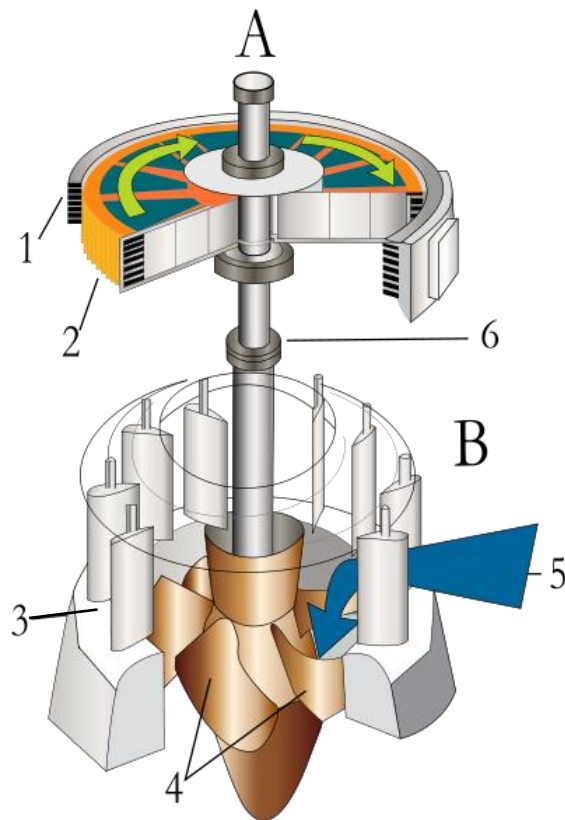
$$P = \eta \rho g Q h, \quad (1)$$

jossa  $\eta$  on laitoksen hyötysuhde,  $\rho$  veden tiheys,  $g$  putoamiskiihtyvyyys,  $Q$  veden tilavuusvirta ja  $h$  putouskorkeus. Yhtälöstä nähdään, että voimalaitosten teho on suoraan verrannollinen veden putouskorkeuteen sekä virtaamaan. Suomessa maaston korkeuserot ovat suhteellisen pieniä, mikä on nähtävissä myös laitosten putouskorkeuksissa. Lisäksi vuotuisiin energiantuotantomääriin, säädettävyyteen ja käytettäviin turbiinityyppeihin vaikuttavat alueen virtaamien pysyvyydet. Virtaaman pysyvyydellä tarkoitetaan virtaaman keskimääräistä vuotuista vaihtelua ja se on kullekin vesistölle ominainen piirre (PVVY 2009; Hyvärinen 1976). Mikäli laitos kuuluu runsasjärviseen vesistöön, virtaamavaihtelut ovat suhteellisesti vähäisempiä. Matalan järvisyyden alueilla virtaamavaihtelut ovat voimakkaampia ja vuodensisäistä hajontaa esiintyy runsaasti.

Vesivoimaloiden turbiinityypit määräytyvät suurelta osin putouskorkeuden mukaan. (Rahman 2014) Turbiinit voidaan jakaa neljään eri tyyppiin: Propeller (potkuri), Kaplan, Francis ja Pelton. Eri putouskorkeuksille turbiinit soveltuvat seuraavasti: 0–15 metriä (Propeller), 0–30 metriä (Kaplan), 25–350 metriä (Francis) ja 50–1300 metriä (Pelton). Suomen olosuhteissa Pelton-turbiineja ei ole taloudellisesti kannattavaa käyttää maaston pienten korkeuserojen vuoksi. Nykypäivänä käytettävyyden ja säädettävyytensä puolesta Kaplan-turbiinit ovat suosituin turbiinimalli Suomessa. Myös potkuriturbiineja on laitospöytäkartassa vielä runsaasti, vaikka yleinen suuntaus laitosten uusinnassa on ollut siirtymä Kaplan-turbiinien käyttöön. Kaplan-turbiinin säätö on tehokasta, sillä siinä voidaan



turbiinin lapojen asennon lisäksi säättää myös johdesiivekkeitä. Kuvassa 6 on esitetty Kaplan-turbiinin periaatekuva.



**Kuva 6.** Kaplan-turbiini ja sen osat. A: generaattori, B: turbiini, 1. staattori, 2. roottori, 3. johdesiivekkeet, 4. turbiinin lavat, 5. veden kulkusuunta, 6. turbiini-generaattoriakseli (USACE 2019)

### 2.3 Vesistöjen säännöstely

Maanmittauslaitoksen tilastojen mukaan Suomessa on noin 168 000 järveä, jotka ovat pinta-alaltaan vähintään 500 neliömetrin suuruisia. Sisävesiä Suomen kokonaispinta-alasta on noin 10 prosenttia. (MML 2019) Vesistöjen osuus esimerkiksi Etelä-Savon pinta-alasta on noin neljännes ja Etelä-Karjalasta noin viidennes. Näissä maakunnissa sijaitsee myös Suomen järvisimmät kunnat. Savonlinnan pinta-alasta vettä on yli 40 prosenttia ja Taipalsaaresta yli 50 prosenttia. Suuret vesivarannot tarjoavat vettä muun muassa maatalouden, teollisuuden ja vesivoiman tarpeisiin. Vesistöt tarjoavat myös mahdollisuuden ihmisille virkistyskäyttöön ja toimivat monien eliölajien elinympäristönä.

Vesivoima osallistuu energiantuotannon lisäksi myös vesistöjen säännöstelyyn. Vesistöjen säännöstelyssä vedenkorkeuksia ja virtaamia säädellään pato- tai vesivoimalaitosrakenteiden avulla ja siten edistetään vesistön käytölle ja hoidolle asetettuja tavoitteita. (YMP 2020b; MMM 2020) Säännöstelyhankkeita Suomessa on noin 240 kappaletta,

jotka koskevat yli kolmeasataa järveä. Säännöstelyssä ensisijaiset tavoitteet ovat vesivoimatalous sekä tulvasuojelu. Muita tavoitteita ovat muun muassa vedenhankinta, kalanviljely, maankuivatus, vesistöjen suojeleminen sekä uiton ja vesiliikenteen edistäminen.

Suomessa vesistön säännöstelyyn vaaditaan vesilain mukainen lupa. (YMP 2020b; MMM 2020) Lupaehdot määrittelevät sallitut ylä- ja alarajat vedenkorkeudelle sekä asetettavat usein myös rajaehdot virtaamille. Säännöstelyluvan myöntää *aluehallintovirasto* (AVI). Yksi säännöstelylupa voi koskea yhtä tai useampaa järveä, ja luvanhaltija vastaa säännöstelyluvassa asetettujen lupaehtojen noudattamisesta. Luvanhaltija voi olla voimayhtiö, kunta, säännöstely-yhtiö tai valtio. Usein valtio on sellaisten säännöstelylupien haltija, joita koskevien vesistöjen säännöstelyllä on laajalle ulottuvia vaikutuksia. Esimerkkejä valtion omistamista säännöstelyluvista ovat Päijänteen, Vanajaveden, Lappajärven, Kallaveden ja Inarjärven säännöstelyluvut. Elinkeino-, liikenne- ja ympäristökeskukset (ELY-keskukset) vastaavat valtion vastuulla olevien vesistöjen säännöstelystä sekä valvovat lupaehtojen noudattamista. Lähtökohtaisesti vesilain mukaiset luvat ovat pysyviä, mutta niitä voidaan tietyin ehdoin uudelleentarkastaa ympäristöhallinnon ohjeiden mukaisesti (YMP 2020a). Vanhimmat vesilakiin perustuvat Suomessa voimassa olevat luvat ovat peräisin 1900-luvun alkupuolelta (VT 2002). Suurimmat muutokset vesistöjen säännöstelyn kannalta tapahtuivat kuitenkin vasta 1930-luvulla, jolloin vesivoiman rakentaminen oli nopeassa kasvussa ja vesioikeuslain muutoksia jouduttiin säätämään tiiviissä tahdissa vesivoiman käyttöönoton nopeuttamiseksi.

Säännöstelyvelvoitteiden vaikutukset vesivoimalaitosten säädettävyyteen riippuvat useasta tekijästä, kuten vesistöistä, voimalaitosluvasta, yläpuolisen vesistön säännöstelyluvasta, hetkellisestä vesitilanteesta tai muista teknisistä rajoitteista. Riippuen vallitsevista olosuhteista, vesivoimalaitosten osallistuminen säätöön voi aiheuttaa vesipintojen korkeusmuutoksia laitoksen ylä- ja alapuolisissa vesistöissä. Säännöstelyllä pyritään rajoittamaan suuria vedenpinnan ja virtaaman muutoksia mahdollisten ympäristöhaittojen vuoksi. (ÅF 2019a) Nopeat vedenpintojen muutokset voivat heikentää kalojen ja muiden vesieläinten elinoloja. Esimerkiksi joen nopea vedenpinnan aleneminen voi aiheuttaa kalojen tai mädin jäämisen kuivalle maalle. Lisäksi suuri vaihtelu vedenpinnankorkeudessa voi aiheuttaa eroosiota jokivarsilla. Tämän vuoksi lyhytaikaisäännöstely voi olla osalla laitoksista rajoitettua. Laitoksille voidaan esittää lupaehdoissa myös minimivirtaamavelvoite, joka tarkoittaa, ettei joen virtaama saa keskeyttää kokonaan. Virtaava vesi on ehto useille joen ja sen varsilla eläville eliöille, jotka ovat sopeutuneet elämään virtaavassa vedessä.

Sähköntuotannon kannalta säännöstely asettaa tiettyjä rajoituksia vesivoiman käytölle, mutta niiden tavoitteet voivat olla myös samankaltaisia. Vuoden sisäisillä vedenpintojen

ja virtaamien ohjaamisilla pyritään muun muassa pienentämään tulvavahinkoja mutta samalla myös turvaamaan veden riittävyys vesivoimatalouteen kuivina aikoina luonnollisen valunnan ollessa pientä. Tämä tuo järjestelmään joustavuutta. Vesivoiman säätömahdollisuudet riippuvat paitsi vuodenajasta myös vuodesta. Suomi sijoittuu niin sanotun väli-ilmastoon, johon kuuluu sekä merellisen että mantereisen ilmaston piirteitä. (Ilmatieteenlaitos 2020) Suomen sää on suuresti riippuvainen ilmavirtauksien suunnista sekä säähäiriöiden eli korkea- ja matalapaineiden alueellisesta sijoittumisesta. Suomi sijaitsee keskileveysasteiden länsituulten vyöhykkeellä polaaristen ja trooppisten ilmassojen rajapinnassa, missä säätyypit vaihtelevat nopeasti.

Vesivoimalaitosten säätömahdollisuudet vaihtelevat vuodenajoittain. (ÅF 2019a) Kevättalvisin virtaamat ovat usein suhteellisen tasaisia ja pieniä, eikä vuosien välillä tyypillisesti esiinny suurta hajontaa virtaamien osalta. Siksi kevättalvi soveltuu lyhytaikaisräädöille, sillä pitkäkestoinen tulovirtaamaa suurempi juoksutus ei ole usein mahdollista. Termisen kevään alkaessa eli lämpötilan noustessa pysyvästi nollan celsiusuksen yläpuolelle, alkaa lumimassojen sulaminen, mikä aiheuttaa niin kutsutut kevättulvat. Tällöin virtaamat kasvavat voimakkaasti ja yleisesti ylittävät laitosten rakennusvirtaamat. Rakennusvirtaamalla tarkoitetaan kaikkien laitoksen turbiinien yhteenlaskettua virtaamakapasiteettia (PVVY 2009). Ilmastonmuutoksen seurauksena kevättulvien ajoituksessa ja vesistöjen huippuvirtaamisissa on tapahtunut kuitenkin muutoksia viime vuosina. Aiempiin vuosiin nähden talvet ovat olleet keskimääräistä lämpimämpiä ja keskivirtaamat talviaikaan suurempia. Tämä on osaltaan vähentänyt keväisiä tulvahuippuja ja tulvavahinkoja (Veijalainen *et al.* 2012).

Kevättulvia varten varaudutaan useiden eri toimijoiden toimesta. Joihinkin vesistöihin tai näiden osiin tehdään tyypillisesti tulvavesiä varten vedenpinnan madallus eli niin kutsuttu kevätkuoppa. Kevätkuopan laajuus riippuu suuresti vesistöä, maastossa olevan lumi kuorman määrästä ja sääolosuhteista. Jotkin vesiluvat velvoittavat luvanhaltijaa tekemään kevätkuopan vuosittain tietyinä ajankohtana. Kevättulvien aikaan vesivoiman tuotantoteho lähestyy maksimiaan ja osa vedestä joudutaan mahdollisesti ohijuoksettamaan. Tällöin ylössäätöön osallistuminen ei ole käytännössä mahdollista. Alassäätöön laitos voi osallistua olosuhteiden mukaan, mutta tämä tarkoittaa usein ylimääräistä ohijuoksetusta. Kevättulvat esiintyvät eri puolella Suomea eri aikoina edeten yleisimmin etelästä pohjoiseen. Tällöin eri puolella Suomea sijaitsevilla laitoksilla on erilaiset säätömahdollisuudet vuodenaikaan nähden. Tulvien jälkeen kesään siirryttäessä vesitilanteen vuosittainen hajonta kasvaa. Runsasvetisinä kesinä laitosten sähköntuotanto voi olla suurta mutta mahdollisuudet säätöön rajallisia. Vähävetisinä kesinä puolestaan lyhytai-

kaissäätöä on suhteellisesti enemmän mutta säätöenergiat ovat pienempiä. Vuosikeskiarvoin verrattuna syksy on säätömahdollisuuksien kannalta suotuisinta aikaa. Tuolloin virtaamat ovat talvi- ja kesäaikaa suurempia, mutta eivät ylitä rakennusvirtaamia, jolloin säätö molempiin suuntiin mahdollistuu. Kuitenkin eroja esiintyy vuosittain sekä vesistöettä voimalaitoskohtaisesti.

## 3. POHJOISMAISET SÄHKÖMARKKINAT

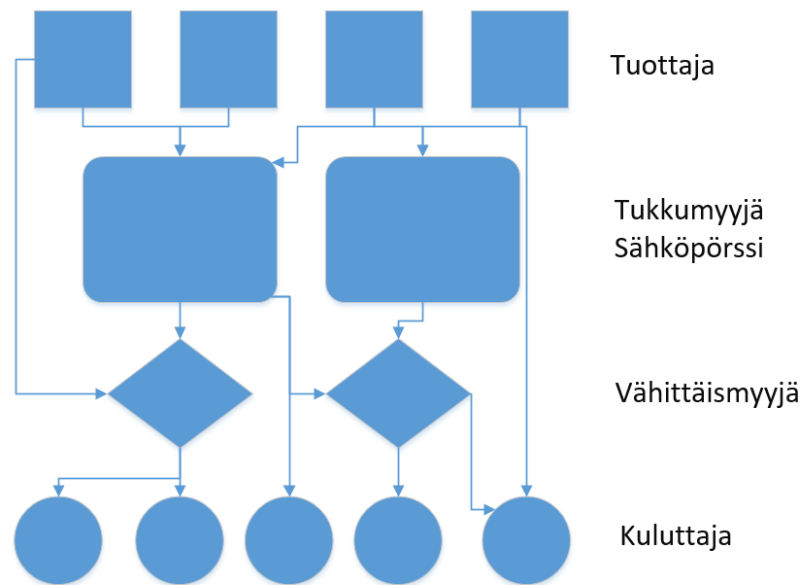
Tässä luvussa käsitellään pohjoismaisten sähkömarkkinoiden toimintaa keskittyen sähkön fyysisiin tukku- ja reservimarkkinoihin. Pohjoismainen sähkön tukkumarkkina perustuu alueelliseen markkinaintegraatioon, jota tukee yhteinen markkinapaikka sekä vahva siirtoverkko maiden välillä. Reservi- ja säätösähkömarkkinat osallistuvat sähköverkon jatkuva-aikaiseen taajuuden ja käytettävyyden ylläpitoon. Markkinoita ylläpitävät ja kehittävät yhdessä Suomen kantaverkkoyhtiö Fingrid sekä muut pohjoismaiset siirtoverkonhaltijat.

### 3.1 Sähkön fyysinen tukkumarkkina

Sähkön fyysisille tukkumarkkinoille on ominaista kaupankäynti useaan energianlähteeseen perustuvan, hajautetun sähköntuotannon ja -kulutuksen välillä sekä sähkönsiirto maiden välisten siirtoyhteyksien avulla (HE 2014). Sähkön fyysisillä tukkumarkkinoilla määräytyy markkina-alueen sähkön tukkumarkkinahinta eli systeemihinta sekä sähköntuotanto, -tuonti ja -vientä. Pohjoismaisiin sähkömarkkinoihin kuuluvat perinteisesti Suomi, Ruotsi, Norja ja Tanska. Baltian maat ovat myös integroituneet vahvasti pohjoismaiseen markkinaan (ELFI 2020a). Tukkuarkkinoita ylläpitävää osapuolta kutsutaan markkinaoperaattoriksi, jonka pääasiallista tehtävää Pohjoismaissa hoitaa norjalainen sähköpörssiyritys *Nord Pool AS*. Tuoreempi toimija pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla on saksalais-ranskalaisomisteinen sähköpörssi *EPEX SPOT*, joka toimii pääasiassa Keski-Euroopan sähkömarkkinoilla, mutta on laajentanut toimintaansa myös pohjoismaisille sähkömarkkinoille (Energia 2016). Osana Euroopan sähkömarkkinoiden syvempää integraatiota, Nord Pool, EPEX, Nasdaq sekä pohjoismaiset kantaverkkoyhtiöt ovat valmistelleet hanketta, jonka tavoitteena on käynnistää sähköpörssien välinen kilpailu. Tämä lisäisi markkinatoimijoiden vaihtoehtoja kaupankäyntipalveluiden hankinnassa (FG 2019d). Vuonna 2019 Nord Poolin markkinapaikalla käytiin 494 terawattitunnin edestä sähkökauppaa 360:n yrityksen toimesta, jotka olivat lähtöisin kahdestakymmenestä eri maasta (NP 2020d).

Markkinaoperaattorin tehtäviin kuuluu tehdä sähkökauppaa niiden markkinaosapuolten kanssa, joilla on voimassa oleva sopimus sähköpörssikaupan harjoittamisesta. Sähkömarkkinaosapuoliksi katsotaan markkinoilla toimivat tahot, kuten sähköntuottajayhtiöt, suuret sähkökäyttäjät ja vähittäismyyjät. Vähittäismyyjät voivat ostaa sähkönsä tukkumarkkinalta ja myydä sitä vähittäismarkkinoilla asiakkailleen. Sähkön suurkuluttajat voivat ostaa sähkönsä suoraan tukkumarkkinalta. Sähkömarkkinaosapuolia ovat myös

markkina-alueen siirtoverkkojenhaltijat, järjestäytyneet markkinapaikat kuten sähkö- ja johdannaispörssit sekä välittäjät ja sijoituspalveluita tarjoavat yritykset (eSett 2018; HE 2014). Järjestäytyneiden markkinapaikkojen lisäksi kauppaa käydään myös kahdenvälisesti joko suoraan tai meklarin välityksellä. Näitä markkinoita kutsutaan OTC-markkinoiksi (*eng. Over The Counter*). Sähköpörssissä muodostunut systeemihinta antaa usein myös viitehinnan kahdenvälisille sähkö- ja johdannaispörssisopimuksille. Sähköpörssin lisäksi osapuolet voivat hankkia sähköä myös kokonaan omistamistaan voimalaitoksista tai osuusvoimalaitoksista, joissa ne ovat osakkaina. Sähkön kaupallisia hankintareittejä on useita. Kuvassa 7 on havainnollistettu sähköjärjestelmän kaupallista rakennetta.



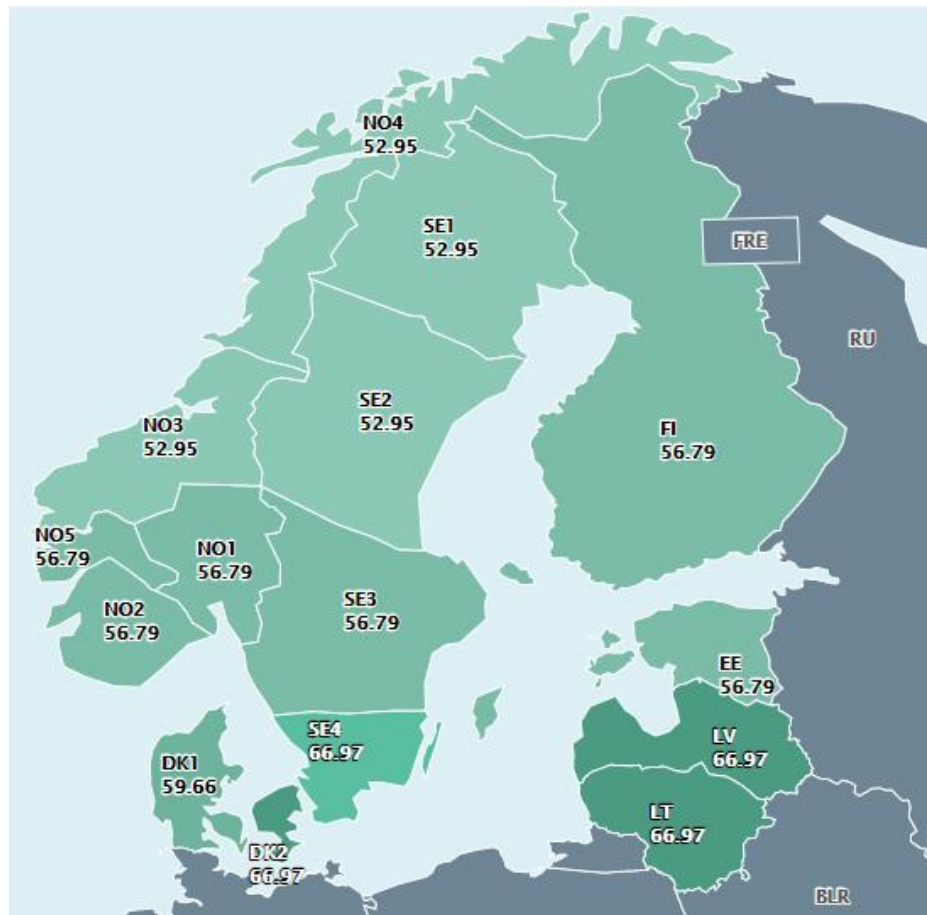
**Kuva 7.** Sähköjärjestelmän kaupallinen rakenne. Perustuu lähteeseen (Järven-  
tausta 2017)

Sähkön tuotanto ja kulutus voivat kohdata useiden eri reittien kautta. Kukin osapuoli pyrkii käymään sähkökauppaa optimoiden taloudellisuutta ja sähkökaupan riskejä. Sähköjärjestelmän kaupallinen rakenne tulee erottaa sen fyysisestä rakenteesta, jossa sähkön kulkureitti on yksiselitteisempi. Fyysisessä rakennemallissa sähkö kulkee tuotantolaitoksilta mahdollisten siirto- ja jakeluverkkojen kautta suoraan kulutuskohteisiin.

Sähkömarkkinoilla operointi on luvanvaraista toimintaa. Norjan vesivarasto- ja energiaviranomaisen NVE:n (*norj. Norges vassdrags- og energidirektorat*) myöntämässä toimiluvassa asetetaan Nord Poolille velvoite järjestää markkinavalvontatoiminto. (HE 2014) Toimiluvassa edellytetään, että Nord Poolin asettamien omien markkinasääntöjen ja osapuolten kanssa tekemien sopimusten tulee olla yhteensopivia energian tukkumarkkinoiden eheydestä ja tarkasteltavuudesta annetun Euroopan parlamentin ja neuvoston niin kutsutun REMIT-asetuksen kanssa. REMIT-asetus kieltää markkinamanipulaation sekä sisäpiiritiedon väärinkäytön energian tukkumarkkinoilla. Asetuksen mukaisesti

markkinaosapuolten on julkaistava hallussaan olevat tukkutason energiatuotteeseen liittyvät sisäpiiritiedot, joilla on todennäköisesti merkittävä vaikutus energiamarkkinaan. (Energiavirasto 2020b) Suomessa energian tukkumarkkinoiden kansallisena sääntelyviranomaisena toimii Energiavirasto. Energiaviraston tehtäviin kuuluu muun muassa valvoa, kerätä ja julkaista tietoa sähkömarkkinoista ja pyrkiä edistämään markkinoiden kehittymistä

Sähkön tukkumarkkinat jakautuvat maantieteellisesti erillisiin tarjousalueisiin, jotka määräytyvät sähkönsiirtoverkon fyysisten siirtorajoitusten eli niin kutsuttujen pullonkaulojen perusteella. Mikäli pullonkaulatilanne rajoittaa tarjousalueiden välistä sähkönsiirtoa markkinoilla, tarjousalueiden väliset hinnat eriytyvät toisistaan, jolloin kaupankäyntijärjestelmä laskee kullekin tarjousalueelle oman aluehinnan. Markkinatoimijat saavat tiedon kapasiteettirajoituksista siirtoverkonhaltijoiden sekä markkinaoperaattorin julkaisemien tietojen perusteella. Koko markkina-alueen yhtenäisen järjestelmähinnan muodostuminen vastaa tilannetta, jossa tarjousalueiden välillä ei ole voimassa olevia siirtorajoituksia. Tällä hetkellä Suomi muodostaa oman hinta-alueensa vahvan kantaverkkonsa ansiosta, jossa vuorokausihinnan eriytymiseen johtavia alueellisia pullonkauloja ei normaalitilanteessa esiinny. Suomen ja Viron välinen tasasähkölinkki tukee myös sitä, että Viron aluehinta on pääosin yhtenäinen Suomen tarjousalueen kanssa. Vuonna 2018 Suomen ja Viron hinta-alueet olivat yhtenäiset 95 prosenttia ajasta (FG 2020i). Valtioiden sisäisiä pullonkauloja esiintyy Ruotsin, Norjan ja Tanskan siirtoverkoissa, jonka vuoksi maat on jaettu alueellisesti useampaan eri hinta-alueeseen: Norja viiteen, Ruotsi neljään ja Tanska kahteen tarjousalueeseen. Myös Luoteis-Venäjän sähkömarkkinat ovat yhteydessä pohjoismaisiin markkinoihin Suomen ja Baltian maiden siirtoyhteyksien välityksellä. Kuvassa 8 on esitetty Pohjoismaiden ja Baltian hinta-alueet ja sähkön aluehinnat käyttötunnilla 07-08 tammikuun 7. vuonna 2019.



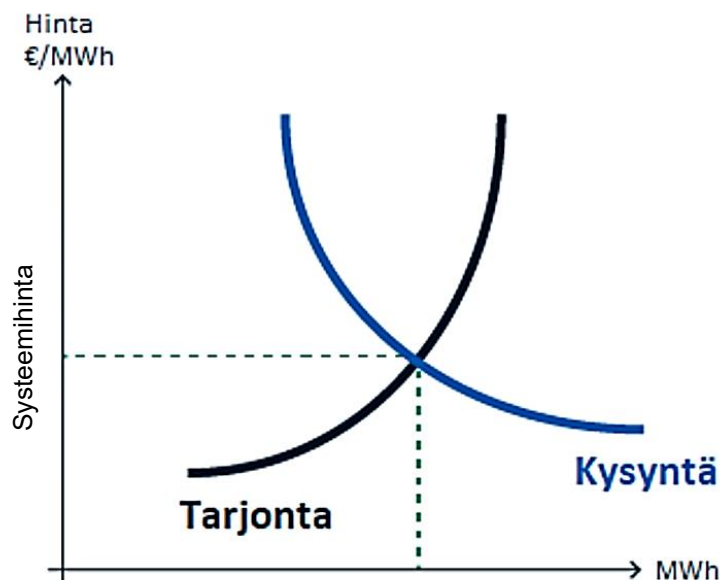
**Kuva 8.** Pohjoismaiden ja Baltian hinta-alueet ja aluehinnat 7.1.2019 käyttötunnilla 07-08 (NP 2020a)

Kuvan 8 tilanteessa systeemi hinta oli 55,64 euroa, ja esimerkiksi Suomen alue hinta oli tuolloin 56,79 euroa. Alueellisesti Suomi oli tuolloin alituotantoalue, jolloin sähkö hinta Suomen hinta-alueella oli systeemi hintaa korkeampi. Pohjois-Ruotsin SE1 ja SE2 - hinta-alueet olivat puolestaan ylituotantoalueita, joissa alue hinta oli yhtenäinen ja systeemi hintaa alhaisempi. Maiden välisiä siirtorajoituksia voivat aiheuttaa esimerkiksi sähkö siirtolinkkien kapasiteetin riittämättömyys tai eri siirtoyhteyksien suunnitellut ja suunnitelmattomat käytettävyyssuunnitelmattomat muutokset, kuten huollot tai vikaantumiset.



### 3.1.1 Elspot

Nord Pool ylläpitää kahta eri fyysisen tukkusähkön markkinapaikkaa, jotka ovat Elspot ja Elbas -markkinat. Elspot-vuorokausimarkkinalla käydään tuntitason kauppaa seuraavan vuorokauden fyysisistä sähkötoimitussopimuksista suljetun huutokaupan periaattein. Elspot-vuorokausi on pituudeltaan 24 tuntia, joka alkaa ja päättyy kello 01.00 (EET). Kaupankäyntiin osallistuvat osapuolet toimittavat sähkön osto- ja myyntitarjouksensa sähköisesti Nord Poolin kaupankäyntijärjestelmään viimeistään kello 13.00 (EET). Matalin hyväksytty kaupankäynnin yksikkö on 0,10 MWh/h kerrannaisineen, ja yhteensä hinta-volyymikombinaatioita osapuoli voi jättää enintään 64 kappaletta tuntia kohden (Oliveira *et al.* 2017). Tarjousten jättämisen jälkeen järjestelmä muodostaa koko sähkömarkkina-alueelle yhteisen systeemihinnan. Systeemihinta määräytyy suoraan kysynnän ja tarjonnan perusteella kuvan 9 mukaisesti.



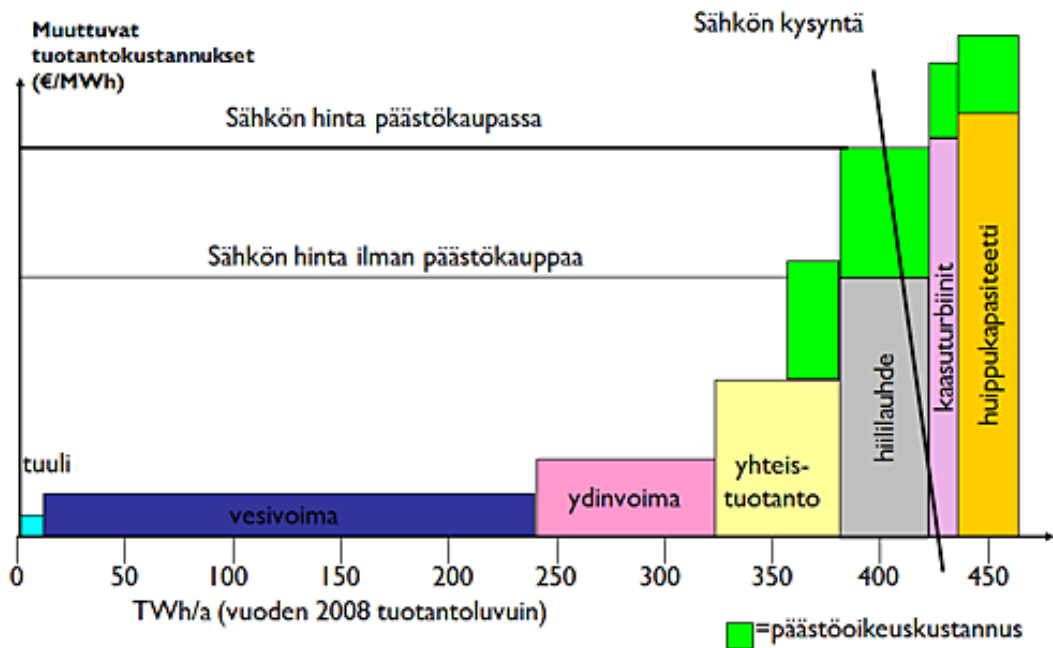
**Kuva 9.** Systeemihinnan muodostuminen. Perustuu lähteeseen (Rantalainen 2019)

Kuvassa 9 on esitetty sähköhinnan muodostumisen periaate, jossa on kuvattu sähkön myynti- ja ostotarjousten volyymi sähköhinnan funktiona. Markkinan tasapaino löytyy kohdasta, jossa kysyntä- ja tarjontakäyrä kohtaavat. Tasapainopiste kullakin tunnilla määrittää systeemihinnan. Kauppaa markkinalla voi käydä sekä tunti- että blokkitarjouksien avulla. Tuntitarjoukset koostuvat toimijan määrittelemistä eri hinta- ja volyymiyhdistelmistä. Blokkitarjouksessa määritellään useasta tunnista muodostuneelle ajanjaksolle eli niin kutsutulle blokille hinta ja volyymi. Blokkitarjous toteutuu joko kokonaan tai ei ollenkaan. Osapuolten pörssiin jättämien myynti- ja ostotarjousten hintaan ja volyymiin vaikuttavat useat tekijät, kuten toiminnan pääomakustannukset, tuotanto- ja jalostusprosessien muuttuvat kustannukset sekä näiden mahdolliset ylös- ja alasajokustannukset

(NP 2020f; Järventausta 2017). Toimijoiden kulutus- ja tuotantoennusteet vaikuttavat Elspot-markkinalle tehtyihin tarjouksiin. Yleisesti ottaen volyymien kasvaessa ostotarjousten hinta nousee ja myyntitarjousten laskee. Puolestaan volyymien pienentyessä, ostotarjousten hinta laskee ja myyntitarjousten nousee.

Sähkön markkinahintaan vaikuttaa edellä mainittujen lisäksi myös päästökauppa. Vuonna 2005 Euroopan Unionissa käynnistetyn päästökauppajärjestelmän tavoite on hinnoitella teollisuus- ja energiantuotantolaitosten sekä Euroopan talousalueen sisäisen lentoliikenteen hiilidioksidipäästöt siten, että unionin alueella syntyneiden päästöjen väheneminen ilmastonmuutoksen torjumiseksi toteutuu kustannustehokkaasti. (ELFI 2020b; TEM 2020). Tuotantolaitokset tarvitsevat hiilidioksidipäästöjensä verran päästöoikeuksia. Näitä ne saavat päästökauppadirektiivissä määritellystä päästöoikeuksien ilmaisjaoista, valtioiden järjestämistä huutokaupoista ja päästökaupamarkkinoilta. Ylijääneitä päästöoikeuksia yritykset voivat kaupata eteenpäin tai säästää myöhempää käyttöä varten (Poussa 2019).

Suomessa Energiaviraston hallinnoiman päästökaupan epäsuorien kustannusten kompensatiojärjestelmän avulla energiantensiivisen teollisuuden yrityksille maksetaan tukea, jolla korvataan päästöoikeuden hinnan vaikutusta sähkön hintaan. (Energiavirasto 2020a) Energiaviraston mukaan Euroopan Unionin jäsenmaat voivat kompensoida päästökaupasta aiheutuneita epäsuoria kustannuksia niille tietyille toimialoille, jotka toimivat globaaleilla markkinoilla, missä kilpailijoilla ei ole vastaavia päästöjen vähentämisestä aiheutuvia kustannuksia. Kompensatiojärjestelmä on määräaikainen ja tukea voidaan myöntää vuosien 2016–2020 perusteella takautuvasti. Päästökauppajärjestelmästä hyötyvät vähäpäästöinen energiantuotanto kuten vesi-, tuuli- ja ydinvoima. Päästökaupan tuomaa lisätuloa näille tuottajille kutsutaan niin sanotuksi *Windfall*-voitoksi (ELFI 2020b). Näiden tuotantomuotojen kustannusrakenne koostuu suurilta osin tuotannon kiinteistä kustannuksista, ja laitosten käytöstä syntyvät muuttuvat kustannukset pysyvät kohtuullisina. Kuvassa 10 on esitetty sähköenergian markkinahinnan muodostumisen periaate eri tuotantomuotojen perusteella sekä päästökaupan vaikutus sähkön hintaan.

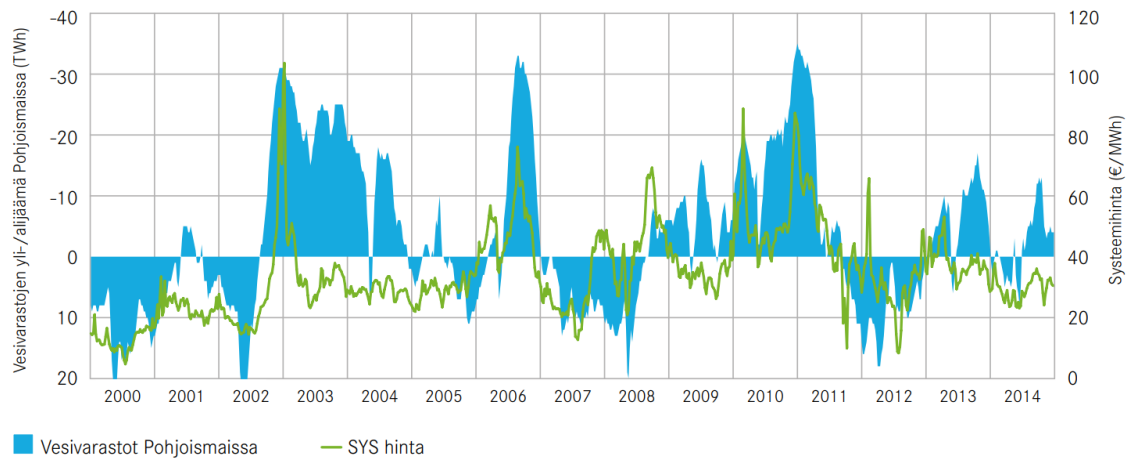


**Kuva 10.** Sähkön markkinahinnan muodostumisen periaate sekä päästökaupan vaikutus sähkön hintaan (ELFI 2020b)

Kuvassa vihreällä värillä näkyvät päästöoikeuskustannukset, jotka kohdistuvat energiantuotantoon, joka aiheuttaa hiilidioksidipäästöjä. Kuvasta on myös nähtävissä muuttuvien tuotantokustannuksien sekä päästökaupan vaikutus sähkön markkinahintaan. Vähäpäästöisten energiantuotantomuotojen Windfall-voitto ilmenee päästökaupallisen ja päästökaupattomien hintojen erotuksena. Päästöoikeuksien hinta vaikuttaakin oleellisesti sähkön markkinahintaan sekä mahdollisesta Windfall-voitosta saatavaan hyötyyn. Sähkön hinta määräytyy kuvan mukaisesti tuotannon ja kysynnän kohdatessa ja tämän vuoksi sähkön kysynnän määrä on merkittävässä roolissa sähkön markkinahinnan muodostumisessa. Sähkön kysyntään vaikuttavat esimerkiksi rakennusten lämmitystarve ja teollisuuden sähkönkäyttö. Lisäksi on toimijoita, jotka jättävät sähköpörssiin hintariippuvaisia ostotarjouksia, mikä omalta osaltaan vaikuttaa myös sähkön hintaan.

Muita merkittäviä sähkön hintaan vaikuttavia tekijöitä ovat sähkön tuonti Venäjältä sekä polttoaineiden, kuten maakaasun, kivihien ja biopolttoaineiden hinnat. Polttoainehintojen kehitys näkyy suoraan sähköntuotannon muuttuvissa kustannuksissa (ELFI 2020c; FG 2019f). Fossiilisten ja biopolttoaineiden kulutukseen energiantuotannossa vaikuttaa keskeisesti vesivoiman tuotantomäärät, jotka voivat vaihdella vuotuisesti jopa 30 prosenttia riippuen Pohjoismaiden vesitilanteesta. (Motiva 2005) Tämän vuoksi vesivoiman tuotantomäärä tarkastelujaksolla voi liikuttaa muuttuvilta kustannuksiltaan kalliimpia tuotantomuotoja oleellisesti kysyntäkäyrään nähden. Pohjoismaisille sähkömarkkinoille tarjotusta sähköenergiasta keskimäärin noin puolet on vesivoimatuotantoa. Kuvassa 11 on

esitetty pohjoismaisten vesivarastojen vaikutusta systeemihintaan vuosien 2000 ja 2014 välillä.



**Kuva 11.** Vesivarastojen ja systeemihinnan kehitys vuosina 2000–2014 (Fortum 2015)

Vesitilanne voi vaihdella voimakkaasti eri vuosien välillä. Kuvasta 11 nähdään, että vuosina, jolloin vesivarannot Pohjoismaissa olivat suhteellisesti korkeammat, oli sähkön hinta keskimääräistä matalampi. Puolestaan niinä vuosina, kun vesivarannot olivat matalammat muihin vuosiin verrattuna, näkyi systeemihinnassa merkkejä hintojen noususta. Kun vesivoimaa ei ole paljoa käytettävissä, sähköä joudutaan tuottamaan muilla, muuttuvilta kustannuksiltaan kalliimmilla tuotantomuodoilla kysyntään vastaamiseksi. Sähkön hintaan vaikuttaa lisäksi hiilidioksidivapaan tuulivoiman tuotanto, jonka lisääntynyt kapasiteetti ja tuotantomäärät yhdessä tuulivoiman matalien muuttuvien kustannusten kanssa, lisäävät sähkön hinnan hajontaa eli volatiliiteettia. Hajontaa lisää myös se, että sähkön taloudellinen varastointi ei ole kannattavaa nykyisillä sähköntuotannon volyymeilla ja tekniikoilla.

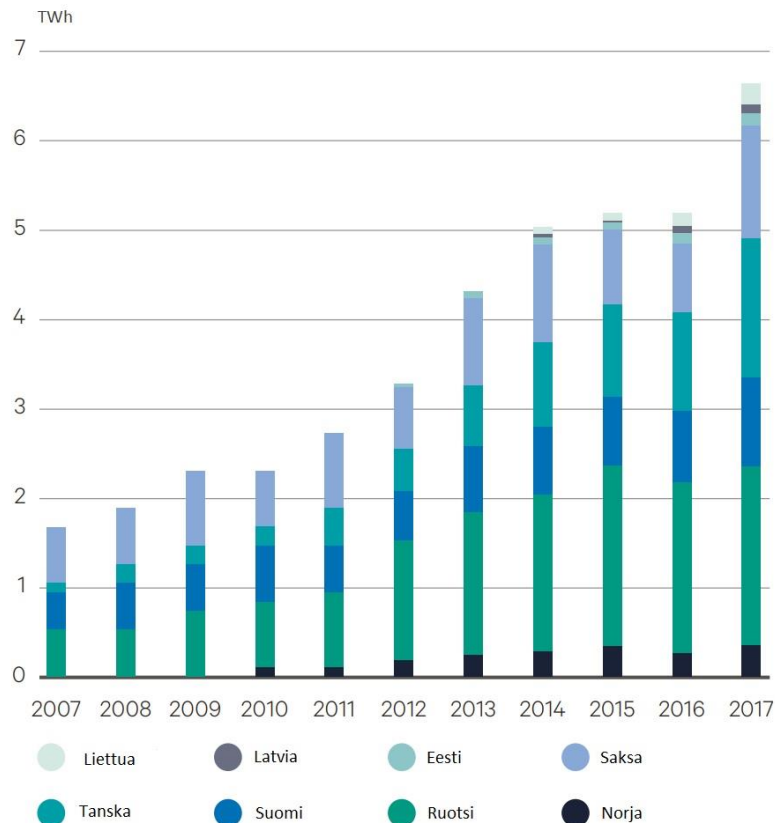
### 3.1.2 Elbas

Elbas on Nord Poolin päivän sisäinen jälkimarkkina, jonka avulla toimijat voivat vaikuttaa omiin sähköntoimituksiinsa lähempänä käyttötuntia Elspot-markkinan sulkeuduttua. Markkinaosapuolten päivänsisäiseen kaupankäynnin tarpeeseen voivat vaikuttaa monet seikat, kuten sään muuttuminen ennustetusta tai tuotanto- ja kulutuskohteiden ennakoimattomat huollot ja vikaantumiset. Nord Poolin ylläpitämä päivänsisäinen Elbas-markkina on jatkuva-aikainen fyysinen jälkimarkkina Elspotille, jossa käydään sähkökauppaa vuoden jokaisena päivänä niille tunneille, joille Elspot-hinta on muodostettu. Seuraavan Elspot-vuorokauden tunnit avataan kaupankäynnille kello 15:00 (EET) ja kaupankäynti

sulkeutuu 30 minuuttia ennen käyttötunnin alkua. Elbas-markkinan pienin kaupankäyntiyksikkö on 0,10 MWh/h ja valuuttana toimii euro. Vuoden 2020 alussa Suomen hinta-alueella käynnistettiin pilottijakso, jonka aikana Elbas-markkinalla pystyi käymään kauppaa käyttötunnin alkuun saakka. Kesäkuussa 2020 Fingrid ilmoitti, että kokeilujaksoa jatketaan maaliskuun 2021 loppuun saakka (NP 2020e; FG 2020o).

Kaupankäyntituotteet ovat samankaltaisia kuin Elspot-markkinalla. (NP 2020f) Elbasin tuotteita ovat muun muassa 15, 30 ja 60 minuutin tuntitarjoukset sekä blokkitarjoukset. Tarjouksia voidaan myös muokata käyttötarkoitukseen sopivammiksi erilaisten tarjousehtojen avulla. Yksi esimerkki ehdollisesta tarjoustyypistä on niin sanottu IBO-tarjous (*eng. Iceberg Order*). Siinä tarjous koskee suurta energiamäärää, mutta markkinalla näkyvällä tarjouslistalla on kerrallaan vain osa tarjouksesta. Seuraavat osat tulevat tarjouslistalle aina edellisen osan täytyttyä. Elbas-markkinan viitehintana pidetään kyseisen vuorokaudentunnin Elspot-hintaa. Toimijat jättävät markkinalle hinta-volyymiyhdistelmistä koostuvat tarjouksensa, jonka jälkeen osapuolten myynti- ja ostotarjousten kohdassa kaupat toteutuvat olosuhteista riippuen, joko täysin tai osittain.

Eroa korkeimman ostotarjoustason ja matalimman myyntitarjoustason välillä kutsutaan *spreadiksi* (*eng. spread*). Vapaasta tarjonnasta ja kysynnästä huolimatta Elbas-markkinalla osapuolten tarjoukset eivät aina kohtaa, jolloin tarjousten välinen hintaero voi kasvaa liian suureksi ja kaupat jäävät syntymättä. Tätä kompensoidakseen Nord Pool käyttää niin sanottuja markkinatakaajia (*eng. Market Makers*), joiden tehtävänä on taata kaupankäynnin riittävä likviditeetti lähettämällä riittävä määrä osto- ja myyntitarjouksia ennalta sovituille tuotteille pörssin kanssa hyväksytyin ehdoin (NP 2010), (Energiateollisuus 2019b). Vuonna 2018 Kaupankäynnin volyyymi Elbas-markkinalla oli yli 8,4 terawattituntia (NP 2020b). Kuvassa 12 on esitetty Elbas-markkinan vuotuisten kaupankäyntivolyymien kehittyminen vuosien 2007 ja 2017 välillä terawattitunteina.



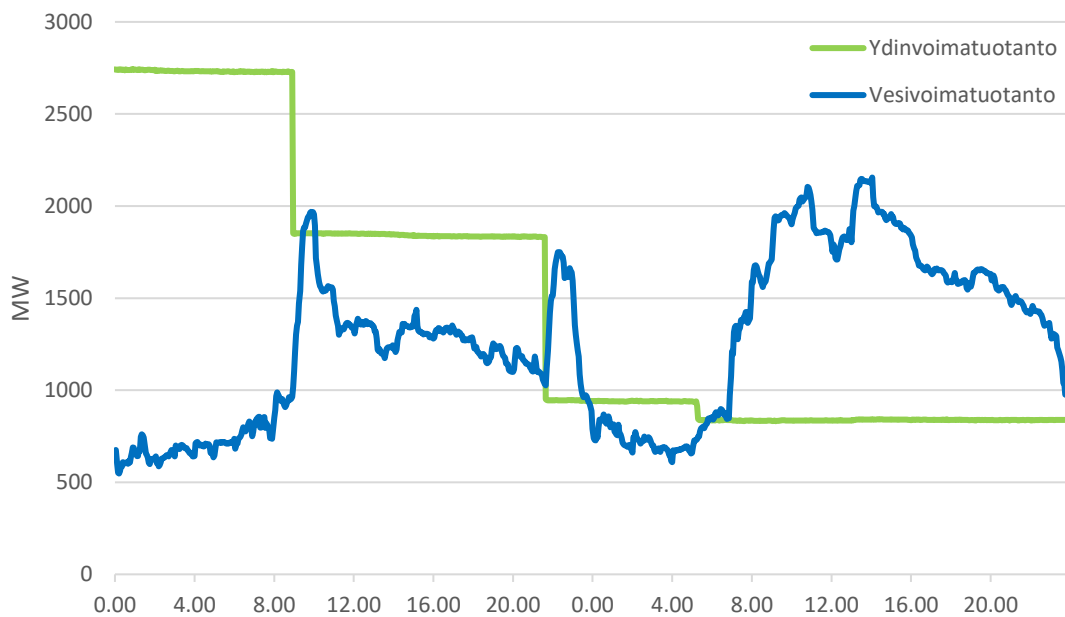
**Kuva 12.** Elbas-kaupankäynnin volyymi vuosina 2007–2017 (NP 2017)

Kuvasta nähdään, että volyymit ovat kasvaneet tasaisesti vuosittain. Tulevaisuudessa päivänsisäisen kaupankäynnin odotetaan entisestään lisääntyvän, kun muuttuvan energiantuotannon, kuten tuuli- ja aurinkovoiman, osuus markkinoilla kasvaa (FG 2019e). Lisäksi myös varttitaseen käyttöönoton (Pöyry 2018) ja kaupankäynnin automatisoitumisen myötä transaktioiden määrän oletetaan kasvavan markkinalla.

### 3.2 Reservimarkkinat

Sähkömarkkinalain velvoittamana Suomen sähköjärjestelmän järjestelmävastaavana toimii kantaverkonhaltija Fingrid Oyj. Järjestelmävastaavana Fingrid huolehtii sähköjärjestelmän teknisestä toimivuudesta sekä tuottaa järjestelmäpalveluja, joiden tarkoituksena on ylläpitää sähkönsiirtoverkon käyttövarmuutta, taajuutta ja jännitettä. Suomessa sähkön taajuus tasapainotilassa on 50,0 Hz sallitun vaihteluvälin ollessa 49,9 Hz – 50,1 Hz. Sähköverkossa sähkön kulutuksen- ja tuotannon epätasapaino ilmenee taajuuden poikkeamana. Sähkömarkkinoilla käytyjen sähköntoimitussopimusten perusteella verkon sähköntuotanto- ja kulutus on suunniteltu olemaan tasapainossa, mutta käyttötunnin aikaisten tehopoikkeamien vuoksi tarvitaan reservejä, joiden tarkoitus on saattaa järjestelmä tasapainoon.

Fingrid hankkii reservejä ylläpitämiltään reservimarkkinoilta. Reservien ylläpitovelvoitteet pohjoismaisessa yhteiskäyttäjärjestelmässä on sovittu pohjoismaisten järjestelmävas-  
taavien välisellä käyttösopimuksella (FG 2020j). Reservejä ovat sellaiset säätökykyiset  
tuotanto- ja kulutuskohteet, jotka voivat tehokkaasti säätää tehoa sähköjärjestelmän  
tarpeita varten. Reservejä ovat muun muassa suurkulutuskohteet, kuten teollisuuslaitok-  
set, jotka voivat säätää kulutustaan tarpeen mukaan tai ovat verkosta irtikytettävissä.  
Sähköntuotannon osalta vesivoima on merkittävin reservimuoto. Sen avulla sähköntuo-  
tannon tehoa voidaan ylös- tai alassäätää tehokkaasti, mikäli tämä on vesistöjen sään-  
nöstelyn kannalta mahdollista. Säätösähkömarkkinoilla käytetään alassäätöön yli 90-  
prosenttisesti vesivoimaa, ja ylössäädöissä vastaava luku on noin 50 prosenttia (FG  
2018b). Vesivoiman säädettävyys kuitenkin vaihtelee vuodenaikojen ja vesitilanteen mu-  
kaan. Vesivoiman säätökyvystä on kuvassa 13 on esitetty esimerkkitapaus heinäkuulta  
2018, jossa Teollisuuden Voima Oyj:n ydinvoimalaitosyksiköiden Olkiluoto 1 ja Olkiluoto  
2 sähköntuotannossa tapahtui häiriö.



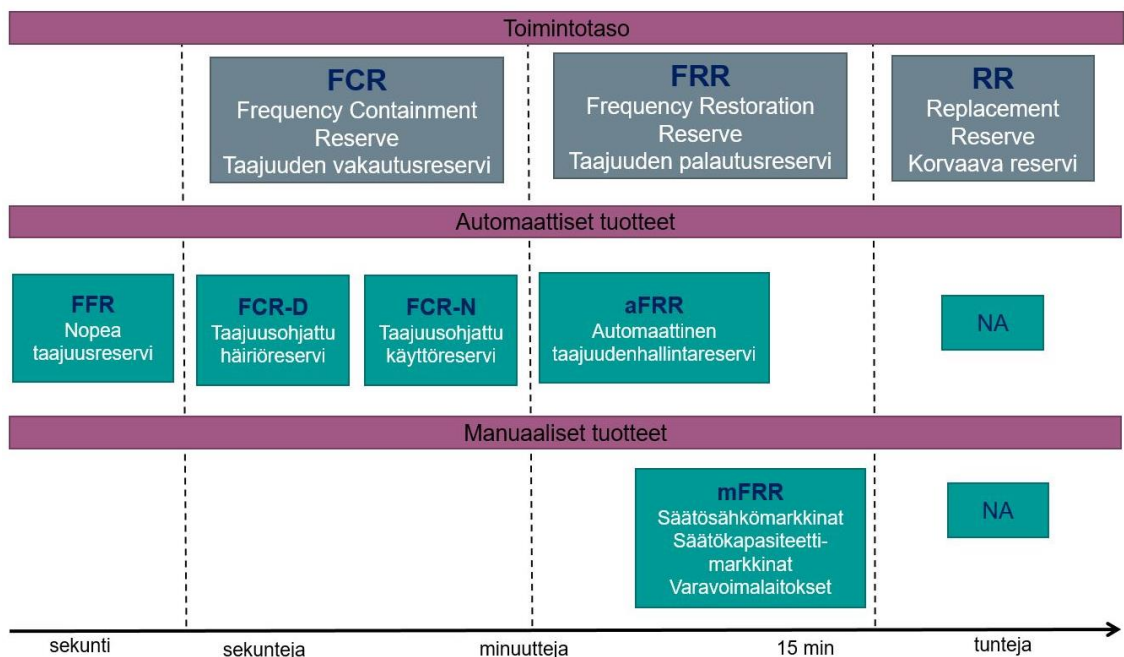
**Kuva 13.** Ydin- ja vesivoiman tuotanto 18.-19.7.2018 (FG 2020p; ÅF 2019a)

Kuvasta 13 huomataan vesivoimatuotannon reagoineen nopeasti ydinvoimatuotannon äkillisesti vähennyttyä. Ydinvoimalaitosyksikön häiriön seurauksena vesivoiman tuotanto lisääntyi noin 1000 megawattia 18.7. kello 8.30 ja 9.30 välisenä aikana. Kuvasta nähdään, että vesivoimatuotanto alkaa palautua 18. päivän tehuhiippujen jälkeen kohti normaalitasoa. Tällöin on alettu aktivoimaan muita reservejä, jotta vesivoimalla tuotettua häiriöreserviä saadaan takaisin käyttöön uusia häiriötilanteita varten. Heinäkuun 19. päivänä vuorokausi on vaihtunut, ja vesivoiman tuotantomäärät paikkaavat tuotantovajetta Elspot-markkinalla tehtyjen tarjousten kautta, jolloin reservien osuus tuotannosta on pienempää.

Vakavissa siirtoverkon häiriö- ja tehopulatilanteissa, joissa markkinaehtoista säätökapa-  
siteettia ei ole riittävästi saatavilla, Fingrid on velvoitettu käynnistämään nopeaa häiriö-  
reserviään. Reservi on mitoitettu siten, että se kykenee kattamaan voimajärjestelmän  
sen hetken suurimman voimalaitosyksikön tai suurimman siirtoyhteyden mahdollisen vi-  
kaantumisen aiheuttaman tehovajeen. Suomessa tällaisiin häiriöihin on varauduttu 1300  
megawatin suuruisella varavoimalla, jonka tulee pystyä kattamaan vähintään 36 tunnin  
häiriötilanne (FG 2019g). Fingrid vuokraa seitsemää sekä omistaa 23 voimalaitosyksik-  
köä, joilta vaaditaan 90 prosentin käynnistysvarmuutta. Valmiutta Fingrid ylläpitää yksi-  
köiden kuuden viikon välisillä testaus- ja koekäyttöillä.

### 3.2.1 Taajuusohjatut reservit

Reservituotteet on jaoteltu käyttötarkoituksensa perusteella eri ryhmiin: taajuuden va-  
kautusreserviin (*Frequency Containment Reserve, FCR*), taajuuden palautusreserviin  
(*Frequency Restoration Reserve, FRR*) ja korvaavaan reserviin (*Replacement Reserve, RR*).  
Lisäksi Pohjoismaissa otetaan vuoden 2020 toukokuussa käyttöön nopea taajuus-  
reservi (*Fast Frequency Reserve, FFR*) (FG 2020k). Kuvassa 14 on esitetty pohjoismai-  
set reservituotteet eriteltynä toimintotason ja aktivointiajan mukaan.



**Kuva 14.** Pohjoismaiset reservituotteet (FG 2020j)

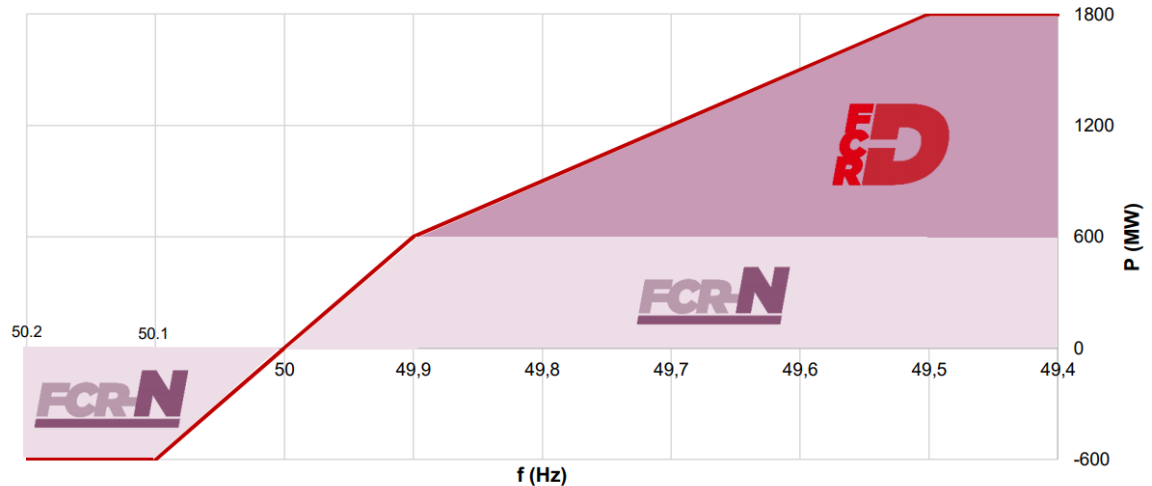
Eri reservituotteet toimivat eri aikatasoilla. Nopeimmin aktivoituu nopea taajuusreservi, jota järjestelmäoperaattorit hankkivat pienen inertian tilanteita varten. (FG 2020d) Sähkölaitteisiin liittyvä inertia tarkoittaa pyöriviin massoihin sitoutuneen liike-energian tuo-



maa kykyä vastustaa taajuuden muutoksia. Nopea taajuusreservi aktivoituu automaattisesti sähköverkon taajuuden muutoksen perusteella hyvin lyhyessä ajassa. Alitaajuushäiriössä tehovasteen aktivoitumisajan vähimmäisvaatimukset ovat: 1,3 s / 49,7 Hz; 1,0 s / 49,6 Hz ja 0,7 s / 49,5 Hz. Aktivoinnin vähimmäiskesto on 5 – 30 sekuntia riippuen vapaasta FFR-kapasiteetista. Järjestelmävastaavat hankkivat reserviä kansallisilta markkinoiltaan ja varaavat kapasiteettia sähköverkon inertiaennusteen mukaan. Verkon inertiaan vaikuttaa suuret, nopeasti pyörivät massat, joita esiintyy erityisesti lauhdevoimalaitoksissa ja suurissa verkkoon tahdistetuissa sähkömoottoreissa. Pyörivää massaa esiintyy myös vesivoimassa merkittäviä määriä, joten FFR-reservin hankintatarve on oleellisesti riippuvainen sen hetkisestä vesitilanteesta ja vesivoiman tuotantomäärästä.

Inertian hankinnan merkitys on tulevaisuudessa tärkeää, tuuli- ja aurinkovoiman osuuden energiantuotannossa jatkaessa kasvuaan. Suurin osa tuulivoimaloista liitetään verkkoon taajuusmuuntajan välityksellä, jolloin tuulivoimaan liittyvä pyörimisenergia ei välity sähköverkkoon. Myöskään aurinkovoima ei lisää sähköverkon inertiaa. Nopean FFR-reservin hyödyntäminen luo järjestelmään niin sanottua synteettistä inertiaa, joka viittaa inertiankaltaisen tehovasteen luomiseen sähköjärjestelmään ilman pyörivää massaa. Synteettistä inertiaa voidaan saada esimerkiksi akkuvarastoista ja tuulivoimasta (FG 2018a).

Automaattisista tuotteista nopean taajuusreservin jälkeen aktivoituu taajuuden vakautusreservi. (FG 2020m) Taajuuden vakautusreserviä käytetään jatkuvaan taajuuden hallintaan ja se käsittää taajuusohjatun käyttöreservin (FCR-N) sekä vain ylössäätöön tarkoitettua taajuusohjatun häiriöreservin (FCR-D). Reservit toimivat automaattisesti ja näiden kytkeytyminen perustuu verkon paikallisiin taajuusmittauksiin. Häiriötilanteessa taajuusohjattu häiriöreservi aktivoituu sekunneissa ja säättää lähes lineaarisesti tehoaan taajuuden funktiona. Verkon normaalitilanteessa taajuuden aktiiviseen ylläpitoon osallistuu taajuusohjattu käyttöreservi. Reservin toteuttama säätö tapahtuu muutaman minuutin viiveellä, joten häiriötilanteissa se kykenee reagoimaan taajuuspoikkeamaan vasta taajuusohjatun häiriöreservin jälkeen. Taajuuden säätö käyttöreserveillä on symmetristä, eli reservi kykenee toteuttamaan sekä ylös- että alassäätöä. Kuvassa 15 on esitetty taajuuden vakautusreservien aktivoituminen taajuuden funktiona.



**Kuva 15.** Taajuuden vakautusreservien aktivoituminen (FG 2020d)

Kuvan 15 mukaisesti alle 0,1 Hertzin taajuuspoikkeamissa taajuusohjattu käyttöreservi toteuttaa aktiivista säätöä. Taajuuden laskiessa alle 49,9 Hz, aktivoituu taajuusohjattu häiriöreservi, joka kasvattaa tehoaan lineaarisesti taajuuden laskiessa.

Taajuusohjatuista reserveista käydään kauppaa sekä vuosi- että tuntimarkkinoilla. (FG 2020m) Markkinoilla toimivilla osapuolilla tulee olla voimassa tunti- tai vuosimarkkinasopimus Fingridin kanssa. Vuosimarkkinoiden tarjouskilpailu järjestetään vuosittain syyslokakuussa seuraavaksi kalenterivuodeksi. Tarjousten perusteella määräytyy toimijakohtainen vuosisopimusmäärä sekä vuosimarkkinahinta. Vuosimarkkinahinta on kaikille yhteinen ja se asetetaan kalleimman hyväksytyin tarjouksen mukaan. Toimijat jättävät tuntikohtaiset reservisuunnitelmansa ylläpitämistään reserveista kohdevuorokautta edeltävänä päivänä viimeistään kello 18.00. Fingrid ostaa suunnitellun reservimäärän täysimääräisenä kiinteällä hinnalla. Vuosimarkkinoille osallistuminen kesken kalenterivuotta ei ole mahdollista.

Taajuusohjattujen reservien tuntimarkkinoille toimijat voivat osallistua vuoden jokaisena päivänä. Reservitoimittajien on jätettävä tuntikohtaiset reservitarjouksensa kohdevuorokautta edeltävänä päivänä viimeistään kello 18.30. Fingrid ostaa tuntimarkkinoilta arviomansa mukaan tarvittavan määrän reserviä kullekin tunnille. Tarjoukset käytetään hintajärjestyksessä, jolloin tuntimarkkinahinta määräytyy jokaiselle tunnille erikseen kalleimman käytetyn tarjouksen perusteella. Mikäli osapuoli toimii taajuusohjattujen reservien vuosimarkkinoilla, tulee tämän olla täyttänyt kyseisen tunnin vuosisopimusmääränsä täysimääräisesti ennen tuntimarkkinalle osallistumista. Fingridin kaikkien osapuolten kanssa solmimat taajuusohjatun käyttö- ja häiriöreservin vuosi- ja tuntimarkkinasopimukset ovat sisällöltään, ehdoiltaan ja korvauksiltaan samanlaiset. Tunti- ja vuosimarkkinalla

tarjouskoot ovat tuotekohtaisesti samat. FCR-D:n osalta yhden tarjouksen suuruus on oltava väliltä 1–10 MW, ja FCR-N:n osalta tarjouskoon tulee olla väliltä 0,1–5,0 MW.

Verkon epätasapainotilanteessa taajuudenvakautusreservien jälkeen aktivoituu vähintään viidessä minuutissa taajuudenpalautusreserveihin kuuluva automaattinen taajuudenhallintareservi (aFRR), joka säätää jatkuvasti voimalaitoksen tai kulutuskohteen ohjetehoa Fingridiltä tulevan tehonpyyntisignaalin mukaisesti. (FG 2019) aFRR on keskitetty taajuusohjattu reservi, jonka aktivointi perustuu pohjoismaisen synkronialueen taajuuspoikkeamaan. Taajuuspoikkeamasta lasketaan voimajärjestelmässä vaadittu tehonmuutos, jotta taajuus saadaan palautettua nimellisarvoonsa. Laskennassa käytetään integroivaa laskutapaa, jonka seurauksena reservinhaltijan Fingridiltä vastaanottaman aktivointipyynnön säätösuunta vaihtuu ainoastaan, jos sähköjärjestelmän tavoitetaajuus on saavutettu.

Pohjoismaiset kantaverkkoyhtiöt ovat sopineet, että sähköjärjestelmän taajuuden palauttamiseksi vaadittava teho lasketaan Norjan kantaverkkoyhtiö *Statnettin* käytönvalvontajärjestelmässä. Sieltä aktivointivointipyynnöt lähetetään kullekin pohjoismaiselle kantaverkkoyhtiölle, josta kukin välittää pyynnön edelleen omille kansallisille reservinhaltijoilleen. Reservinhaltijat välittävät signaalin edelleen reserviä ylläpitävälle yksikölle. Reservikohteet voivat koostua yhdestä tai useammasta resurssista. Saman reservinmyyjän reservikohteita on siten mahdollista yhdistää eli aggregoida. Aggregointi on mahdollista, mikäli yhdistetyt kohteet täyttävät kokonaisuutena reservikohteelle määrätyt tekniset edellytykset sekä markkinapaikan vaatimukset, vaikka kohteet yksinään eivät niitä täyttäisikään.

Fingrid hankkii automaattista taajuudenhallintareserviä tuntimarkkinoilta kansallisesti ja muista Pohjoismaista. Reserviä hankitaan nykyisellään ainoastaan osalle vuorokauden tunneista, jotka ilmoitetaan etukäteen. Tyypillisesti reserviä hankintaan niille tunneille, joilla taajuuden vaihtelu on ollut suurinta. Esimerkiksi vuonna 2020 viikoille 2–13 reserviä hankittiin arkipäivinä klo 00–01, 05–09 ja 15–00 välisille ajanjaksoille (FG 2019c). Reservin minimitarjouskoko on 5 MW ja toimijat voivat tarjota markkinalle vain joko ylös- tai alassäätökykyistä kapasiteettia käyttötuntia kohden. Tarjoukset asetetaan hintajärjestyksen periaatteella halvin tarjous ensin. Vaadittava määrä tarjouksia käytetään hintajärjestyksessä erikseen ylös- ja alassäätötarjouksille. Samanhintaiset tarjoukset käytetään saapumisjärjestyksessä. Tarjouksia voi jättää kohdevuorokautta edeltävänä päivänä klo 17.00 saakka, jonka jälkeen Fingrid vahvistaa hyväksytyt kaupat klo 18.05 mennessä. Reservitoimijat saavat tuntikorvauksen erikseen ylläpidetystä kapasiteetista sekä säädetyistä energiasta. Korvaus ylläpidetystä kapasiteetista määräytyy hyväksytyjen tarjous-

ten perusteella. Energiakorvaus lasketaan tunneittain erikseen säädön ylös- ja alassuuntiin tehon ja käyttöajan tulona. (FG 2016; FG 2019). Säätoenergiasta muodostetaan tehokauppa Fingridin ja reserviresurssin tasevastaavan välille valtakunnallisen taseselvityksen yhteydessä. Säätoenergia korvataan reservitoimijalle siten, että ostamastaan reservisähköstä Fingrid maksaa toimijalle energiamaksun, jossa energian hinta määräytyy kunkin tunnin ylössäätöhinnalla. Mymästään sähköstä Fingrid veloittaa toimijalta energiamaksun, jossa energian hinta määräytyy kunkin tunnin alassäätöhinnalla. Energiamaksu huomioidaan reserviresurssin tasevastaavan taseselvityksessä tasesähkölaskutuksen yhteydessä.

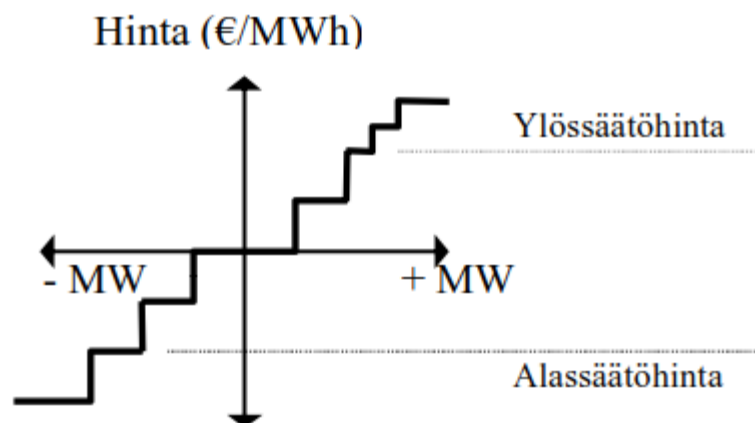
### **3.2.2 Säätosähkö- ja säätökapasiteettimarkkinat**

Pohjoismaiset kantaverkkoyhtiöt ylläpitävät yhteisiä säätosähkö- ja säätökapasiteettimarkkinoita. Tällä varmistetaan, että sähköjärjestelmässä on käytettävissä riittävästi säätökykyistä kapasiteettia tehotasapainon ylläpitämiseksi verkon normaali- ja häiriötilanteissa (FG 2017b). Taajuuden palautusreservit (FRR) ovat reservejä, joiden on tarkoitus palauttaa verkon taajuus nimellisarvoonsa ja vapauttaa aktivoituneet taajuuden vakautusreservit (FCR). Taajuuden palautusreserveihin kuuluu automaattisen taajuudenhallintareservin (aFRR) ohella säätosähkömarkkinoilla toimiva manuaalinen taajuuden palautusreservi (mFRR) (FG 2020f).

Kukin kotimainen säätosähkömarkkinaosapuoli voi asettaa säätosähkömarkkinoille ylös- ja alassäätötarjouksia Suomessa sijaitsevasta säädettävästä reservikohteestaan. (FG 2020l; FG 2020e) Kohteesta tulee olla Fingridillä käytettävissään reaaliaikainen seurantatieto säädön todentamiseksi. Mikäli säätö voidaan aktivoida elektronisesti, säädön minimitarjouskoko on 5 MW, muutoin minimitarjouskoko on 10 MW. Vuoden 2019 loka-kuussa Fingrid käynnisti pilottijakson, jonka aikana pienin tarjouskoko säätosähkömarkkinoille oli 1 MW, mikäli tarjous voitaisiin aktivoida elektronisesti. Pilotin on ilmoitettu jatkuvan ainakin vuoden 2020 loppuun saakka.

Säätötarjouksia voi jättää ja muokata aikaisintaan kuukauden, ja viimeistään 45 minuuttia ennen tarjouksen kohteena olevaa käyttötuntia. Tämän jälkeen tarjoukset muuttuvat sitoviksi. Kun Fingrid tilaa säädön, sen on saavutettava tarjouksessa ilmoitettu teho 15 minuutissa. Lisäksi tilattu säätö on voitava toteuttaa tarjotulla teholla koko käyttötunnin ajan. Vähimmäiskesto säädölle on yksi minuutti.

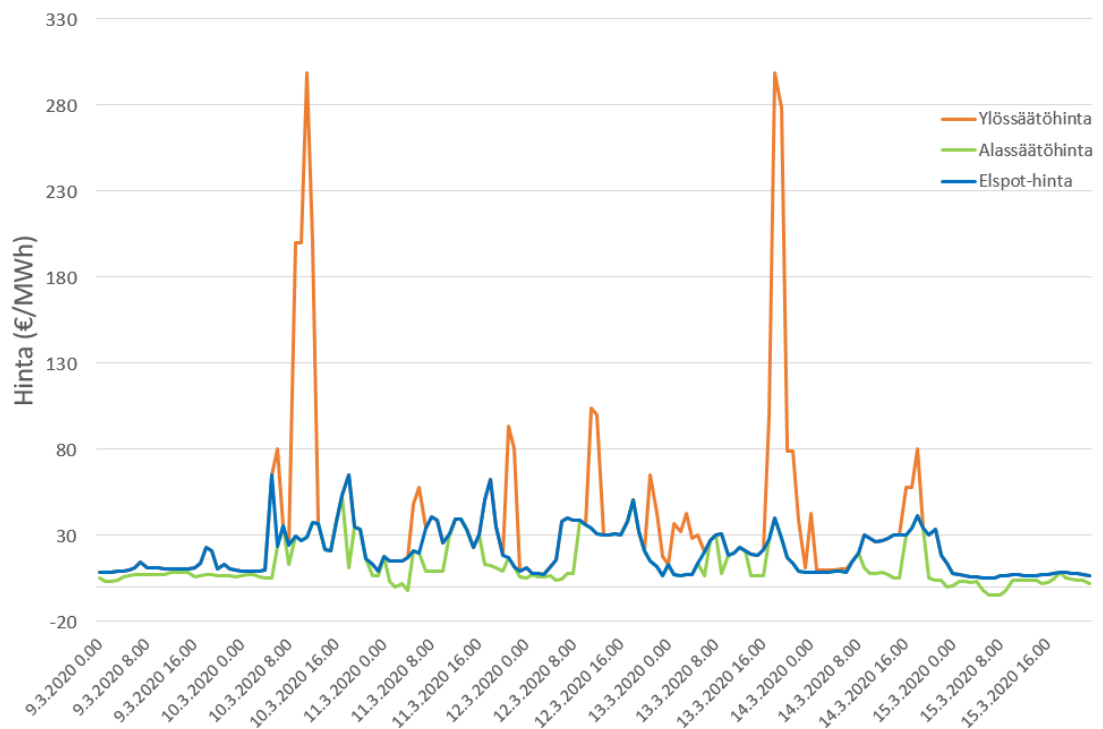
Säätötarjous voi koostua useasta reserviresurssista, eli säätäviä resursseja voidaan aggregoida. Aggregointi on toteutettava siten, että säätöresurssit ovat samalla säätöalueella sekä saman tasevastaavan taseessa. Leveyspiiri 64° jakaa Suomen eteläiseen ja pohjoiseen säätöalueeseen. Aggregointi on myös sallittu kulutus- ja tuotantotaseen kesken. Mikäli samaan säätötarjoukseen on aggregoitu resursseja sekä kulutus- että tuotantotaseesta, on tarjouksessa eriteltävä tasekohtaiset tehomäärät. Toimijoiden jättämät tarjoukset välitetään säätösähkömarkkinoille, jossa ne ovat käytettävissä pohjoismaisten sekä ympäröivien synkronialueiden tarpeisiin. (FG 2020e) Säätösähkömarkkinoilla muodostetaan tarjouslista hintajärjestysperiaatteella, joka on esitetty kuvassa 16.



**Kuva 16.** Säätöhinnan muodostumisen periaate (Partanen et al. 2014)

Säätöhinnan hintareferenssinä käytetään kohdevuorokauden Elspot-hintaa, jota merkitään kuvan vaaka-akseli. Ylössäätötarjoukset asetetaan järjestykseen periaatteella halvin ensin, ja allassäätötarjoukset periaatteella kallein ensin. Tasehallintaa ja taajuuden ylläpitoa varten säätötarjoukset käytetään hintajärjestyksessä niin hyvin kuin se voimajärjestelmän käyttötilanne huomioiden on mahdollista. Käyttötunnin säätöhinnaksi tulee viimeisimmäksi käytetyn säädön hinta, pois lukien erikoissäädöt. Erikoissäädöllä tarkoitetaan sellaista markkinalle tarjottua säätöä, jonka Fingrid tilaa jostain muusta syystä kuin tasehallinnan tarpeista. Erikoissäädöksi luetaan myös pohjoismaisen sähköjärjestelmän ulkopuolisten synkronialueiden tarpeisiin käytetyt säädöt. Erikoissäätöjä ei välttämättä käytetä hintajärjestysperiaatteen mukaisesti. Erikoissäädöstä säätösähkömarkkinaosapuoli saa ylössäätötarjoksessaan asetetun hinnan siten, että hinta on vähintään sama kuin kyseisen tunnin ylössäätöhinta, ja allassäädöstä enintään kyseisen tunnin allassäätöhinnan. Ostamastaan säätösähköstä Fingrid maksaa säätösähkömarkkinaosapuolelle energiamaksun, joka lasketaan kertomalla kullakin tunnilla osapuolelta tilattu energiamäärä aina kyseisen tunnin ylössäätöhinnalla. Sähkön myynnissä käytetään puolestaan kyseisen tunnin allassäätöhintaa.

Mikäli sähköjärjestelmän tila mahdollistaa säätötarjousten aktivoinnin hintajärjestyksessä, eri markkina-alueiden säätösähköhinnat muodostuvat yhtenäiseksi. Muussa tapauksessa tarjousalueiden säätösähköhinnat eriytyvät. Mikäli jonkin tarjousalueen säätötarjouksia joudutaan ohittamaan esimerkiksi sähköverkon pullonkaulojen vuoksi, jää alueen säätöhinnaksi säätösähkömarkkinoilla viimeksi tilatun säädön hinta ennen ensimmäistä tarjouksen ohittamista. Säätösähkömarkkinoille toimijat osallistuvat saadakseen Elspot-markkinaa parempaa tuottoa sähköenergialleen. Kuvassa 17 on esitetty vuoden 2020 viikon 11 Suomen hinta-alueen säätösähköhinnan kehitystä.



**Kuva 17.** Säätösähköhintojen kehitys viikolla 11, v. 2020 (NP 2020c)

Kuvan tarkastelujaksolla ylössääto hinnassa on havaittavissa muutamia merkittävästi Elspot-hintaa korkeampia säätöhintoja, jotka sijoittuvat pääsääntöisesti päiväaikaan. Alassäätohinnoissa puolestaan ei ole havaittavissa yhtä merkittäviä eroja Elspot-hintaan nähden. Osan ajasta hinnat ovat olleet myös yhtenäisiä eli säätöjä ei ole säätösähkömarkkinoilta aktivoitu.

Säätösähkömarkkinoiden rinnalla toimivat myös Fingridin ylläpitämät kansalliset säätökapasiteettimarkkinat, jotka otettiin käyttöön keväällä 2016. Markkinaa ylläpitämällä Fingrid varmistaa, että sillä on tulevaisuudessa käytettävissään riittävästi ylös- ja alasääto tarjouksia, sekä nopeaa häiriöreserviä myös omien ja vuokravaravoimalaitosten huolto- ja korjauskeskeytyksissä. Säätökapasiteettimarkkinoilla reservimyyjät sitoutuvat jättämään hyväksytyjä kapasiteettitarjouksia vastaavan määrän ylössääto tarjouksia viikon mittaisen hankintajakson ajan. (FG 2020g; FG 2020l) Korvauksena tästä Fingrid

maksaa reservimyyjille kapasiteettikorvausta. Fingrid järjestää viikoittain säätösähkökapasiteettimarkkinoiden tarjouskilpailun, jonka perusteella toimijat sitoutuvat säätökapasiteetin tarjontaan. Tarjouskilpailun aikataulu ja tapahtumat on esitetty taulukossa 1.

**Taulukko 1.** Tarjouskilpailun aikataulu. Perustuu lähteeseen (FG 2020g)

Päivä	Kello (EET)	Tapahtuma
<b>D-4 (torstai)</b>	12:00	Toimijoiden kapasiteettitarjoukset tulee olla jätetty
<b>D-3 (perjantai)</b>	12:00	Fingrid julkaisee hankintapäätöksen säätökapasiteettimarkkinoilta
<b>D-1 (lauantai)</b>	11:00	Säätökapasiteettitarjoukset tulee jättää hankintajakson 1. päivälle
<b>D (sunnuntai)</b>	01:00	Hankintajakson 1. päivä alkaa

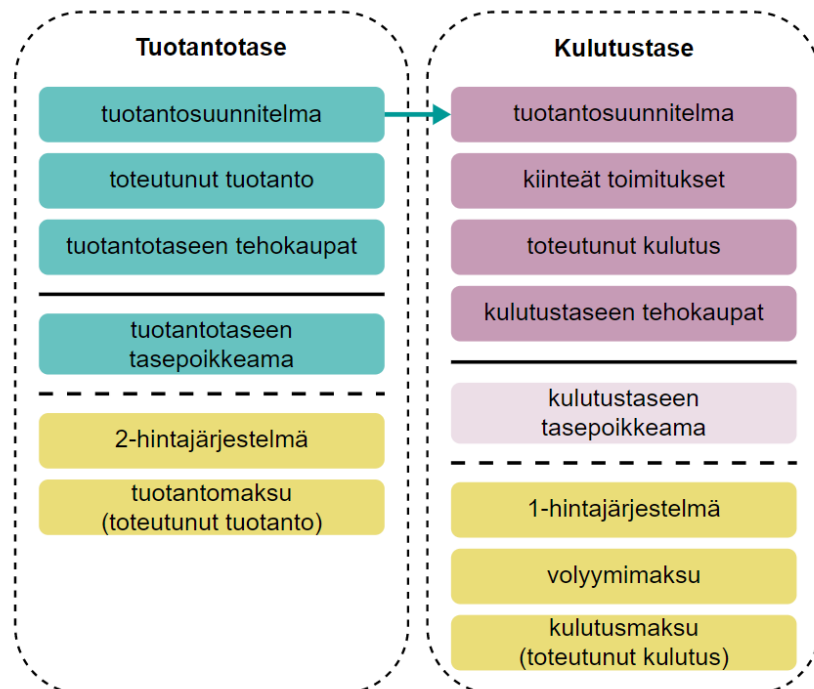
Säätösähkökapasiteettimarkkinoilla yhden tarjouksen kapasiteetti tulee olla vähintään 5 MW ja enintään 50 MW. Fingrid hankkii kapasiteettia huomioiden tarjousten hinnat, kapasiteetit sekä käytössä olevat vaihtoehtoiset taajuuden palautusreservien hankintalähteet. Toimijat ovat oikeutettuja kapasiteettikorvaukseen vain, jos tarjoukset on jätetty ajallaan. Lisäksi toimijat saavat myös normaalin energiakorvauksen säätösähkömarkkinoilla aktivoiduista säädöistä.

## 4. POHJOISMAINEN TASESELVITYSMALLI

Sähkön tuotannon ja kulutuksen kaupallinen käsittely tapahtuu sähkötaseiden kautta. Tässä luvussa käsitellään nykyisin käytössä olevaa pohjoismaista taseselvitysmallia, tasehallintaa ja –selvitystä sekä tulevaa yhden taseen ja -hinnan taseselvitysmallia. Nykyisin Pohjoismaissa käytössä olevassa tasemallissa sähkön tuotanto ja kulutus käsitellään taseselvityksessä omissa taseissaan. Yhden taseen ja -hinnan mallissa taseita on vain yksi.

### 4.1 Kahden taseen ja hinnan malli

Vuonna 2009 Pohjoismaissa käyttöön otettu kahden taseen ja hinnan tasepalvelumalli korvasi Suomessa aiemman kansallisen tasepalvelumallin. Muutos oli tuolloin osa pohjoismaista sähkömarkkinoiden harmonisointia (FG 2008). Nykyisin Pohjoismaissa käytössä oleva kahden taseen ja hinnan malli koostuu kulutus- ja tuotantotaseesta. Nykyinen malli on nimeltään NBS-malli (*Nordic Imbalance Settlement Model*), johon liittyvät taseselvityksen menettelyt astuivat Suomessa voimaan 1.5.2017 (FG 2017c). Tasemallin kuvaus on esitetty kuvassa 18.



**Kuva 18.** Kahden taseen malli (FG 2020a)



Tuotantotaseessa käsitellään tasevastaavan sähköntuotantosuunnitelma, toteutunut sähköntuotanto sekä tuotantotaseen tehokaupat, jotka käsittävät säätö- ja reservimarkkinoilla säädetyt sähköenergiat. (FG 2020n) Tasepoikkeama tuotantotaseelle lasketaan näiden tietojen perusteella. Tuotantotaseeseen katsotaan kuuluvaksi ne generaattorit, jotka ovat nimellisteholtaan 1 MVA tai sitä suurempia. Alle 1 MVA generaattorit tai vain väliaikaiseen käyttöön tarkoitettut varageneraattorit voidaan netottaa sähkön myyjän aggregoituun kulutukseen kullakin mittausalueella. Kulutustaseessa tällainen tuotanto käsitellään kulutusta vähentävästi. Tasevastaavan näin halutessa myös alle 1 MVA suuruinen tuotanto voidaan käsitellä tuotantotaseessa. Tuotantotaseen tasepoikkeama syntyy, kun tasevastaavan tuotanto eroaa tämän tuotantosuunnitelmasta. Esimerkiksi mikäli tasevastaava tuottaa suunniteltua vähemmän sähköä, tuotantotase muodostuu alijäämäiseksi, ja tasevastaava joutuu ostamaan sähköä taseselvitysyksiköltä tasepoikkeaman korjaamiseksi. Vastaavasti tuotantotaseen ollessa ylijäämäinen, tasevastaava myy tasesähköä taseselvitysyksikölle. Tasevirheen laskennassa on myös huomioitava mahdolliset tehokaupat tasevastaavan ja Fingridin välillä.

Kulutustaseessa käsitellään tasevastaavan kokonaistuotantosuunnitelma, toteutunut sähkönkulutus, kulutustaseen tehokaupat sekä kiinteät kaupat. Kiinteillä kaupoilla tarkoitetaan kahdenvälisiä sekä sähköpörssissä tehtyjä sähkökauppoja. Taseselvityksessä tuotantotaseesta ennen käyttötunnin alkua annettava tuotantosuunnitelma siirtyy kulutustaseessa käsiteltäväksi. Kulutustaseen tasepoikkeamaa syntyy esimerkiksi silloin, kun sähkönkulutus eroaa tehdyistä sähkön ostoista.

Tuotanto- ja kulutustaseen tasepoikkeamille sovelletaan erilaista hinnoittelua. Tuotantotaseen tasepoikkeamalle sovelletaan kaksihintajärjestelmää, jossa tasesähkön ostolle ja myynnille lasketaan erilliset hinnat. Tasesähkön myyntihinta lasketaan siten, että tasevastaavan taseselvitysyksiköltä ostaman tasesähkön hinnaksi määräytyy kyseisen tunnin ylössäätöhinta. Mikäli tunnilla ei ole ylössäätöä, tasesähkön hinnaksi määräytyy Suomen aluehinta vuorokausimarkkinalla. Tasesähkön ostohinnaksi puolestaan määräytyy kyseisen tunnin alassäätöhinta, ja mikäli tunnilla ei ole alassäätöä, tasesähkön ostohinnaksi määräytyy Suomen aluehinta vuorokausimarkkinalla. Kulutustaseen tasepoikkeamalle sovelletaan yksihintajärjestelmää, jossa tasesähkön myynti- ja ostohinnat määräytyvät kunkin tunnin säätöhintojen perusteella. Mikäli tunnilla ei ole säädetty, tasesähkön hinnaksi määräytyy Suomen aluehinta vuorokausimarkkinalla. Taulukossa 2 on esitetty kaksi- ja yksihintajärjestelmien tasesähkön hinnoitteluperiaatteet tasevastaavan näkökulmasta.

**Taulukko 2.** *Kaksi- ja yksihintajärjestelmän hinnoittelumalli. Perustuu lähteeseen (eSett 2020a)*

Tasepoikkeaman tyyppi	Ylössäätötunti	Alassäätötunti	Ei säätöjä
Tasevastaavan negatiivinen tuotantotaseen tasepoikkeama	Ylössäätöhinta	Elspot-hinta	Elspot-hinta
Tasevastaavan positiivinen tuotantotaseen tasepoikkeama	Elspot-hinta	Alassäätöhinta	Elspot-hinta
Tasevastaavan negatiivinen kulutustaseen tasepoikkeama	Ylössäätöhinta	Alassäätöhinta	Elspot-hinta
Tasevastaavan positiivinen kulutustaseen tasepoikkeama	Ylössäätöhinta	Alassäätöhinta	Elspot-hinta

Taulukosta 2 huomataan, että tuotantotaseeseen kohdistettavan kaksihinnoittelujärjestelmän vuoksi tasevirheestä ei päästä taloudellisesti hyötymään yhtäläisesti kulutustaseen tasevirheeseen sovellettavan yksihinnoittelujärjestelmään nähden. Toisin kuin tuotantotaseessa, kulutustaseen tasevirheen hinnoittelumalli mahdollistaa yksittäisille tunneille voittomahdollisuuden Elspot-markkinaa nähden. Mikäli toimijan kulutustase on alijäämäinen ja taseselvitysjakso on merkitty alassäädöksi, saa osapuoli hankittua tasesähkönsä Elspot-hintaa halvemmalla alassäätöhinnalla. Mikäli puolestaan kulutustase on ylijäämäinen sekä jaksolla on ollut ylössäätöä, osapuoli voi myydä tasesähkönsä Elspot-hintaa kalliimmalla ylössäätöhinnalla. Esimerkkejä tasekustannuksista sekä tasepalvelumaksuista kerrotaan tarkemmin luvussa 4.3.

## 4.2 Tasehallinta

Tasehallinta on sähkötaseiden reaaliaikaista ylläpitoa, jossa sähkön tuotanto ja kulutus pyritään pitämään mahdollisimman hyvin tasapainossa. Valtakunnallisella tasehallinnalla tarkoitetaan koko valtakunnan tasolla tapahtuvaa sähkön tuotannon ja kulutuksen välisen tehotasapainon ylläpitoa. Valtakunnallinen tasevastuu kuuluu Suomessa kantaverkkoyhtiö Fingridille, joka ylläpitää järjestelmän tehotasapainoa muun muassa taajuusohjattujen reservien sekä manuaalisten säätöjen avulla. Sähkömarkkinalain §46 mukaan (SML 2013) ”Järjestelmävastaava kantaverkonhaltija vastaa koko ajan käynnissä olevasta sähköntuotannon ja -kulutuksen välisen hetkellisen tasapainon ylläpitämisestä vastuualueellaan (valtakunnallinen tasevastuu). Valtakunnalliseen tasevastuuseen sisältyvät kaikki sen hoitamisen edellyttämät toimenpiteet ja resurssit, jotka on toteutettava tai joiden käytettävyys on varmistettava kunkin taseselvitysjakson ajaksi.” Kantaverkon

haltijan vastualueisiin kuuluu siten myös omien sähköverkon kytkentöjen suunnittelu ja aikataulutus, sähköverkon siirtohäviöiden ja reservien hankkiminen, rajajohtojen siirtojen hallinta sekä kantaverkon häiriöiden selvittäminen. Tasevastuun piiriin kuuluu myös muita sähkömarkkinaosapuolia, jotka ovat vastuussa omista sähkötaseistaan. Sähkömarkkinalaissa annetun pykälän §73 mukaisesti sähkömarkkinoiden osapuolet ovat vastuussa siitä, että kunkin osapuolen sähköntuotanto- ja hankinta kattavat näiden sähkönkäytön ja sähkön toimituksen kunkin taseselvitysjakson aikana.

Fingridin valtakunnallinen tasevastuu jakautuu tasevastaaville, jotka ovat velvollisia toimittamaan omat yli 1 MVA:n suuriset sähköntuotantosuunnitelmansa Fingridille. Tasevastaavan ja Fingridin välisessä tasepalvelusopimuksessa sekä Fingridin yleisissä tasehallinnan ehtoissa määrätään tasevastaavan tasehallinnasta seuraavasti (FG 2017, 2020b): *”Tasevastaavan tulee suunnitella ja ohjata sähkönhankintansa ja -toimituksensa siten, että tuntitason tasepoikkeama pysyy Tasevastaavan toiminnan laajuuteen nähden kohtuullisena. Tasevastaava ei saa käyttää suunnitelmallisesti avoimia toimituksia sähkön hankintaan tai toimitukseen.”* sekä *”Tasevastaavan on viipymättä ryhdyttävä tarvittaviin korjaaviin toimenpiteisiin taseensa kokoon nähden merkittävän tasepoikkeaman syntymisestä.”* Sopimuksen mukaan tasevastaavat ovat velvoitettuja huolehtimaan oman taseensa tasapainottamisesta jatkuva-aikaisesti, eivätkä nämä saa käyttää avoimia toimituksia tämän vuoksi suunnitelmallisesti. Avoimella toimituksella tarkoitetaan sähköntoimitusta, jonka kunkin osapuolen avoin toimittaja toimittaa osapuolelle tasapainottaakseen tämän taseen. Avoin toimitus voi olla joko sähkön myyntiä tai ostoa. Tasevastaavan ja Fingridin välistä avointa toimitusta kutsutaan tasesähköksi. Sähkömarkkinalain nojalla annetun Valtioneuvoston asetuksen (5.2.2009 / 66) mukaisesti jokaisella sähkömarkkinoiden osapuolella tulee olla avoin toimittaja tämän sähköntuotanto- ja hankintaa sekä sähkönkäyttöä ja –toimitusta varten (VA 2009). Avointen toimitusten väärinkäyttö voi johtaa muun muassa markkinoiden vääristymiseen tai sähköjärjestelmän epätaloudelliseen käyttöön.

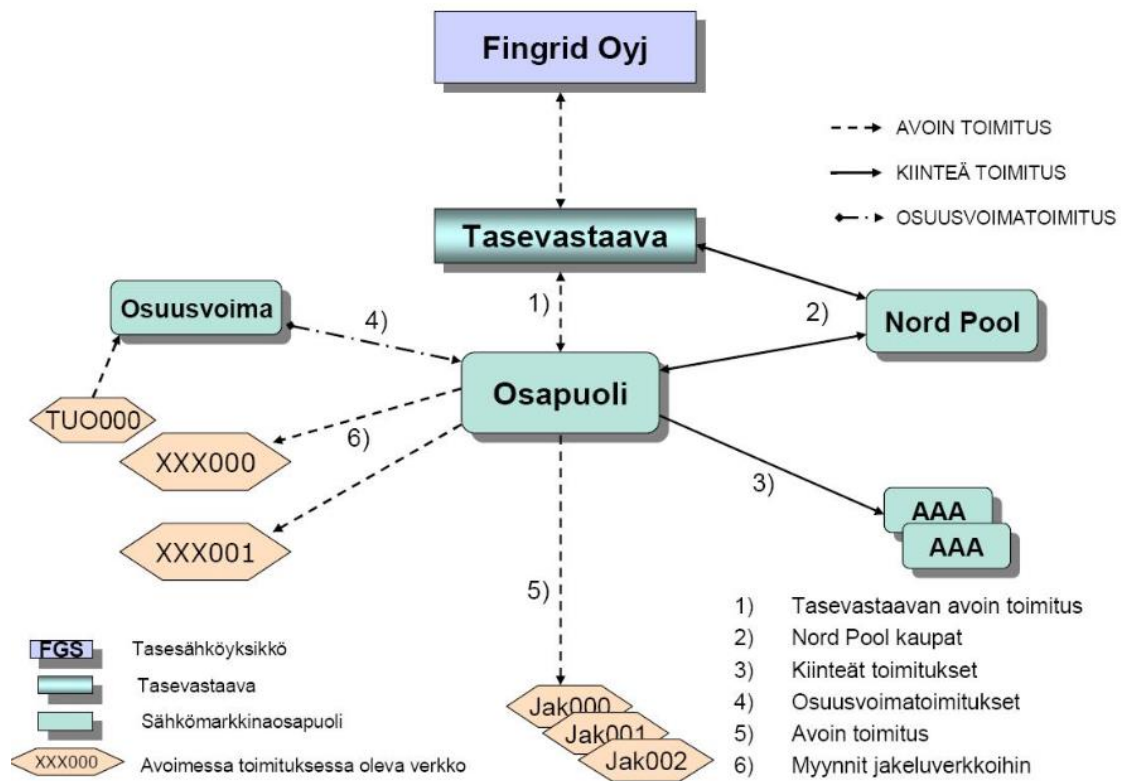
Vaikka sähkömarkkinaosapuolet pyrkivät sähkön kulutus- ja hankintasuunnitelmissaan tasapainoon, tase poikkeaa käytännössä aina suunnitellusta, jolloin osapuolelle jää taseeseensa tasevirhettä, joka korjataan viimeistään osapuolen avoimen toimittajan avoimella toimituksella. Tasevirhe kuitenkin altistaa osapuolen tasesähkön hintariskille, jonka vuoksi osapuoli voi pyrkiä pienentämään avointa positiotaan eri keinoin. Lähtökohdana tasevirheiden hallinnassa on ennustaa sähkön myynti ja hankinta mahdollisimman tarkasti Elspot-markkinalle tehtyjä tarjouksia varten. Kulutustaseessa tasevirhettä voi-

daan hallita kiinteillä toimituksilla esimerkiksi Elbas-markkinalta. Lisäksi erilaisilla kulutusjoustoilla voidaan vaikuttaa kulutustaseen tasevirheeseen. Kulutusjoustojen avulla sähkönkulutusta voidaan hetkellisesti pyrkiä joko lisäämään tai vähentämään.

Tuotantotaseen tasevirhettä voidaan hallita säätämällä sähköntuotantoa, mikäli tämä on teknisesti mahdollista. Tasevirhettä voi myös kompensoitua tuotantotaseessa saatavien *risteilyhyötyjen* kautta. Tasevastaavan tuotantotaseen risteilyhyöty perustuu usean eri tuotantoyksikön tai taseeseen kuuluvien sähköntuottajaosapuolten todellisten tuotantojen sopivaan risteämiseen tasevastaavan kokonaistuotantosuunnitelmaan nähden. Mikäli esimerkiksi tasevastaavan tuotantolaitos A:n tasevirhe taseselvitysajaksolla on -10 MWh ja tuotantolaitos B:n 10 MWh, kumoavat näiden virheet toisensa kokonaistuotantotaseessa. Myös kulutustaseessa on saavutettavissa pientä risteilyhyötyä tasesähkön volyymimaksun kautta. Kulutuskohteiden sopiva risteily voi vähentää kulutustaseen tasepoikkeamaa, jolle tasesähkön volyymimaksu kohdistetaan. Risteilyhyötyjen avulla osapuolilla on mahdollisuus tehdä merkittäviä säästöjä tasesähkötalouksissa, vaikka osapuolten taseisiin jää käytännössä aina tasevirhettä risteilyhyödyistä huolimatta.

### 4.3 Taseselvitys

Taseselvityksen tarkoituksena on muodostaa sähkömarkkinoille taloudellinen tasapaino kunkin käyttötunnin eli taseselvitysajaksen jälkeen. Taseselvityksen tuloksena selviää sähkömarkkinaosapuolten väliset sähköntoimitukset. Nykyisessä NBS-mallissa on sekä sähköntuotannolle että -kulutukselle käytössä omat taseensa, joissa sähköenergiat laskeaan ja selvitetään erikseen. Kukin tasevastaava on taloudellisessa vastuussa taseistaan ja niiden poikkeamista. Tasepoikkeamat tasataan avointen toimitusten perusteella, joissa jokaisella sähkömarkkinoilla toimivalla osapuolella on yksi avoin toimittaja. Kukin pohjoismainen tasevastaava hankkii tasesähkötä kantaverkkojen ylläpitäjiltä tasesähkömarkkinoilta. Tasevastaavat vastaavat kaikista näiden tasevastuun alaisten sähkönmyyjien avoimista toimituksista. Sähkön vähittäismyyjät toimivat pienkuluttajille, kuten kotitalouksille avoimena toimittajana, jotka toimittavat asiakkailleen kaiken näiden kuluttaman sähkön. Vähittäismyyjä voi joko itse toimia tasevastaavana tai olla osa suurempaa tasekokonaisuutta. Kuvassa 19 on esitetty taseselvityksen ja -vastuun hierarkkinen malli.



**Kuva 19. Taseselvityksen ja -vastuun periaate (Järventausta 2017)**

Avointen toimitusten ketju alkaa sähkön loppukäyttäjistä ja päättyy taseselvitysyksikköön. Valtakunnallisesta taseselvityksestä on vastuussa Suomen kantaverkonhaltija Fingrid Oyj mutta tehtävää on hoitanut vuodesta 2017 alkaen pohjoismainen palveluyhtiö eSett, joka toimii taseselvitysyksikkönä pohjoismaissa (eSett 2020a). eSettin tehtäviin kuuluu muun muassa taseselvitystietojen kerääminen, validointi, hallinta ja ylläpito. Lisäksi eSett tekee alustavaa taseselvitystä, seuraa raportoituja taseselvitystietoja ja suorittaa lopullisen taseselvityksen sekä laskuttaa osapuolilta taseselvityksen ja muiden maksujen laskutuksen kantaverkko-yhtiöiden puolesta.

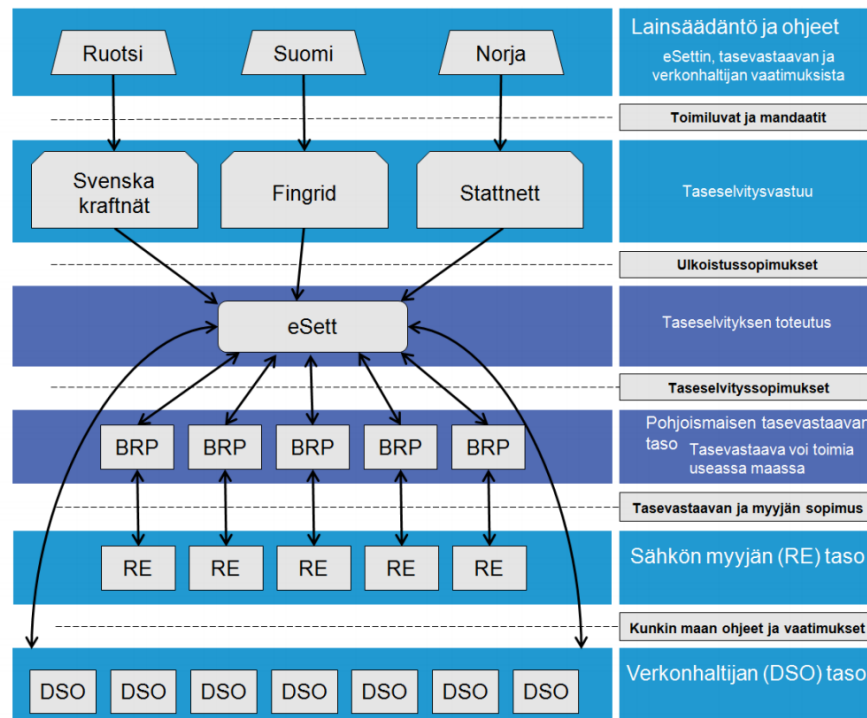
Jotta markkinat pysyisivät toimivina ja avoimina, eSett myös seuraa yhdessä sidosryhmiensä kanssa markkinoiden ja markkinaosapuolten käyttäytymistä. Seurannalla on kolme päätavoitetta. Tasevastaavien osalta eSettin on tarkoitus seurata, että tasepoikkeamat pysyvät riittävän vähäisinä. Lisäksi seurataan mahdollisia markkinan väärinkäytöksiä, ja pyritään vähentämään eSettin vastapuoliriskiä tasevastaavia kohtaan. Seuranta varten eSett käyttää erilaisia suorituskykymittareita, jotka mittaavat eri markkinaosapuolten markkinakäyttäytymistä. Eräs eSettin suorituskykymittari on tasepoikkeamaindeksi. Sen mukaan kuukausittaisen nettotasepoikkeaman tulisi olla lähellä nolaa eikä

se saisi painottua positiiviseen tai negatiiviseen suuntaan. Tasekohtaisten tasepoikkeamien suuruudet jaetaan kolmeen eri ryhmään: vihreään, keltaiseen ja punaiseen. Ryhmän värin perusteella eSett voi antaa huomautuksen tasevastaavalle, mikäli taso ei ole riittävä. Tasepoikkeamaindeksissä tasepoikkeamat ryhmitellään seuraavasti (eSett 2020a):

1. Vihreä ryhmä: tasepoikkeama hyväksytään. Tähän ryhmään kuuluvien tasevastaavien tase on hyvässä tasapainossa. Vaikka tase on hyväksyttävällä tasolla, tasevastaava voi silti vähentää tasepoikkeamakulujaan parantamalla tasetta.
2. Keltainen ryhmä: tasepoikkeama hyväksytään väliaikaisesti. Tämän ryhmän tasevastaavat eivät suoriudu tasepoikkeamien suhteen niin hyvin kuin voisivat. Vaikka taseselvityssopimusta ei rikottaisi raportointijakson aikana, pitkäaikainen luokitus tähän ryhmään tai tasepoikkeamien kasvu tulevissa jaksoissa voivat johtaa punaiseen luokitukseen.
3. Punainen ryhmä: tasepoikkeamaa ei hyväksytä pitkäaikaisesti. Tämän ryhmän tasevastaavat saattavat rikkoa taseselvityssopimusta. Tasevastaava saa kehoituksen parantaa tasettaan. Tasevastaava, joka luokitellaan tähän ryhmään liian pitkään, voidaan poistaa markkinoilta.

Viranomaiset, eri maiden kantaverkkoyhtiöt ja eSett toimivat yhteistyössä laadunseuranan toteutuksessa sekä sanktioiden määräämisessä niille tasevastaaville, joilla on systemaattisia tasepoikkeamia taseissaan. Seuranta koskee myös verkonhaltijoita. Sanktiomenettelyä voidaan soveltaa niitä verkonhaltijoita kohtaan, jotka eivät onnistu toimittamaan laadukkaita tietoja annettujen raportointimääräaikojen sisällä.

Taseselvityksen osalta eSett on monipuolisesti yhteydessä eri sidosryhmien kanssa. Kuvassa 20 on esitetty eSettin ja muiden markkinaosapuolten välisiä suhteita sekä taseselvityksen tietovirtoja.



**Kuva 20.** eSettin suhteet muihin markkinaosapuoliin (eSett 2020a)

Taseselvitys alkaa jakeluverkkojen loppukäyttäjistä. Jokaisella jakeluverkkohaltijalla on velvollisuus järjestää omassa jakeluverkossaan taseselvitys. Valtioneuvoston asetuksen 217/2016 (VA 2016) mukaisesti jakeluverkkohaltijan on toimitettava taseselvityksyksikölle oman verkkoalueensa tuntimittauksen piirissä olevien sähköntoimitusten kokonaismäärä, taseselvitettävien osapuolten taseselvityksen piiriin kuuluvien tuotantoyksiköiden tuotantotiedot, mittausalueensa rajapistemittausten summatiedot muiden mittausalueiden välillä, verkon häviöt ja hävikki sekä mittausalueen niin sanotun tyyppikuormituskäyrämenettelyn piiriin kuuluvien toimitusten määrä. Tyyppikuormituskäyrämenettelyä sovelletaan niissä kulutuskohteissa, joista ei ole saatavilla tuntimittausta.

Tasevastaavan vastuisiin kuuluu järjestää taseselvitys avointen toimitustensa osalta. (FG 2020c) Nykyisessä kahden taseen taseselvitysmallissa tuotanto ja kulutus käsitellään erikseen. Taseselvityksessä noudatetaan merkisääntöjä, joiden mukaan sähkön tuotanto ja -hankinta käsitellään positiivisena (+). Sähkönkulutus ja -toimitus käsitellään negatiivisena (-). Luvussa 4.1 esitellyn tasepalvelumallin mukaisesti tuotantotase koostuu toteutuneen tuotannon ja tuotantosuunnitelman erotuksesta sekä tuotantotaseeseen vaikuttavien tehokauppojen summasta. Näiden tietojen perusteella voidaan laskea tuotantotaseen tasevirhe, jolle sovelletaan kaksihintajärjestelmää. Tuotantotaseen ollessa ylijäämäinen, tasevastaava myy sähköä avoimelle toimittajalleen Fingridille. Taseen ollessa alijäämäinen, tasevastaava ostaa sähköä Fingridiltä. Kulutustaseessa käsitellään

tasevastaavan sähkön kokonaiskulutus, tuotantos suunnitelmat, kiinteät toimitukset ja mitausalueen tasepoikkeama. Näiden tietojen perusteella voidaan laskea kulutustaseen tasepoikkeama, jolle sovelletaan yksihintajärjestelmää. Tasevastaavan näkökulmasta tasesähkön myyntitulot ja ostokustannukset lasketaan seuraavasti

$$\text{Tasesähkön myyntitulo} = |\text{tasevirhe}| * \text{tasesähkön myyntihinta} \quad (2)$$

$$\text{Tasesähkön ostokustannus} = |\text{tasevirhe}| * \text{tasesähkön ostohinta} \quad (3)$$

Tasevirheistä johtuvien tasekustannuksen lisäksi tasevastaaville kohdistetaan myös muita maksukomponentteja. Näitä ovat muun muassa Fingridin tasepalveluihin liittyvät tasepalvelumaksut, jotka on kuvattu Fingridin ja tasevastaavan välisessä tasepalvelusopimuksessa. Näitä maksuja ovat viikko-, kulutus- ja tuotantomaksut sekä kulutustaseen tasesähkön volyymimaksu. Taulukossa 3 on lueteltu nykyisin voimassa olevat maksukomponentit ja näiden suuruus.

**Taulukko 3.** Tasepalveluun kuuluvat kiinteät maksukomponentit (FG 2020h)

Maksu	Yksikkö	Määrä
Viikkomaksu	EUR / Viikko	30 €/viikko
Kulutismaksu	EUR / MWh	0,35 €/MWh
Tuotantomaksu	EUR / MWh	0,22 €/MWh
Volyyimaksu kulutustaseen poikkeamalle	EUR / MWh	0,50 €/MWh

Tasepalvelumaksujen on tarkoitus kattaa Fingridille tasepalvelussa syntyneitä kustannuksia, joista merkittävimpiä ovat reservien ylläpitokustannukset. Eri reservilajien kustannuksia kohdistetaan aiheuttamisperusteisesti sekä tasepalvelulle että muille kantaverkkoyhtiön palveluille. Tasepalvelutariffi katetaan 66,6 prosenttisesti kulutusmaksuilla ja 33,3 prosenttisesti tuotantomaksulla. Tasepalvelutariffilla rahoitetaan taajuusohjatun käyttöreservin ja automaattisen taajuudenhallintareservin kustannukset. Lisäksi tasepalvelutariffilla rahoitetaan 10 prosenttia taajuusohjatun häiriöreservin, säätökapasiteetti-markkinoiden, Fingridin varavoimalaitosten ja käyttöoikeuslaitosten kustannuksista. Taseselvityksen operatiiviset kustannukset katetaan viikkomaksulla ja säätösähkömarkkinoiden kustannukset tasesähkökaupalla (FG 2020h; FG 2020j; FG 2020q).



Esitetään seuraavaksi yksinkertaistettu esimerkki taselaskennasta vakiomääräiselle tasepoikkeamalle eri markkinatilanteissa. Esimerkissä lasketaan tasekustannukset käyttötunnilla, jolla on joko säädetty ylös, alas tai ei lainkaan. Lisäksi laskennassa huomioidaan tasepalveluun kuuluvat kiinteät maksukomponentit. Esimerkissä tasevastaavan tase koostuu sekä sähköntuotannosta että -kulutuksesta. Tasevastaavan tuotantosuunnitelma käyttötunnilla on 50 MWh ja mitattu tuotanto 65 MWh. Lisäksi tasevastaava osallistuu ylössäätöön 10 MWh suuruisella tuotannolla, josta tehdään Fingridin ja tasevastaavan välinen tehokauppa. Tuotantotaseen tasepoikkeamaksi saadaan siten 5 MWh. Tasevastaavan mitattu kulutus oli 40 MWh ja vuorokausimarkkinoille myyty sähkö 20 MWh. Tällöin kulutustaseen poikkeamaksi saadaan -10 MWh. Kiinteät maksukomponentit määräytyvät siten, että kulutustaseen tasesähkön volyymimaksuksi muodostuu itseisarvoltaan 10 megawatin tasepoikkeamalla 5 euroa, tuotantomaksuksi 65 megawatin tuotannolla 14,30 euroa ja kulutusmaksuksi 60 megawatin kulutuksella 21,00 euroa. Tällöin kiinteitä kustannuksia käyttötunnille kertyy 40,30 euroa. Taulukoissa 4–6 on esitetty tasevastaavan kustannukset käyttötunnilla eri säätötilanteissa.

**Taulukko 4.** Kustannukset ylössäätötunnilla ylössäätöhinnan ollessa 90 €/MWh

Tuotantotaseen ylijäämän hyvitys	$5 \text{ MWh} * 40 \text{ €/MWh} = 200 \text{ €}$
Kulutustaseen alijäämän kustannus	$10 \text{ MWh} * 90 \text{ €/MWh} = 900 \text{ €}$
Kokonaiskustannus	$200 \text{ €} - 900 \text{ €} - 40,30 \text{ €} = -740,30 \text{ €}$

**Taulukko 5.** Kustannukset tunnilla, jolla ei olla säädetty Elspot-hinnan ollessa 40 €/MWh

Tuotantotaseen ylijäämän hyvitys	$5 \text{ MWh} * 40 \text{ €/MWh} = 200 \text{ €}$
Kulutustaseen alijäämän kustannus	$10 \text{ MWh} * 40 \text{ €/MWh} = 400 \text{ €}$
Kokonaiskustannus	$200 \text{ €} - 400 \text{ €} - 40,30 \text{ €} = -240,30 \text{ €}$

**Taulukko 6.** Kustannukset alassäätötunnilla alassäätöhinnan ollessa 20 €/MWh

Tuotantotaseen ylijäämän hyvitys	$5 \text{ MWh} * 20 \text{ €/MWh} = 100 \text{ €}$
Kulutustaseen alijäämän kustannus	$10 \text{ MWh} * 20 \text{ €/MWh} = 200 \text{ €}$
Kokonaiskustannus	$100 \text{ €} - 200 \text{ €} - 40,30 \text{ €} = -140,30 \text{ €}$

Esimerkkitapauksen tasepoikkeaman kustannukset voivat siis vaihdella hyvin voimakkaasti mahdollisen säätötilanteen mukaan. Tasepoikkeaman suuruus yhdistettynä epäsuotuisaan säätöhintaan voi johtaa suuriin kustannuksiin. Ylössäätötunnilla tasevastaa- van tasepoikkeamasta johtuneet kokonaiskustannukset olivat 740,30 euroa ja alassäätötunnilla 140,30 euroa. Tunnilla jolla ei säädetty, kokonaiskustannuksiksi muodostui 240,30 euroa. Nykyinen tuotantotaseen tasepoikkeamaan kohdistuva kaksihinnoittelujärjestelmä ei mahdollista Elspot-hintaa suuremman voiton saavuttamista tuotannon ylijäämällä eikä tuotantotaseen tasepoikkeamasta saatava hyöty välttämättä kata kulutus- taseen tasepoikkeamasta syntyneitä kustannuksia.

#### 4.4 Yhden taseen ja -hinnan malli

Osana taseselvityksen eurooppalaista harmonisointia Pohjoismaissa ollaan siirtymässä yhden taseen ja -hinnan järjestelmään. Euroopan komission asetus (EU) 2017/2195 sähköjärjestelmän tasehallintaa koskevista suuntaviivoista on osa eurooppalaisia verkosäätöjä, jotka liittyvät vuoden 2009 kolmannen energiapaketin toimeenpanoon ja sähkön sisämarkkinoiden edistämiseen Euroopassa. Asetuksen perusteluvoimien 1 ja 17 mukaisesti Euroopan yhteiset sisämarkkinat ovat keskeisessä roolissa energian toimitusvarmuuden ja kilpailukyvyn ylläpitämisessä sekä sen kohtuuhintaisessa tarjoamisessa kaikille kuluttajille. Asetuksen mukaan taseselvityksen yleisenä tavoitteena on tasevastaavien sähköjärjestelmän tukemisen varmistaminen sekä tarjota markkinaosa- puolille kannustimia järjestelmän tasapainon ylläpitämiseen ja sen palauttamiseen (EBGL 2017).

Asetus velvoittaa kantaverkkoyhtiöitä harmonisoimaan tiettyjä taseselvityksen periaatteita, joiden pohjalta Euroopan unioniin kuuluvat siirtoverkonhaltijat toimittivat järjestelmävastaavien yhteistyöjärjestö ENTSO-E:lle (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*) konsultaatioon yhteisen *ALL TSO* –nimisen ehdotuksen taseselvityksen eurooppalaisesta harmonisoinnista joulukuussa 2018. Kansalliset energiaregulaattorit eivät kuitenkaan päässeet ehdotuksen sisällöstä yhteisymmärrykseen, joten päätöksenteko siirrettiin eurooppalaiselle viranomaisten yhteistyöelimelle ACER:lle (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators*). Tarvittavien konsultaatioiden jälkeen ACER julkaisi päätöksensä asiassa heinäkuussa 2020. (ACER 2020) Päätökseen perustuen pohjoismainen tasehallintahanke NBM (*Nordic Balancing Model*) asetti yksitasemallin käyttöönottoajankohdaksi 1. marraskuuta 2021, joka kumosi aiemman aikataulun, jonka mukaan mallin käyttöönotto olisi ollut vuoden 2021 toisen vuosineljänneksen aikana (NBM 2020; FG 2020).

Kantaverkkojen antamassa ALL TSO -ehdotuksessa pyrittiin vastaamaan tiettyihin tasehallinnan suuntaviivojen vaatimuksiin. Ehdotuksessa otettiin kantaa muun muassa tasekorjausten, tasepoikkeaman sekä tasevastaavalle osoitetun tuotannon ja kulutuksen laskentaan. Lisäksi siinä käsiteltiin tasepoikkeaman hinnan laskentaan käytettäviä komponentteja sekä yhden hinnan käyttöä kaikille tasepoikkeamille siten, että sekä yli- että alijäämälle määrättäisiin yksi hinta taseselvitysjakson aikana.

Keskeisin ehdotuksessa käsitelty muutos Suomen näkökulmasta on siirtyminen taseselvityksessä yhden taseen ja -hinnan malliin. Malli perustuu tasehallinnan suuntaviivan artiklan 53.4.a mukaiseen tasevastaavan position laskentamalliin, missä kullakin tasevastaavalla on vain yksi positio, joka on yhtä suuri kuin ulkoisten ja sisäisten kaupankäyntisuunnitelmien summa. Tämä tarkoittaa, että Suomessa siirrytään erillisistä kulu- ja tuotantotaseista yhteen taseeseen. Kuvassa 21 on esitetty tasepoikkeaman määräytyminen yhden taseen mallissa (FG 2018c; ENTSO-E 2018).



**Kuva 21.** Tasepoikkeaman määräytyminen. Perustuu lähteeseen (NBM 2019).

Tasepoikkeaman laskentatapa tulevassa tasemallissa on hyvin samankaltainen kahden taseen mallissa käytössä olevan kulutustaseen tasepoikkeaman laskennan kanssa. Kuvan 21 mukaisesti tasepoikkeaman määrittämisessä huomioidaan tasevastaavan sähkönkulutus- ja tuotanto, kiinteät toimitukset, tehokaupat sekä mittausalueen tasepoikkeama. Taseselvitysmallin muutoksen myötä tuotantosuunnitelmat eivät enää ole osa taseselvitystä, mutta tasevastaavien velvoite toimittaa niitä edelleen kantaverkko-yhtiölle säilyy.

ALL TSO -ehdotuksen kohdassa 7. vastattiin tasehallinnan suuntaviivan artiklaan 52.2.c., joka määrää tasesähkön hinnoittelun yhdenmukaistettavan siten, että kunkin taseselvitysjakson aikana tulee sekä ali- että ylijäämäiselle tasepoikkeamalle määritellä yksi tietty hinta. Tämä vastaa samankaltaista tasepoikkeaman hinnoittelua, jota on sovellettu kaksitasemallisissa kulutustaseen tasepoikkeamaan. Ehdotuksessa otettiin kantaa myös niihin ehtoihin, joilla järjestelmävastaava voi ehdottaa kansalliselle regulaatorille kaksoishinnoittelun käyttöä sekä millaiset perustelut käytölle on esitettävä. Kaksihinnoittelun ehdottamisen katsotaan olevan perusteltua, mikäli taseselvitysjakso alueella on pidempi kuin 15 minuuttia, paikalliset energiamarkkinan erimielisyydet aiheuttavat tarpeen kaksihinnoittelulle, yksihintamalli ei riitä kattamaan tasehallinnasta aiheutuvia kustannuksia, järjestelmävastaava tarvitsee samalla taseselvitysajaksolla sekä ylös- että

alassäättöä, tai että tasepoikkeama-alueen nettotasepoikkeaman perusteella ei voida määrittellä selkeää säätösuuntaa taseselvitysjaksolle (ENTSO-E 2018).

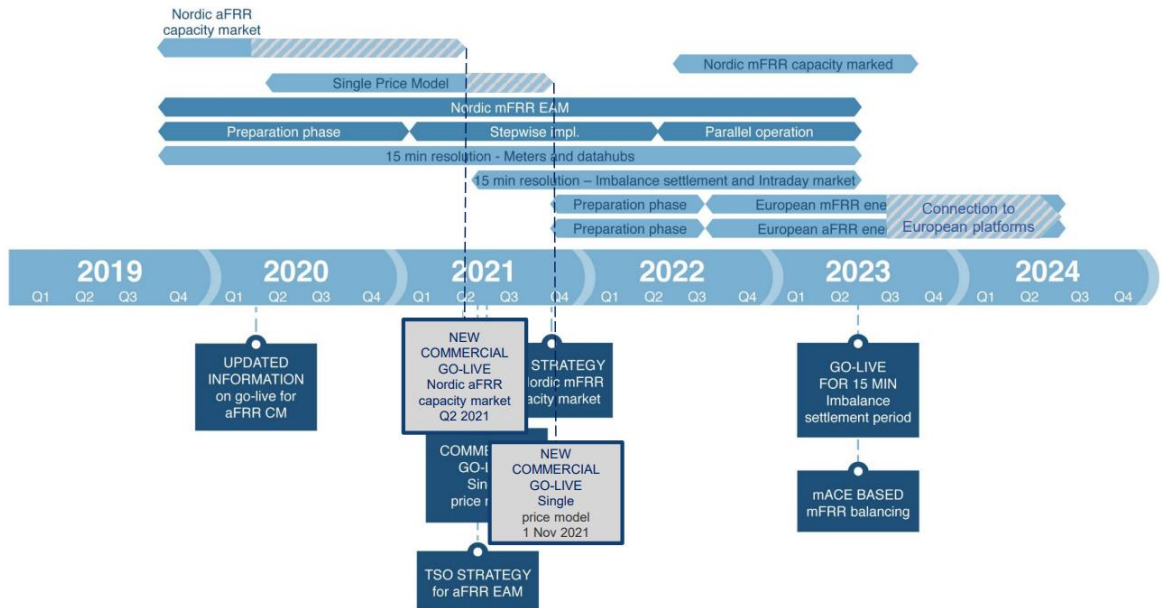
Tällä hetkellä Euroopassa yksihinnoittelu on käytössä esimerkiksi Saksassa, Isossa-Britanniassa, Kroatiaassa, Serbiassa ja Islannissa (EC 2016). Eräissä tutkimuksissa (Veen 2010) vertailtiin Saksan ja Hollannin taseselvitysmalleja. Siinä käsiteltiin muun muassa Saksan yksihinnoittelu- ja Hollannin kaksihinnoittelumallien välisiä eroja. Varsinaisia johdot päätöksiä optimaalisemman hinnoittelumallin puolesta ei voitu kuitenkaan tutkimuksessa osoittaa markkinamekanismien muiden eroavaisuuksien vuoksi. Yleisesti katsottuna valtioiden eri taseselvitysmallien välillä voi olla hinnoittelumallien lisäksi eroina esimerkiksi siirtoverkon rakenne, tasesähkön hinnan laskentatapa, taseselvitysjakson pituus sekä tasesähkön hinnan julkaisuajataulu.

Tasehallinnan suuntaviivan artiklan 17 mukaan tasepoikkeamahintojen olisi vastattava energian reaaliaikaista arvoa, jotta tasehallintamarkkinat sekä energiajärjestelmät pystyisivät ottamaan vastaan vaihtelevien uusiutuvien energialähteiden kasvavat osuudet. Artiklan 52.2.b mukaan järjestelmävastaavien on määriteltävä tasepoikkeaman hinnan laskentaan käytettävät keskeiset osatekijät, johon perustuen ALL TSO -ehdotuksen kohdan 5. mukaisesti tasepoikkeaman hinnan laskennassa saisi muun muassa käyttää säätösähkön hintoja tuotteista aFRR, mFRR ja RR sekä VoAA-komponenttia (*Value of Avoided Activation*). VoAA-komponentti kuvaa tasesähkön arvoa taseselvitysjaksolla, jolla ei ole säädetty ylös- eikä alassuuntiin. Nykyisessä taseselvitysmallissa VoAA-arvona käytetään Elspot-markkinan vastaavaa hintaa. Lisäksi erilaisia kannustinkomponentteja saataisiin hyödyntää, mikäli kansallinen regulaattori antaisi tälle hyväksynnän.

Tasesähkön hintakaton osalta ACER konsultaatioissaan vetosi tasehallinnan suuntaviivan artiklan 30 kohtaan 2, missä mainitaan siirtoverkonhaltijoiden mahdollisuudesta laatia ehdotus yhdenmukaistetuista tasesähkön enimmäis- ja vähimmäishinnoista, mikäli nämä katsovat tämän aiheelliseksi. ACER:n mukaan markkinaosapuolet ja sidosryhmät ovat nähneet hintarajojen määrittelyt tarpeellisiksi. ALL TSO -ehdotuksessa ei suoraan otettu kantaa tasesähkön maksimi- ja minimihintarajoihin, joten ACER teki ehdotuksen uusista teknisistä tasesähkön hintarajoista, jotka olisivat +99 999 €/MWh ja -99 999 €/MWh sekä positiiviselle että negatiiviselle tasepoikkeamalle. ACER:n ehdotus annettiin tarkasteltavaksi eurooppalaisille energiaregulaattoreille ja siirtoverkonhaltijoille tammi-kuussa 2020. Kesäkuussa 2020 Fingridin sähkömarkkinatoimikunta ilmaisi huolensa liittyen tasesähkön hintakaton nostamiseen ja tätä kautta kustannusriskien hallintaan tulevaisuudessa (ACER 2020a; EBGL 2017; FG 2020s)

Tasemallin muutoksen myötä myös tasepalveluehdot ja maksut päivitetään. (FG 2020t) Tasepalvelumaksuilla rahoitetaan tasepalvelussa syntyneitä kustannuksia, ja tuotantotaseen poistuessa myös kaksihintatuotto poistuu järjestelmävastaavalta. Tämän vuoksi sähkönkulutukseen kohdistettavat tasepalvelumaksut nousisivat suhteessa tuotannon maksuihin, mikäli nykyisellä tasepalvelumaksujen kustannusjaolla jatkettaisiin. Fingrid kertoo tasepalvelumaksujen tuotosta häviävän osuuden kerättävän jatkossa mahdollisesti tuotanto- ja kulutusmaksun kautta eikä volyyymmaksun suhteen olla suunniteltu korotuksia. Tulevaisuudessa tasepalvelun maksukomponentit tulisivat mahdollisesti olemaan viikkomaksu, tasepoikkeamaan kohdistettava volyyymmaksu, tuotantomaksu ja kulutusmaksu (FG 2020u). Mikäli Fingrid ei päädy nostamaan volyyymmaksua, on sen nostettava kulutus- ja tuotantomaksuja pitääkseen tasepalvelumaksujen avulla kerättävän tuoton nykytasolla. Fingridin mukaan päätös tulevasta hinnoittelumallista annetaan sidosryhmien kuulemisen jälkeen. Sähkömarkkinatoimikunta linjasi kuitenkin tiedotteessaan kesäkuussa 2020, että kulutusta ja tuotantoa on kohdeltava kulutusrakenteessa tasapuolisesti (FG 2020s).

Pohjoismainen tasehallintahanke NBM perustettiin pohjoismaihin kehittämään ja toteuttamaan tasehallinnan markkinasääntöjä, sähköjärjestelmän käytön prosesseja ja niihin liittyviä IT-järjestelmiä. Hankkeen tärkeimmiksi kohdealueiksi on nimetty yksitasemallin, varttitaseen ja yhteispohjoismaisten säätökapasiteettimarkkinoiden kehittäminen ja käyttöönotto. Hankkeen toteutus on hyvin riippuvainen viranomaispäätöksistä ja sidosryhmien toiminnasta. Tämän vuoksi hankkeen alkuperäisestä aikataulusta on jouduttu poikkeamaan. Viimeisin päivitetty aikataulu on esitetty kuvassa 22.



**Kuva 22.** Pohjoismaisen tasehallintahankkeen tiekartta (NBM 2020a)

Kuten kuvasta 22 nähdään, tasehallintahankkeeseen kuuluu monia eri osakokonaisuuksia ja näiden eri vaiheita. Alkuperäisen suunnitelman mukaan yksitasemallin käyttöönotto oli suunniteltu implementoitavan yhtäaikaisesti varttitaseen kanssa, mutta pohjoismaiset kantaverkkoyhtiöt ovat uudelleenarvioinnin tuloksena joutuneet hakemaan lykkäystä varttitaseen käyttöönotolle. Tämänhetkisen suunnitelman mukaan yksitasemalli astuu voimaan marraskuussa 2021 ja varttitase vuoden 2023 toisen vuosineljänneksen aikana.

## 5. TULOKSET

Tässä luvussa analysoidaan tulevaa taseselvitysmallin muutosta haastatteluista kerätyn aineiston ja kustannuslaskelmien avulla. Luvussa esitettyjen tulosten avulla pyritään esittämään tasemallin muutoksen keskeisimmät vaikutukset.

### 5.1 Tasemallin muutos

Tasemallin muutoksesta ja sen vaikutuksista sähkömarkkinoihin on monia eri näkemyksiä. Työssä toteutettiin kolme eri haastattelua, joissa heräsi runsaasti keskustelua. Haastattelut olivat rakennettu ennalta määriteltyjen teemojen ympärille, joista käytiin vapaa-intoista keskustelua varsinaisten haastattelukysymysten lisäksi. Tietyissä aihepiireissä nähtiin yhteneväisyyttä haastateltavien näkemyksissä keskenään mutta myös näkemuseroja havaittiin. Yhden taseen ja -hinnan mallin käyttöönotto on osa suurempaa taseselvitysmallin muutosta, joka perustuu eurooppalaiseen sähkömarkkinoiden harmonisointiin. Haastateltavat näkivät muutoksen luontevana jatkumona jatkuvien muutosten ketjussa. Muutoksen todettiin esimerkiksi yksinkertaistavan taseselvitystä sekä antavan pitkällä aikavälillä mahdollisuuden kehittää reservimarkkinoita ja erilaisia joustoja (Kankaanpää; Piipponen 2020). Muutoksessa nähdään myös samankaltaisuuksia Suomessa ennen vuotta 2009 käytössä olleeseen taseselvitysmalliin. Samankaltaisuuksien vuoksi toiminta uuden tasemallin aikana voisi olla luontevaa vanhan tasemallin aikana toimineille osapuolille. Yleisesti katsottuna muutosvaiheet nähdään haasteina mutta pitkällä aikavälillä tilanne voi olla toinen (Nurminen 2020).

#### 5.1.1 Tuotantotaseen poistuminen

Vesivoiman, kuten myös muiden sähköntuottajien kannalta merkittävin muutos taseselvitysmallin muutoksessa on tuotantosunnitelmien poistuminen taseselvityksestä. Luvun 4 mukaisesti yhden taseen malli koostuu osapuolen toteutuneesta sähköntuotannosta ja -kulutuksesta sekä taseeseen vaikuttavista tehokaupoista, kiinteistä toimituksista ja mitausalueen tasepoikkeamasta. Näiden tietojen perustella lasketaan osapuolen tasepoikkeama taseselvitysjaksolla. Vaikka taseselvitysmallin muutoksen myötä tuotantosunnitelmat eivät ole enää osa taseselvitystä, tasevastaavien velvollisuus toimittaa tuotantosunnitelmat järjestelmävastaavalle kuitenkin säilyy. Muutoksen myötä myös aikarajoitteet tuotantosunnitelmien muutosten osalta kevenevät, sillä tuotantotasepoikkeamasta

syntyvät kustannukset poistuvat. Käytännössä kantaverkkoyhtiö vaatii kuitenkin tasevas-  
taavia edelleen toimittamaan tuotantosuunnitelmien muutokset viimeistään 45 minuuttia  
ennen käyttötuntia valtakunnallista tasehallintaa varten.

Tuotantotaseen poistumisen myötä poistuvat myös tuotantotaseen risteilyhyödyt. Eri  
tuotantoyksiköiden tuotantojen sopiva risteily ei tulevaisuudessa vaikuta toimijan ta-  
sepoikkeamaan samoin kuin kaksitasemallin mukaisessa tuotantotaseessa. Kaksitase-  
mallissa kulutustaseen tasevirheeseen kohdistettava volyymimaksu jää kuitenkin voi-  
maan yhden taseen malliin. Jatkossa volyymimaksu kohdistetaan kokonaistaseen ta-  
sepoikkeamaan. Työssä tehdyissä haastatteluissa haastateltavat näkivät, että volyymi-  
maksun kautta saatavat risteilyhyödyt kompensoivat joltain osin tuotantotaseen risteily-  
hyötyjen poistumista. Tähän vaikuttaa merkittävästi volyymimaksun hinta tulevaisuu-  
dessa (Nurminen; Kankaanpää 2020).

Liittyen tuotantosuunnitelmien poistumiseen taseselvityksestä, toimijoiden keskuudessa  
on herännyt huoli liittyen tasevastaavien lähettämien tuotantosuunnitelmien laatuun.  
Kaksitasemallisissa tuotantosuunnitelmat ovat olleet osa taseselvitystä ja tätä kautta kus-  
tannusjakoperuste, jonka vuoksi toimijan on ollut taloudellisesti kannattavaa lähettää  
mahdollisimman tarkka tuotantosuunnitelma sekä päivittää sitä. Yksitasemallisissa tuotan-  
tosuunnitelmia tai niiden muutoksia ei enää huomioida taseselvityksessä. Piipponen us-  
koo, että tasevastaavat pyrkivät lähettämään mahdollisimman tarkat tuotantosuunnitel-  
mat, sillä tämä ajaisi kaikkien toimijoiden etua. Laadunseuranta on lisäksi osa Fingridin  
ja taseselvitysyhtiö eSettin toimintaa (Piipponen 2020). Fingridin ja tasevastaavan väli-  
sessä tasepalvelusopimuksessa todetaan: *”Mikäli taseselvitystiedot osoittavat, että Ta-  
sevastaavan sähkötaseet eivät ole Fingridin hyväksymällä tavalla tasapainossa, on Ta-  
sevastaavan pyydettyessä annettava Fingridille viipymättä selvitys tasepoikkeaman  
syistä sekä ryhdyttävä Fingridin edellyttämiin toimenpiteisiin tasepoikkeaman korjaa-  
miseksi.”* (FG 2020b). Haastatteluissa nousi erilaisia näkemyksiä tilanteen kehityksestä.  
Yhteinen kanta haastateltavien keskuudessa kuitenkin oli, että mikäli tuotantosuunnitel-  
mien laatu ei säily, on mallia kehitettävä toimivampaan suuntaan (Nurminen; Piipponen;  
Kankaanpää 2020).



### 5.1.2 Tasesähkökustannukset

Tuotantotaseeseen poistumisen myötä myös tuotantotaseen tasepoikkeamaan kohdistuva kaksihinnoittelujärjestelmä poistuu. Tulevassa yhden taseen mallissa tasepoikkeamalle sovelletaan yhden hinnan mallia. Toisaalta järjestelmävastaavien antamassa ALL TSO -ehdotuksessa mainitaan, että kaksihinnoittelun käyttö voi olla perusteltua esimerkiksi sellaisilla taseselvitysjaksoilla, joilla on säädetty sekä ylös- että alassuuntiin. Fingrid on myös linjannut, että tällä hetkellä Suomeen ei olla suunnittelemassa kaksihinnoittelun käyttöönottoa (Piipponen 2020). Mikäli kaksihinnoittelua tulaisiin soveltamaan, työssä haastatellut osapuolet näkivät tärkeäksi tarkan ennakkomäärittelyn niille olosuhteille, joissa kaksihinnoittelua sovellettaisiin (Nurminen; Kankaanpää 2020).

Yksitasemallisissa tuotantoyhtiöiden tasesähkökustannukset koostuvat sähkön tuotannon, mahdollisen kulutuksen ja kiinteiden toimitusten erotuksesta. Kiinteisiin toimituksiin katsotaan kuuluviksi kahdenväliset kaupat sekä Elspot- ja Elbas-sähköpörssikaupat. Kaupankäynti näillä markkinoilla nojaa vahvasti hetkellisiin tuotanto- ja kulutusennusteisiin, jonka vuoksi tuotantosuunnitelmien päivittäminen tulee olemaan jatkossakin tärkeää.

Kaksitasemallisissa tasesähkön hinta on perustunut joko manuaalisen taajuuden palautusreservin (mFRR) marginaalihintaan, tai säättämättömillä tunneilla taseselvitysjakson Elspot-hintaan. ALL TSO -ehdotus jätti avoimeksi tasesähkön hinnanlaskentamenetelmän. Siinä rajattiin ainoastaan keskeiset osatekijät, joita hinnanmuodostuksessa saa käyttää. Viranomaiset eivät päässeet asiasta yhteisymmärrykseen, joten asia siirtyi viranomaisten yhteistyöjärjestö ACER:lle käsittelyyn. ACER antoi päätöksensä asiassa heinäkuussa 2020, jonka pohjalta Fingrid käynnisti tasevastaavien ja reservitoimittajien kuulemisen sähköjärjestelmän tasapainottamisen ehdoista (FG 2020v).

Osa haastateltavista uskoo tasemallin muutoksen kautta tasesähkön hintariskin kasvavan tulevaisuudessa. Haastatteluissa todettiin, että kantaverkkoyhtiöt tarvitsevat edelleen laadukkaita tuotantosuunnitelmia, jotta he pystyvät suunnittelemaan tasehallintaansa hyvin. Mikäli nämä eivät kuitenkaan sellaisia saisi, saattaisi se johtaa entistä suurempaan säätötarpeeseen ja tätä kautta tasesähkön voimakkaampaan hintavaihteluun (Nurminen 2020). Huomiota herätti myös esimerkiksi tasehallinnan suuntaviivoissa annettu kehote määrittää uudet tekniset tasesähkön hintarajat, jotka noustessaan nostaisivat teoreettista tasesähkön hintakattoa ja tätä kautta tasesähkön hintariskiä. Tasesähkön hintarajojen päivitys ei ole osa pohjoismaista tasehallintahanketta mutta ajoittuu samalle ajanjaksolle.

Edellä mainittujen seikkojen lisäksi haastateltavat nostivat esiin tasesähkön hinnan julkaisuaikataulun vaikutukset markkinaan. Mikäli toimijat alkaisivat säätämään omaa tuotantoaan tasesähkön hinnan perusteella, lisäksi se mahdollisesti markkinan heilahtelua ja tätä kautta tämä lisäksi myös tasesähkön hintariskiä (Nurminen; Kankaanpää 2020). Tasesähkön julkaisuaikataulussa pyritään yleisesti mahdollisimman nopeaan julkaisuaikatauluun. Mutta tulevaisuuden kannalta tasesähkön laskentamenetelmä sekä Pohjoismaiden integroituminen eurooppalaisiin reservimarkkinapaikkoihin tuovat asiaan omat vaikutuksensa. Tasesähkön hinnan julkaisuaikataulun muutoksesta ei olla tehty päätöksiä mutta mahdollisuuksien mukaan esimerkiksi varttitaseen ja mahdollisimman reaaliaikaisen julkaisuaikataulun yhdistelmä voisi olla toimiva kokonaisuus (Piipponen 2020).

Yksitasemallisissa tasepoikkeamaan sovellettava yksihintajärjestelmä voi myös asettaa houkutteen pyrkiä hakemaan hyötyä säätämällä tasettaan taloudellisesti kannattavampaan suuntaan, joko sähkönkulutuksella tai -tuotannolla. Taloudellisen hyödyn hakeminen tasesähkön hinnan kautta on kuitenkin kielletty tasevastaavan ja Fingridin välisessä tasepalvelusopimuksessa, jossa määrätään, että tasevastaavien on pyrittävä tasevirheen minimointiin eivätkä osapuolet saa suunnitelmallisesti käyttää avoimia toimituksia sähkön hankintaan tai toimituksen (FG 2020b). Puolestaan ennakoimattomissa tapauksissa tasevirheen ollessa järjestelmän tasapainoa tukevaan suuntaan poikkeava, tämä vähemmistöön kuuluva osapuoli voi hyötyä taloudellisesti tasepoikkeamastaan. Tällaisissa tapauksissa asian nähdään olevan perusteltua (Nurminen 2020). Kaksitasemallisissa vastaavanlainen hyöty on mahdollista saavuttaa vain kulutustaseen tasepoikkeamaan kohdistettavan hinnoittelumallin kautta.

### 5.1.3 Markkinan kehitysnäkymät

Tasemallin muutos antaa toimijoille mahdollisuuden korjata tasettaan reaaliajassa. Aikarajoitteiden poistumisen vuoksi toimijat voivat säätää omaa tuotantoaan merkittävästi joustavammin. Haastateltavat näkivät varsinkin sellaiset toimijat, joilla on taseessaan käytettävissään säädettävää tuotantoa, kuten vesivoimaa, pystyvän tehokkaammin korjaamaan kokonaistasettaan tarpeen vaatiessa (Nurminen; Kankaanpää 2020). Vesivoiman tuottajan näkökulmasta erilaiset pakottavat seikat, kuten laitoshäiriöt ja patoturvallisuusasiat, voivat aiheuttaa merkittäviä muutoksia hetkelliseen tuotantotilanteeseen. Yhden taseen mallissa tällaisista ennakoimattomista tapauksista koituvat tasekustannukset jäävät taseselvityksessä keskimääräisesti maltillisemmiksi. Haastatteluissa taseselvitysmallin muutoksesta nähtiin hyötyvän erityisesti pienten toimijoiden, jotka kykenevät saa-

maan hyvän kuvan kokonaistaseestaan sähkönkulutuksen tarkkojen reaaliaikamittausten kautta. Puolestaan suurempien toimijoiden käsitys reaaliaikaisesta sähkönkulutuksesta ja kyky reagoida tuotannolla kulutuksen äkillisiin muutoksiin, nähtiin haasteellisena verrattaessa pienempiin toimijoihin (Kankaanpää 2020). Yleisesti tasevastaavien katsotaan hyötyvän muutoksesta, sillä mallit yksinkertaistuvat ja taseen tasapainottaminen helpottuu. Haastatteluissa todetaan, että mikäli tuotannon säätäminen tapahtuu oman taseen korjaamiseksi, se on järjestelmän kannalta oikea toimintatapa, mutta itesäädöstä voi aiheutua myös ongelma, mikäli tasemallia käytetään väärin (Piipponen 2020).

Tasemallin muutoksella ei nähty olevan merkittäviä vaikutuksia toimijoihin, joilla on taseessaan ainoastaan sähkönkulutusta tai hyvin vähän sähköntuotantoa. Joitain haittoja nähtiin kohdistuvan niihin toimijoihin, jotka ovat olleet mukana suuremmissa yhteenliittymissä sähköntuotannon risteilyhyötyjen vuoksi. Mikäli yhteistoiminnan keskeisin peruste on ollut eri tuotantojen risteilyiden hyödyntäminen, ei edellytyksiä jatkolle tältä kannalta enää nähtäisi. Todettiin myös, että usein toimijoiden yhteistoiminnassa on muitakin kollektiivisia hyötyjä, joiden perusteella toimintaa yhdessä voitaisiin kuitenkin jatkaa (Nurminen; Kankaanpää 2020). Suurille sähköntuottajille tuotantotaseen risteilyhyötyjen poistumisen nähdään olevan merkittävä asia, mutta yksitasemallisissa volyymimaksun risteilyn kautta hyötyä on kuitenkin saatavissa jonkin verran takaisin. Tämän lisäksi todetakaan, että vaikka sähköntuotannon risteilyhyödyt poistuvat tuotantotaseen myötä, ei tasevastaavien tarvitse enää maksaa kaksihinnoittelumallista syntyneitä kustannuksia. Asiaa käsitellään laajemmin luvussa 5.2.

Fingrid on ilmoittanut, että uusia maksukomponentteja ei olla lisäämässä tasepalvelumaksuihin. Aiemmin Fingridin varttitaseen referenssiryhmän kokouksessa on todettu, että myöskään volyymimaksuun ei olla suunniteltu korotuksia (FG 2020u). Kaksihintatuoton poistuessa tasepalvelusta kerättävät kantaverkkoyhtiön tuotot kuitenkin väistämättä vähenisivät, mikäli tasepalvelumaksuja ei korotettaisi. Mikäli kantaverkkoyhtiön tavoitteena on säilyttää tasepalvelusta kerättävä tuotto reservien hankkimisesta, järjestelmän ylläpitämisestä ja taseselvityksestä aiheutuneiden kulujen kattamiseksi, on sen korotettava kulutus- ja tuotantomaksuja, mikäli volyymimaksua ei nosteta. Volyymimaksun vaikutus yksitasemallisissa korostuu. Mikäli volyymimaksua ei koroteta, tasepoikkeaman kustannukset eivät keskimäärin kasvaisi niin merkittävästi, ettei toimijat voisi saada kannustinta ottaa joissain tilanteissa vapaampaa taseäkemystä. Volyymimaksun noustessa kannustin on puolestaan tiukemman taseessa pysymisen puolella, sillä korkea volyymimaksu aiheuttaa suuremmat kustannukset tasepoikkeamaan nähden. Fingrid on

sidosryhmille kuultavaksi antamassa ehdotuksessaan esittänyt tuotanto- ja kulutusmaksujen yhtenäistämistä yhdeksi tuotannon ja kulutuksen volyymimaksukomponentiksi (FG 2020v). Päätökset asiassa annetaan sidosryhmien kuulemisen jälkeen.

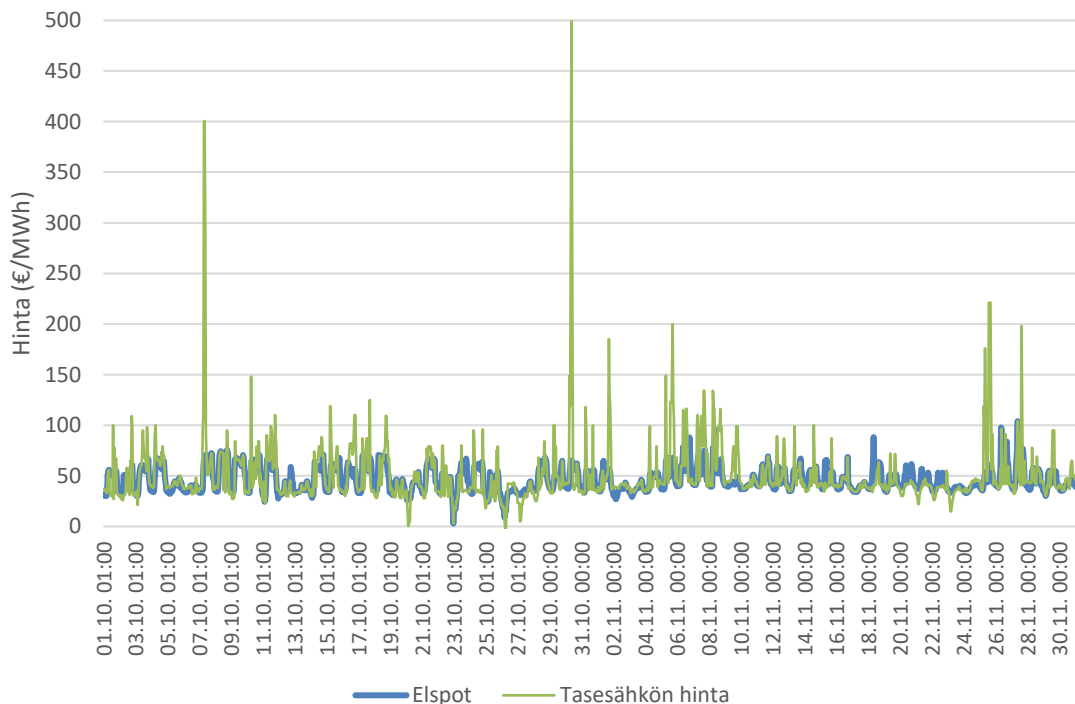
Sääriippuvaisen tuotannon osuuden lisääntyminen energiajärjestelmissä kasvattaa järjestelmää ylläpitävien reservien tarvetta entisestään. Erityisesti tuulivoiman kasvava tuotantokapasiteetti sekä tuotannon ennuste-epätarkkuudet lisäävät järjestelmän säätötarvetta, mikä lisää myös tasesähkön hintavaihtelua ja hintariskiä. Tulevaisuuden kannalta haastatteluissa nähtiin merkitykselliseksi se, että osallistumisen reservimarkkinoille täytyy olla riittävän houkuttelevaa, jotta markkinalla on tarpeeksi kapasiteettia järjestelmän toiminnan turvaamiseksi ja maltillisen hintatason takaamiseksi. Riittävä kapasiteetti reservimarkkinoilla ajaisi kaikkien etua (Nurminen 2020). Vesivoiman osuus reservimarkkinoilla on merkittävä ja usein myös riippuvainen valitsevista olosuhteista. Vuotuinen vesitilanne voi vaihdella voimakkaasti, minkä seuraukset näkyvät vesivoiman vapaasti säädettävissä olevassa kapasiteetissa ja kyvyssä osallistua reservimarkkinoille. Mikäli vesivoimakapasiteettia ei ole paljoa käytettävissä, muiden reservitoimijoiden rooli järjestelmän tukemisessa ja hintatason vakauttamisessa korostuvat.

## 5.2 Kustannusvaikutukset

Tässä luvussa käsitellään tasemallin muutoksen aiheuttamia kustannusvaikutuksia erilaisten taselaskentaesimerkkien avulla. Laskennat pohjautuvat todelliseen sähkömarkkinadataan, joka on peräisin EnerimEMS-energianhallintajärjestelmästä (EMS 2020). Alkuperäisestä tuotantodatasta tuotantovolyymeja on skaalattu keskenään, jotta eri tuotantomuodot ovat keskenään vertailukelpoisia. Tarkemmat tiedot datan tuottaneista sähkömarkkinaosapuolista pidetään nimettöminä.

## 5.2.1 Välittömät kustannusvaikutukset tasemallien välillä

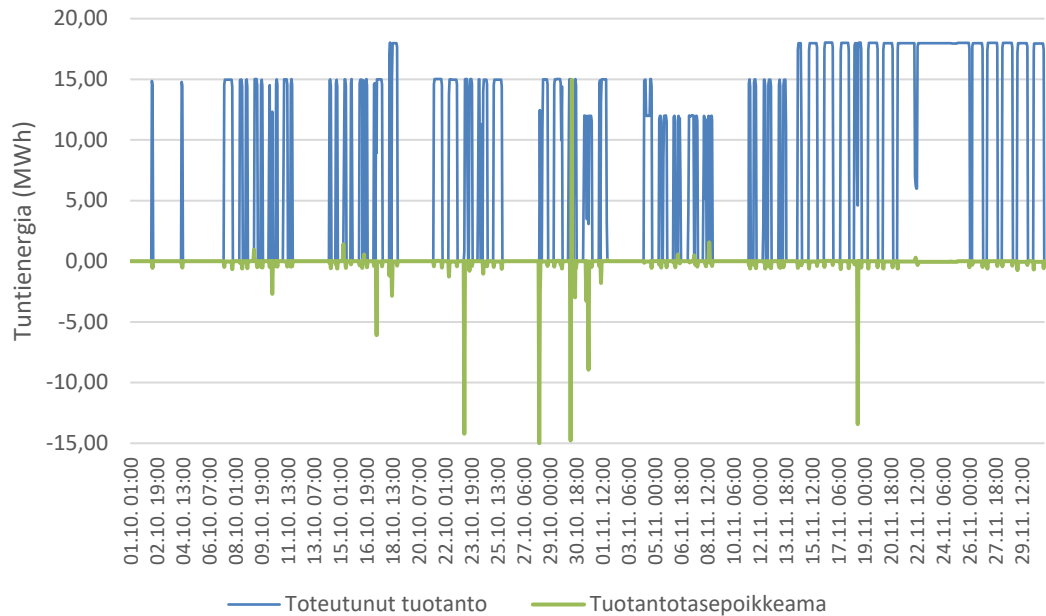
Tässä luvussa tutkitaan tase- ja hinnoittelumallin muutoksen kustannusvaikutuksia erilaisille tasekokonaisuuksille. Luvun laskennoissa ei ole otettu huomioon tasepalvelumaksujen osuutta, vaan näitä käsitellään tarkemmin luvussa 5.2.2. Analyysiä varten muodostettiin EMS-järjestelmän datasta kolme erilaista tasevastaavaprofiilia. Profiileihin on valittu sähkön kulutuksen lisäksi vesi-, tuuli-, ja yhteistuotantoa. Tarkastelujakson pituus on kaksi kuukautta. Aikajaksoksi valittiin 1.10. – 31.11.2019. Valinta perustui vesivoiman tuotantomäärien ja tasesähkön hintatason soveltuvuuteen tarkastelua varten. Vesivoiman tuotanto riippuu merkittävästi hetkellisestä säännöstelytilanteesta, laitosten käytettävyydestä sekä markkinoiden hintatasosta. Säännöstelyn osalta tarkastelujaksolla ei ollut käynnissä suurten virtaamien tulva-aikaa, joka rajoittaisi vesivoiman normaalia säätökykyä merkittävästi. Myöskään tyypillisten kesäkuukausien ei nähty olevan soveltuvia tarkastelujaksoksi vesivoiman alhaisten tuotantomäärien ja heikomman säätökyvyn vuoksi. Valitulla aikajaksolla tuotantomäärien soveltuvuuden lisäksi tasesähkön hintavaihtelua oli tutkimuksen kannalta sopivasti. Elspot- ja tasesähkön hinnat jaksolla on esitetty kuvassa 23.



**Kuva 23.** Tasesähkön ja Elspot-markkinan hinnat 1.10. – 31.11.2019

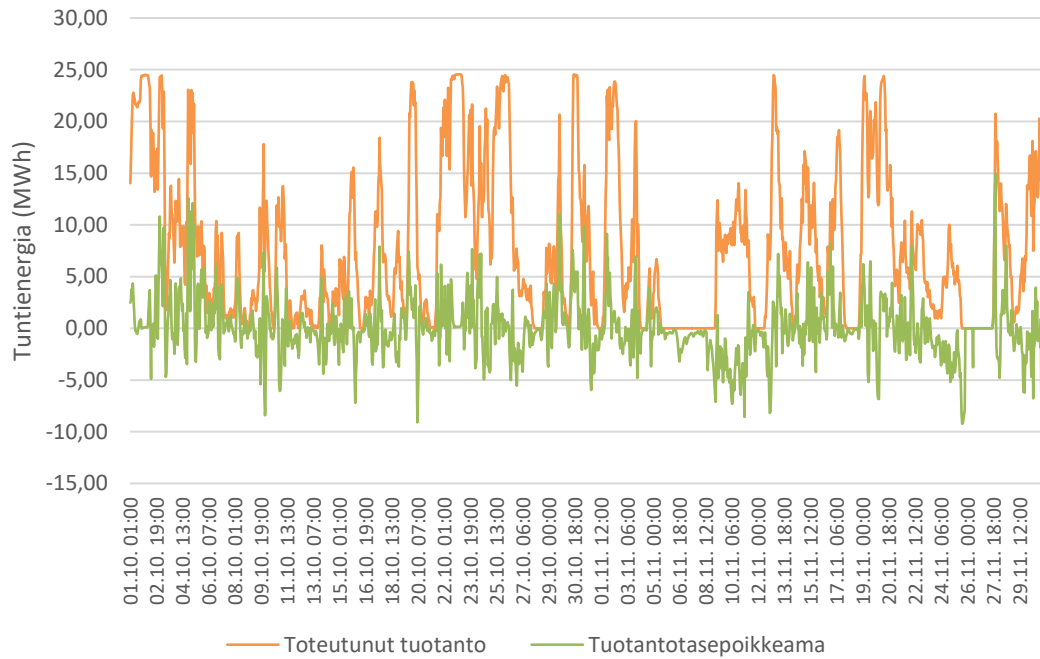
Jaksolla Elspot-hinnan vaihteluväli oli pääasiassa 30–100 €/MWh välillä. Tasesähkön hinnan osalta toteutui muutamia kalliita ylössäätöjä, kuten lokakuun kuudentena päivänä hinta 400 €/MWh, ja 31. päivänä hinta 500 €/MWh.

Laskennassa käytetyt tasevastaavaprofiilit on nimetty seuraavasti: BRP1, BRP2 ja BRP3. BRP1:n tase koostui sähkön kulutuksesta sekä vesivoiman tuotannosta. BRP2:n tase koostui sähkön kulutuksesta sekä vesi- ja tuulivoiman tuotannosta. Viimeisen tasevastaava BRP3:n tase koostui sähkön kulutuksesta sekä vesi-, tuuli- ja yhteistuotannosta. Vesivoiman tuotantodataa on esitetty kuvassa 24.



**Kuva 24. Vesivoiman tuotantodata**

Kuvassa on esitetty todellinen sähköntuotannon toteuma sekä tuotantotasepoikkeama. Tarkasteltu vesivoimadata koostuu allaslaitokselle tyypillisestä säännöllisestä jaksottaisesta tuotannosta. Tarkastelujaksolla ei ollut vesivoiman osalta merkittäviä tuotantotasepoikkeamia eikä tuotantosuunnitelmien muutoksia. Valittu vesivoimatuotanto osallistui jakson aikana Elspot-markkinan lisäksi myös säätösähkömarkkinoille. BRP2:n taseprofiiliin kuuluu vesivoiman lisäksi tuulivoimaa. Kuvassa 25 on esitetty tuulivoiman tuotantodataa.



**Kuva 25. Tuulivoiman tuotantodata**

Tuulivoimadata kuvastaa tuulivoimalle tyypillistä voimakasta vaihtelua sekä suuria tuotantotasepoikkeamia. Tuulivoiman vaikea ennustettavuus ja suuret ennustevirheet näkyvät suoraan osapuolen tasepoikkeamissa ja tasekustannuksissa. Tuotantomäärät ovat riippuvaisia vallitsevista sääolosuhteista. Vesivoiman ja tuulivoiman lisäksi tasevas-  
taavaprofiilien muodostuksessa käytettiin yhteistuotantodataa, joka on esitetty kuvassa 26.



**Kuva 26. Yhteistuotantodata**

Kuvasta nähdään, ettei tarkastelujaksolla ollut merkittäviä tuotantotasepoikkeamia määrällisesti paljon. Kuva havainnollistaa myös yhteistuotannon säädettävyyttä. Tässä tarkastelussa yhteistuotannolla ei olla kuitenkaan osallistuttu säätö- tai reservimarkkinoille. Yhteistuotannon tuotantotasepoikkeamat pysyivät jaksolla kohtuullisella tasolla.

Yllä esitetyissä tuotanto- ja tasepoikkeamadatoissa on otettu huomioon osapuolten alkuperäiset kulutus- ja tuotantoennusteet sekä mahdolliset tuotantosuunnitelmien muutokset. Kerätyn datan pohjalta laskettiin tasevastaavien kulutus- ja tuotantotasekustannukset sekä kaksi- että yksitasemalleissa. Näiden pohjalta voitiin muodostaa kummankin tasemallin mukaiset kokonaiskustannukset. Tasepoikkeaman laskennat perustuivat luvuissa 4.1 ja 4.4 esitettyihin tasepoikkeamien laskentatapoihin. Kaksitasemallisissa tuotantotasepoikkeamalle sovellettiin kaksihinnoittelua, ja kulutustaseen tasepoikkeamalle sekä yksitasemallin kokonaistasepoikkeamalle yksihinnoittelua. Taulukossa 7 on esitetty kustannusten jakautuminen tasevastaavien ja taseselvitysmallien kesken.

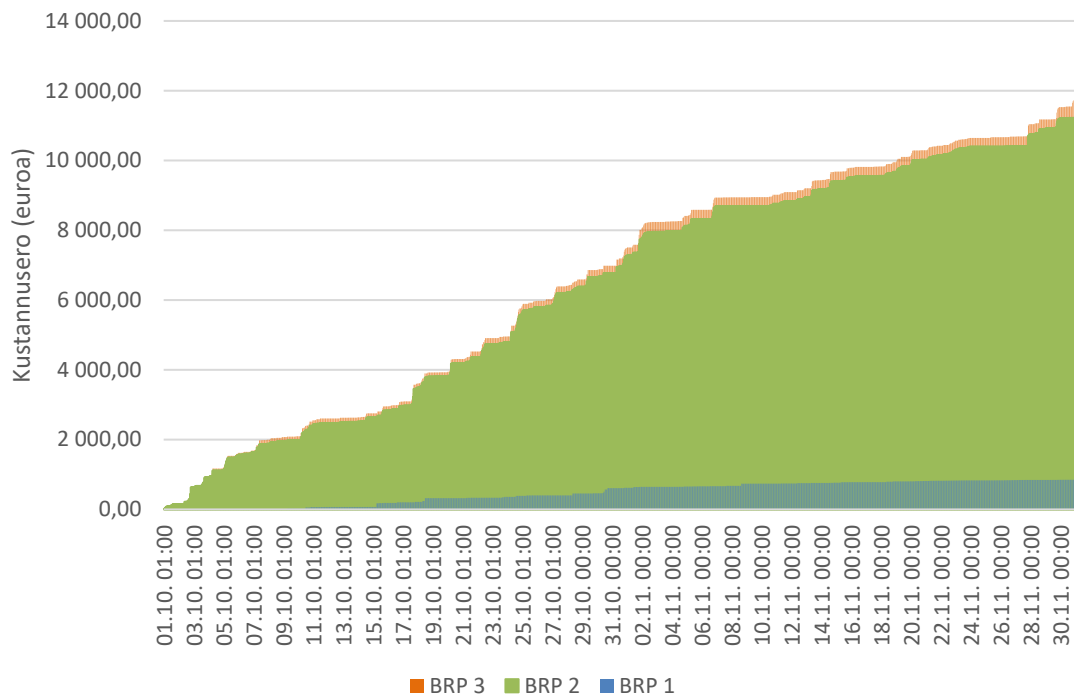
**Taulukko 7.** Tasevastaavien kustannukset eri taseissa ja tasemalleissa

Kustannukset (euroa)	BRP1	BRP2	BRP3
Kulutustase	-39 087,44	-40 281,90	-43 850,60
Tuotantotase	14 261,00	30 838,38	25 117,06
Kokonaiskustannus kaksitasemallisissa	-24 826,45	-9 443,52	-18 733,54
Vastaava kokonaniskustannus yksitasemallisissa	-25 675,40	-20 672,32	-30 533,78
Tasemallien välinen kustannusero	848,95	11 228,80	11 800,25

Jaksolla tasevastaavien kulutustasepoikkeamat jäivät ylijäämäisiksi, jonka vuoksi tasevastaavat joutuivat jakson aikana enemmän myymään kuin ostamaan kulutustasesähköä. Tämän seurauksena kulutustasekustannukset näkyvät tuloksissa negatiivisina. Tuotantotasekustannuksissa tasevastaavien kesken oli eroja. Tuotantotasekustannusten huomataan eroavan merkittävästi erityisesti BRP1:n ja BRP2:n välillä. Tämä johtuu BRP2:n taseen tuulivoimatuotannon tuoman kokonaistuotantotasepoikkeaman kasvusta BRP1:een nähden. BRP3:n tuotantotasekustannukset laskivat jaksolla noin 5 721 euroa. Lasku johtuu tuotettujen energioiden sopivasta risteilystä eli tuotantotaseen risteilyhyödyistä. Risteilyhyötyjen vaikutusta analysoidaan tarkemmin luvussa 5.2.2.



Taulukon 7 tuloksista nähdään, että kaikkien esimerkkitasevastaavien kokonaiskustannukset pienenevät siirryttäessä kaksitasemallista yksitasemalliin. Erityisesti tuulivoimaa taseessaan omaavien BRP2:n ja BRP3:n osalta ero tasemallien välillä oli merkittävä. Tämä johtuu tuulivoiman haasteellisesta ennustettavuudesta sekä suhteellisesti suurista tuotantotasepoikkeamista. Kuvassa 27 on esitetty tasemallien kustannuseron kertymä tarkastelujaksolla jokaisen tasekokonaisuuden kohdalla.



**Kuva 27.** Tasemallien kustannuserojen kertymät tasevastaavien välillä

Esimerkkitapauksissa kustannusero tasemallien välillä kasvaa lähes lineaarisesti ajan kuluessa. Vaikka osapuolen tasepoikkeama olisikin taseselvitysjakson säätösuuntaan nähden paremmalla puolella, kaksitasemallisissa tuotantotasepoikkeaman kautta ei voi taloudellisesti hyötyä Elspot-markkinaa nähden. Yksitasemallisissa tämä on kuitenkin mahdollista. Tästä voidaan päätellä, että mitä suurempia tuotantotasepoikkeamia osapuolella on, sitä suurempaa taloudellista hyötyä voidaan saavuttaa siirtyessä kaksitasemallista yksitasemalliin. Myös vesivoimatuotantoon kustannussäästöt kohdistuisivat voimakkaammin, mikäli tarkastelujaksolle olisi kertynyt enemmän ennakoimattomia tuotantomuutoksia.

## 5.2.2 Vaikutukset risteilyhyötyihin ja tasepalvelumaksuihin

Tässä luvussa käsitellään edellisessä luvussa esitetyn tasevastaava BRP3:n kustannuksia eri tasemallien välillä, kun myös tasepalvelumaksut otetaan huomioon. Luvussa pohditaan myös tasepalvelumaksujen mahdollisten muutosten vaikutuksia osapuolten kokonaiskustannuksiin. Lisäksi tarkastellaan risteilyhyötyjä sekä niiden taloudellisia vaikutuksia tarkasteltavalle esimerkkitasevastaavalle. Laskenta perustui luvussa 4.3 esiteltyihin nykyisin voimassa oleviin tasepalvelumaksuihin. Nämä huomioiden tasevastaavan jakson kokonaiskustannukset kaksitasemallisissa muodostuivat 26 048,97 euron suuruisiksi. Vastaava kokonaiskustannus tasepalvelumaksuja huomioimatta oli -18 733,54 euroa. Tasepalvelumaksujen myötä kustannukset kasvoivat siten 44 782,51 euroa. Tasepalvelukomponentteittain kustannukset jakautuivat siten, että tuotantomaksun osuus oli 5 922,88 euroa, kulutusmaksun osuus 36 356,03 euroa ja kulutustaseen tasesähkön volyyimaksun osuus 2 500,75 euroa.

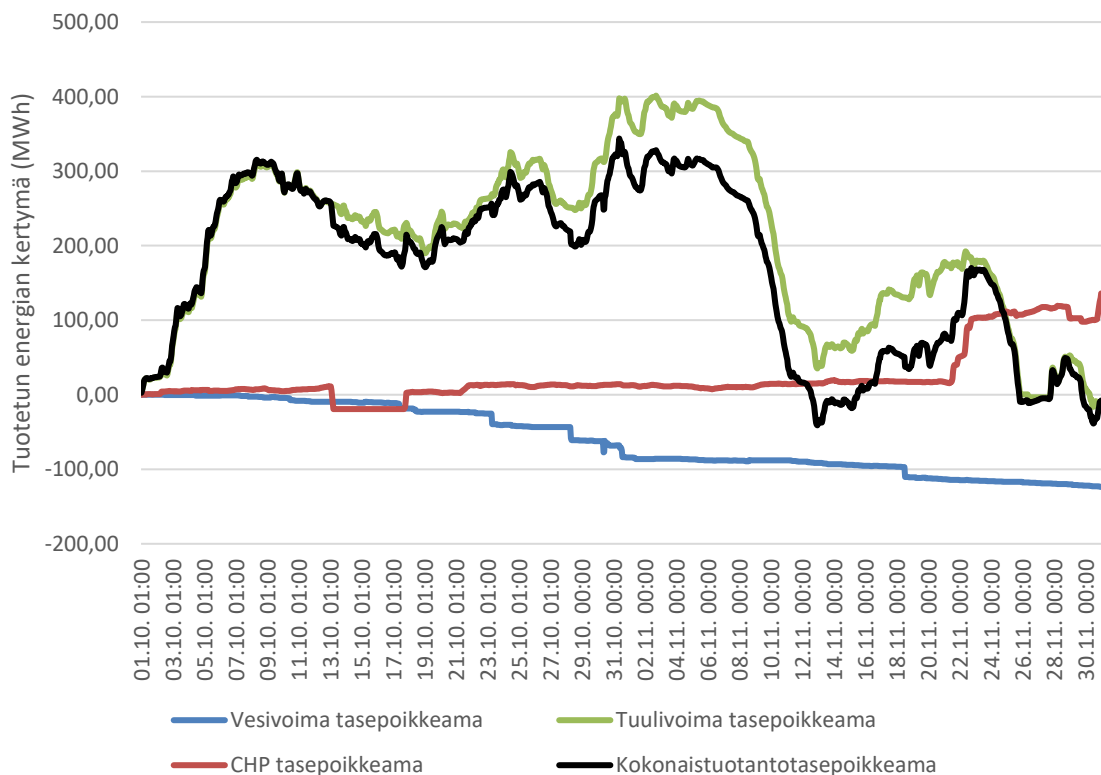
Vastaavasti laskettuna yksitasemallisissa kokonaiskustannukset tasevastaavalle olivat 15 002,92 euroa. Kustannusero tasemallien välillä kaventui tasepalvelumaksuja huomioimattomaan laskentaan nähden 754,20 euroa. Ero johtuu yksitasemallin suuremmista kokonaistasepoikkeamista, joille volyyimaksu kohdistetaan. Kaksitasemallisissa volyyimaksu kohdistettiin vain kulutustaseen tasepoikkeamalle. Esimerkkitapausta tarkasteltaessa on nähtävissä, että yhden taseen ja hinnan mukaiset kustannukset laskevat merkittävästi kahden taseen ja hinnan malliin nähden.

Kantaverkkoyhtiö Fingrid on aiemmin kertonut, ettei tämän suunnitelmassa ole nostaa tasesähkön volyyimaksun hintaa, mutta tuotanto- ja kulutusmaksuihin korotuksia mahdollisesti tehdään. Fingrid on myös esittänyt sidosryhmille tuotanto- ja kulutusmaksujen yhtenäistämistä. Mikäli nykyinen tuotantomaksu nostettaisiin 0,22 €/MWh:sta kulutusmaksun rinnalle 0,30 €/MWh:iin, se tarkoittaisi tämän tapausesimerkin kohdalla noin 3 500 euron kokonaiskustannusten lisääntymistä. Vastaavasti tasesähkön volyyimaksun kaksinkertaistuminen 0,50 €/MWh:sta 1,00 €/MWh:iin vastaisi lähes yhtä suurta kasvua kokonaiskustannuksissa.

Yhden taseen ja hinnan malliin siirtymisen myötä on selvää, että järjestelmävastaavan tasesähkön ostosta ja myynnistä ansaitsema hintaerotuotto vähenee. Tässä työssä tutkittiin, kuinka paljon tätä laskua tulisi kompensoida tasepalvelumaksujen osalta, jotta kantaverkkoyhtiön tulot säilyisivät vähintään entisellä tasolla. Oletuksena oli, että valtakunnallisen tasehallinnan kustannukset eivät laskisi. Laskelmissa hyödynnettiin eSettin julkaisemaa avointa dataa kalenterivuoden 2019 taseselvitysyksikön ostamasta ja myy-

mästä tasesähköstä (eSett 2020b). Data koostui Suomen tasevastaavien yhteenlaskusta kokonaistuotanto- ja kulutustasepoikkeamasta sekä kulutus- ja tuotantotasesähkön ostosta ja myynistä. Jotta tuottoja eri tasemallien välillä voitaisiin vertailla, laskennassa on oletettu tasepalvelumaksujen pysyvän ennallaan molemmissa tasemalleissa. Asiaa tarkasteltiin Elspot- ja tasesähkön hintaerojen avulla. Datan perustella laskettiin kanta-verkkoyhtiön vuoden 2019 hintaero- ja volyymimaksutuotot kaksitasemallisissa, jotka olivat yhteensä noin 17,6 miljoonaa euroa. Vastaavat tuotot yksitasemallisissa olivat noin 11,3 miljoonaa euroa. Kantaverkkoyhtiön näkökulmasta yksitasemallisissa tuottoja kertyisi tällöin noin 6,3 miljoonaa euroa vähemmän kuin kaksitasemallisissa. Eräs keino kompensoida tasemallin muutoksesta aiheutuvaa tuottojen vähentymistä on tasepalvelumaksujen korotukset. Esimerkkinä laskettiin, että volyymimaksun kaksinkertaistamisella kanta-verkkoyhtiö keräisi noin 1,2 miljoonaa euroa lisätuloja.

Kuten luvussa 5.1.3. todettiin, tasesähkön volyymimaksun hinta vaikuttaa merkittävästi siihen, kuinka vapaata tasenäkemystä tasevastaavien on taloudellisesti kannattavaa ottaa. Volyymimaksun korotukset vaikuttaisivat myös yksitasemallin kokonaistasepoikkeaman volyymimaksun kautta saataviin risteilyhyötyihin. Nämä risteilyhyödyt kompensisivat hieman kaksitasemallin myötä poistuvia tuotantotaseen risteilyhyötyjä. Esimerkitapauksen tuotantotaseen risteilyhyötyjä kaksitasemallisissa on havainnollistettu kuvassa 28.



**Kuva 28.** Esimerkkitapauksen eri tuotantomuotojen kertymät

Kuvasta nähdään, kuinka sopivalla tuotantojen risteilyllä kokonaistuotantotasepoikkeama pienenee muun tuotannon vaihteluväliin nähden. Tuotantotaseen risteilyhyötyjä voi laskea määrittämällä jokaiselle tuotantoyksikölle erikseen tuotantotasepoikkeaman, ja kohdistaa sille kaksihinnoittelumallin mukaisen kustannuksen jokaisella taseselvitysjaksolla. Näitä kustannuksia voidaan tämän jälkeen verrata jakson nettotuotantotasepoikkeamien aiheuttamiin kokonaistasesähkökustannuksiin. Kaksitasemallisissa esimerkkitasevastaavan BRP3:n saavuttamat tuotantotaseen risteilyhyödyt olivat tarkastelujaksolla 1 973,08 euroa. Kokonaiskustannukset yksitasemalliin siirtyessä kuitenkin vähenivät 11 046,05 euroa. Tästä voidaan päätellä, että vaikka tuotantotaseen risteilyhyödyt ovat olleet merkittävä etu sähköntuottajille, kokonaisvaikutuksiltaan tasemallin muutos on kuitenkin tasekustannuksia vähentävä. Tasesähkön hintaerokustannusten vähentyminen on huomattavasti merkittävämpi tekijä, kuin tuotantotaseen risteilyhyötyjen poistuminen.

### **5.2.3 Säättökykyisen tuotannon mahdollisuudet**

Työssä toteutetuissa haastatteluissa kuultiin myönteisiä näkemyksiä tulevan markkinan kehityksestä, mutta esiin nousi myös huolta liittyen erilaisiin lieveilmiöihin, joita tasemallin muutos voisi tuoda mukanaan. Kun tuotantosuunnitelmat poistuvat taseselvityksestä, suunnitellusta tuotannosta poikkeaminen ei enää aiheuta suoria tasekustannuksia sähkömarkkinaosapuolelle. Tämän lisäksi yksitasemallisissa taseselvitysjakson kokonaistasepoikkeamaan kohdistettava yksihinnoittelujärjestelmä mahdollistaa taloudellisesti kannattavan tasesähkökaupan, mikä ei kaksitasemallin tuotantotaseen kohdalla ollut mahdollista.

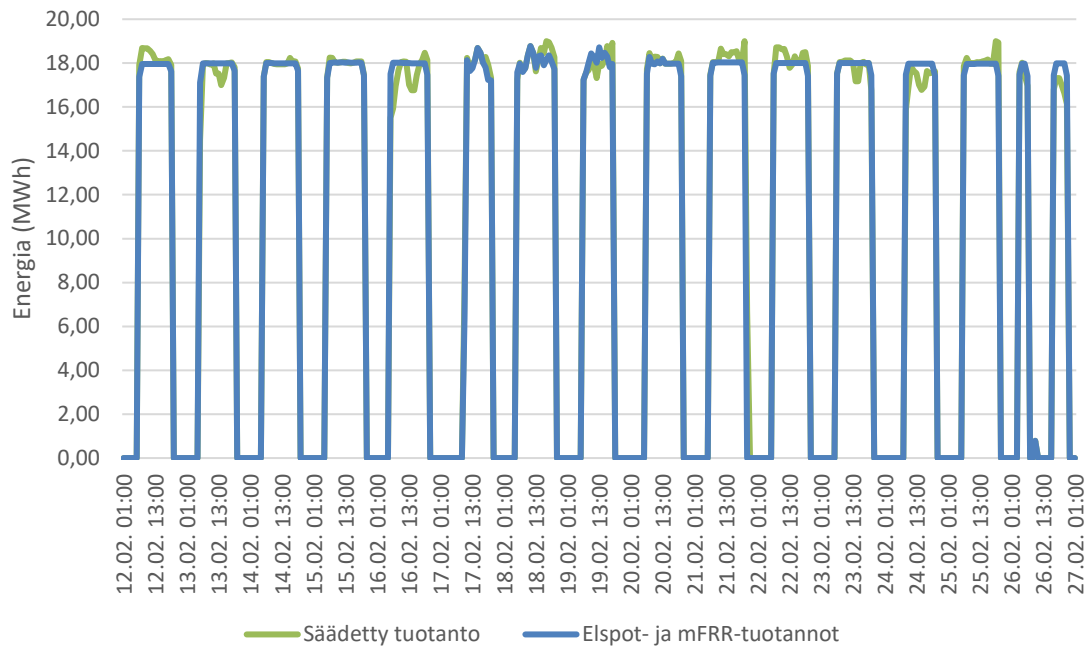
Tasesähkön hinnoittelumallin muutoksen katsottiin voivan asettaa joillekin toimijoille houkutteen pyrkiä hakemaan taloudellista hyötyä tasesähkön hinnan kautta. Tämä on kuitenkin kiellettyä Fingridin ja tasevastaavan välisessä tasepalvelusopimuksessa. Sopimuksen mukaan tasevastaava ei saa käyttää avoimia toimituksia sähkön hankintaan tai toimitukseen. Vaikka tuotantosuunnitelmat poistuvat taseselvityksestä, kantaverkko-yhtiöt tulevat niitä kuitenkin tasevastaavilta vaatimaan. Lisäksi Fingrid ja eSett seuraavat tasevastaavien pysymistä taseissaan ja painottavat ryhtymistä toimenpiteisiin, mikäli tasevastaavien tasepoikkeamat eivät täytä niille asetettuja vaatimuksia.

Mikäli tasesähkön hinta julkaistaan reaaliaikaisesti tai toimijat pystyvät sitä arvioimaan reaaliajassa onnistuneesti, taloudellinen insentiivi tasesähkön hintaan perustuvalla tuotannon säädölle tulee jossain määrin muodostumaan. Tässä luvussa tarkastellaan kahden eri laskentaesimerkin avulla, kuinka suuresta taloudellisesta houkutteesta voi olla kyse ja pohditaan sen merkitystä.

Ongelmaa lähestyttiin kahden esimerkkitapauksen avulla. Esimerkeissä tapausta tarkasteltiin säätökykyisen vesivoimatuotannon näkökulmasta. Tavoitteena oli analysoida tilannetta kahdessa hyvin erilaisessa ympäristössä. Ensimmäisessä tapauksessa vesivoiman tuotanto oli tarkastelujaksolla vakaata ja tasesähkön hinnassa maltillisia hintaeroja. Toisessa tapauksessa vesivoiman tuotanto oli jaksolla vaihtelevaa, ja tasesähkön hinnassa nähtiin suurempia hintaeroja.

Esimerkkitapaukset muodostettiin EnerimEMS-järjestelmästä kerätyn datan pohjalta. Ensimmäinen tapaus sijoittuu vuoden 2019 helmikuulle ja toinen tapaus vastaavan vuoden toukokuulle. Tarkastelujaksojen pituudeksi valittiin kaksi viikkoa, sillä sen nähtiin olevan pisin aika, jonka sisällä jo suunniteltua tuotantoa voitaisiin suunnitella uudelleen. Tämä johtuu siitä, että markkinaehtoisien tuotannon lisäksi vesivoimataloudessa säännöstelyvelvoitteet usein asettavat pakottavia syitä juokсутtaa tiettyjä määriä vettä lyhyellä aikavälillä. Pidemmällä aikavälillä ei olisi välttämättä mahdollista suunnitella uudelleen vesivoiman tuotantomääriä täysin alkuperäisestä tuotannosta eriävällä tavalla.

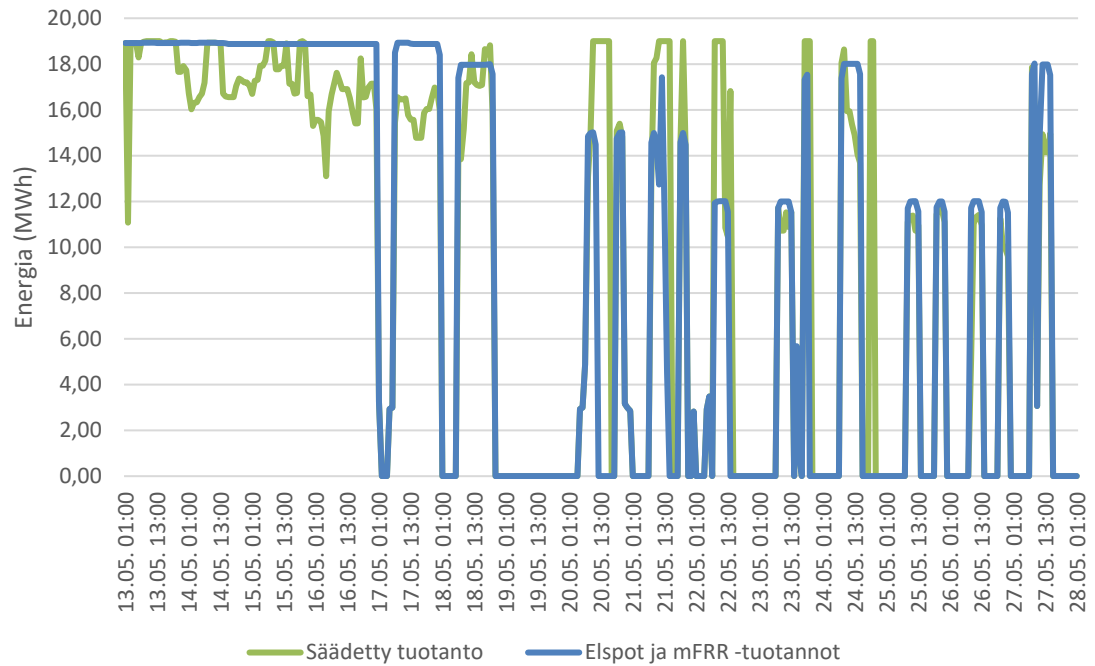
Tuotannon uudelleensuunnittelulle muodostettiin yksinkertainen algoritmi, jonka perusteella tuotantoa voitiin säätää lineaarisesti tasesähkön hinnan mukaan ylös tai alas - suuntiin huomioiden kullakin käyttötunnilla tuotannon teoreettinen lisä- tai vähennyskapasiteetti. Ensimmäisessä tapauksessa alkuperäinen ja uudelleen suunniteltu tuotanto on esitetty kuvassa 29.



**Kuva 29. Tapaus 1: tuotantovaihtoehdot**

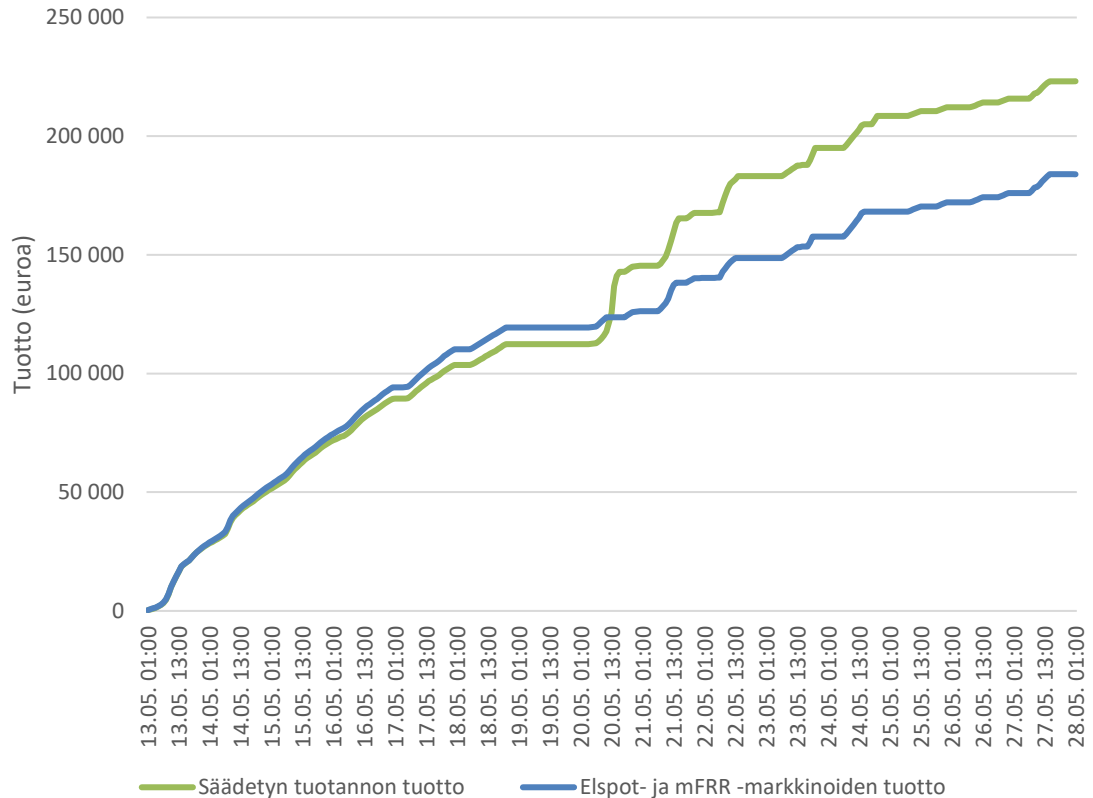
Kuvassa säädetty tuotanto esittää algoritmin tasesähkön hintaan perustunutta tuotannon uudelleensuunnittelua. Sininen kuvaaja merkitsee alkuperäistä sähköntuotannon toteutusta Elspot- sekä mFRR-markkinoilla. Tuotannon uudelleensuunnittelun periaatteena oli, että tuotantomääriä suunnitellessa uudelleen, tarkastelujaksolla säädettäisiin tuotantomäärissä yhtä paljon sekä ylös- että alas -suuntiin, jotta vesitaseet saadaan tuotantovaihtoehtojen välillä mahdollisimman hyvin tasapainoon. Ensimmäisessä tapauksessa säädetyt tuotantovolyymit olivat pieniä suhteessa jakson kokonaistuotantomääriin. Jakson aikana ylöspäin korjattu tuotantomäärä oli noin 40 MWh ja alaspäin korjattu tuotanto noin 36 MWh. Tällöin nettoenergian muutos muodostui 0,10 prosenttia alijäämäiseksi. Tasesähkökaupoista tuottoa kuitenkin saatiin 0,50 prosenttia enemmän suhteessa alkuperäiseen tuotantoon. Tässä tapauksessa voittoa syntyi, mutta ei kuitenkaan merkittävästi.

Toisessa esimerkkitapauksessa tasesähkön hinnassa nähtiin enemmän vaihtelua sekä muutamia keskimääräistä suurempia hintaeroja. Lisäksi vesivoiman tuotannossa oli enemmän säätökapasiteettia käytettävissä. Nämä olosuhteet mahdollistivat tehokkaamman hintaperusteisen tuotannon uudelleensuunnittelun. Algoritmin tuottaman sekä alkuperäisen tuotannon toteuma on esitetty kuvassa 30.



**Kuva 30. Tapaus 2: tuotantovaihtoehdot**

Tarkastelujakson alkuvaiheessa tuotantoa korjattiin pääasiassa alaspäin, sillä Elspot-markkinalle tarjottu tuotanto oli jatkuvaa, eikä kapasiteettia ylössäätöön ollut käytettävissä. Jakson toisesta viikosta eteenpäin tasesähkön hinnan perusteella säädettiin suuremmalla volyymilla molempiin suuntiin. Yhteensä jakson tuotantoa säädettiin ylöspäin 274 MWh ja alaspäin 276 MWh, nettoenergian muutoksen ollessa 0,05 prosenttia alijäämäinen. Tällä ajotavalla taloudellinen tuotto olisi ollut 21 prosenttia suurempi Elspot- ja mFRR -markkinoihin nähden. Kuvassa 31 on esitetty eri ajotapojen kerryttämien tuottojen kuvaajat tarkastelujaksolla.



**Kuva 31. Tuotantovaihtoehtojen tuottojen kertymät**

Kuvasta nähdään, että jakson alkuosassa uudelleenjärjestellyn tuotannon tuotot olivat pienempiä suhteessa Elspot- ja mFRR -markkinoiden tuottoihin. Tämä on seurausta tuotannon säätämisestä pääasiassa alaspäin. Alassäädöissä säästetyn veden avulla energiaa voitiin kuitenkin tuottaa loppujaksolla enemmän, keräten suuremman taloudellisen hyödyn tuotetusta sähköstä.

Ensimmäiseen esimerkkitapaukseen nähden taloudellinen tuotto oli merkittävästi suurempi. Molemmat tapaukset edustavat kahta ääripäätä siitä, mitä aiemmin mainitun hintaperusteisen itsesäädön voitaisiin olettaa tuottavan. On myös mahdollista, että esimerkkitapausten mukaiset tuotto-odotukset ovat liian optimistisia. Vaikka tarkastelujaksoksi valittiin lyhyt aikaväli, ei jälkimmäisen esimerkkitapauksen alkupuoliskolla välttämättä olisi voinut säätää tuotantoa alaspäin esimerkiksi vesistön säännöstelyvelvoitteiden vuoksi. Aikajakso sijoittuu tulvakauden loppupuolelle, jolloin virtaamat vesistöissä ovat vuosittain suuret. Myös sadanta- ja valumaennusteet ovat voineet asettaa pakotteita enakoivalle juoksutukselle. Säännöstelyvelvoitteista poikkeaminen voi aiheuttaa suuret taloudelliset kustannukset sekä ympäristöhaittaa vesistön käyttäjille ja lajistolle. Mainitut seikat huomioiden laskennan lopputulos voi olla merkittävästi, tai vähintäänkin hieman ylioptimistinen.



Jotta aktiivinen oman tuotannon säätäminen hintaperusteisesti tasesähkön näkökulmasta olisi kannattavaa, tulisi osapuolella olla selkeä indikaatio reaaliaikaisesta tasesähkön hinnasta sekä näkemys markkinoiden lähitulevaisuuden hintatason kehityksestä. Esitetyt mallit on tarkoitettu suuntaa antaviksi, eikä niissä ole otettu huomioon esimerkiksi vesivoimatuotannon käytettävyyteen vaikuttavia seikkoja.

## 6. YHTEENVETO

Työn tavoitteena oli analysoida tulevan taseselvitysmallin muutoksen taloudellisia vaikutuksia vesivoiman tuottajan näkökulmasta. Taseselvitysmallin muutoksen osalta keskityttiin kahden taseen ja hinnan mallista siirtymiseen yhden taseen ja hinnan malliin. Tämän lisäksi työssä tutkittiin, miten markkina yleisesti tulisi reagoimaan ja käyttäytymään markkinamurroksessa sekä minkälaisia vaikutuksia tai lieveilmiöitä voitaisiin havaita myöhemmin. Työ toteutettiin kirjallisuusselvityksen ja laadullisen haastattelututkimuksen keinoin. Haastattelut toteutettiin puolistrukturoituina teemahaastatteluina, joihin valittiin haastateltaviksi muutamia sähkömarkkinoiden asiantuntijoita eri puolilta energiasektoria. Haastatteluista saatiin kattavasti näkemyksiä ja erilaisia ajatuksia tulevaisuudesta uudessa markkinaympäristössä.

Taseselvitysmallin muutos on osa eurooppalaista sähkömarkkinoiden harmonisointia. Työssä haastatellut asiantuntijat näkivät taseselvitysmallin muutoksen luonnollisena osana jatkuvasti muuttuvaa ympäristöä. Yleisesti muutoksesta nähtiin hyötyvän kaikkien sähköntuottajien. Erityisesti säätökykyisen tuotannon näkökulmasta taseselvitysmallin muutoksen nähtiin tuovan lisää joustavuutta ja taloudellista vakautta toiminnalle. Yksitasemalliin siirryttäessä vesivoiman tuottajan näkökulmasta oman taseen tasapainottaminen helpottuu ja tasekustannukset laskevat. Tuotantotaseen poistumisen myötä esimerkiksi sähköntuotannon äkilliset muutokset eivät enää altista toimijoita yhtä voimakkaalle tasesähkön hintariskille kuin kaksitasemallisissa. Vaikka tuotantotaseen myötä poistuvat myös tuotantotaseen risteilyhyödyt, työssä pystyttiin osoittamaan, että vaikutuksiltaan tasemallin muutos vähentää kokonaistasekustannuksia. Tämä johtuu siitä, että tasesähkön hintaerokustannusten vähentyminen on huomattavasti merkittävämpi tekijä, kuin tuotantotaseen risteilyhyötyjen poistuminen. Lisäksi työssä toteutetuissa haastatteluissa todettiin, että yksitasemallin kokonaistasepoikkeamaan kohdistettavan volyyminmaksun kautta saattavat risteilyhyödyt kompensoivat hieman tuotantotaseen risteilyhyötyjen poistumista.

Haastatteluissa heräsi myös huolta liittyen erilaisiin ongelmiin, mitä taseselvitysmallin muutos voi aiheuttaa. Epäilyksiä heräsi muun muassa toimijoiden intresseistä toimittaa edelleen laadukkaita tuotantosuunnitelmia järjestelmävastaavalle. Vaikka tuotantosuunnitelmat eivät enää jatkossa ole osa taseselvitystä, kantaverkkoyhtiöt vaativat niitä edelleen tasevastaavilta.

Tuotantotaseen ja kaksihinnoittelumallin myötä taloudellinen kannustin tuotantosuunnitelmissa pidättäytymiseen jossain määrin poistuu. Lisäksi tasemallin muutoksen nähtiin avaavan houkutteen joillekin toimijoille pyrkiä hakemaan hyötyä tasesähkön hinnan avulla. Tämän kaltainen toiminta on kuitenkin kielletty Fingridin ja tasevastaavan välisessä tasepalvelusopimuksessa.

Työssä tutkittiin, kuinka suuresta taloudellisesta houkutteesta voisi olla kyse. Analyysiä varten muodostettiin yksinkertainen algoritmi, jonka avulla aiemmin tuotettua sähköä voitiin tasesähkön hintaan perustuen suunnitella uudelleen. Tuloksena saatiin kaksi ääripäätä, joissa alkuperäiseen tuotantoon nähden saatu taloudellinen tuotto oli joko merkittävästi suurempi tai hyvin vähäinen. Tarkastelun todettiin olevan suuntaa antava, eikä se ottanut huomioon esimerkiksi vesivoiman hetkittäisiä käytettävyyssuutoksia. Vesivoiman osalta tasesähkön huomioiva hintaperusteinen jatkuva-aikainen tuotannon säätäminen vaatisi myös reaaliaikaisen tiedon tasesähkön hinnasta sekä näkemyksen tulevasta hintatason kehityksestä. Myös valtakunnalliseen tasehallintaan tämän kaltainen toiminta asettaisi haasteita, mikä saattaisi näkyä toimijoille esimerkiksi kasvaneena tasesähkön hintariskinä. Turvataksaan järjestelmän toimintaa, Fingrid ja eSett ovat ilmoittaneet seuraavansa tasevastaavien tuotantosuunnitelmien laadukkuutta sekä ryhtyvänsä toimiin, mikäli tuotantosuunnitelmat eivät täytä niille asetettuja laatuvaatimuksia. Reservi- ja säätömarkkinoiden katsotaan edelleen tarjoavan parhaat lähtökohdat taloudellisen hyödyn hakemiselle.

Kokonaisuudessaan tämän tutkimuksen katsotaan saavuttaneen sille asetetut tavoitteet ja tulosten avulla saatiin vastaukset tutkimuskysymyksiin. Tutkimusta voitaisiin jatkaa ottamalla huomioon myös taseselvitysmallin muutokseen kuuluva varttitase ja tutkia tämän vaikutuksia sähkömarkkinoihin sekä säätökykyisen tuotannon tasekustannuksiin. Lisäksi laskennallista analyysiä voitaisiin laajentaa käsittämään esimerkiksi taajuusohjattuja reservejä, ja tutkia näiden markkinoiden kannattavuutta yksitasemallin aikana.

## LÄHTEET

(ACER 2020) Päätös nro. 18/2020, ACER 2020. Saatavissa (viitattu 5.9.2020): [https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2018-2020%20on%20the%20harmonisation%20of%20the%20main%20features%20of%20imbalance%20settlement%20\(ISHP\).pdf](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2018-2020%20on%20the%20harmonisation%20of%20the%20main%20features%20of%20imbalance%20settlement%20(ISHP).pdf)

(ACER 2020a) Päätös nro. 1/2020, ACER 2020. Saatavissa (viitattu 8.9.2020): [https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2001-2020%20on%20the%20Methodology%20for%20pricing%20balancing%20energy.pdf](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2001-2020%20on%20the%20Methodology%20for%20pricing%20balancing%20energy.pdf)

(Ampuja 2014) Ampuja A. 2014, Ydinasiaa, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 1.8.2020): <https://ydinasiaa.fi/energian-tuotanto/muut-energiantuotantoprosessit/>

(EBGL 2017) Tasehallinnan suuntaviiva, Euroopan komissio 2017. Saatavissa (viitattu 1.9.2020): <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:32017R2195&from=FI>

(EC 2016) Overview of European Electricity markets, Metis technical note T4, European Commission 2016. Saatavissa (viitattu 11.10.2020) [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/overview\\_of\\_european\\_electricity\\_markets.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/overview_of_european_electricity_markets.pdf)

(ELFI 2020a) Itämeren sähkömarkkinat, Suomen sähkökäyttäjät 2020, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 13.2.2020): <https://www.elfi.fi/sahkomarkkinat/itameren-sahkomarkkinat/>

(ELFI 2020b) Päästökauppa, Suomen sähkökäyttäjät 2020, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 16.3.2020): <https://www.elfi.fi/sahkomarkkinat/paastokauppa/>

(ELFI 2020c) Sähkön hinta, Suomen sähkökäyttäjät 2020, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 16.2.2020): <https://www.elfi.fi/sahkomarkkinat/sahkon-hinta/>

(ELY 2017) Patoturvallisuutta ennen ja nyt, Elinkeino-, liikenne- ja ympäristökeskus 2017. Saatavissa (viitattu 15.12.2019): <https://www.ely-keskus.fi/web/suomi-100-taustat-ja-tarinat/patoturvallisuutta-nyt-ja-ennen>

(EMS 2020) EnerimEMS energianhallintajärjestelmä. Enerim Oy. 2020.

(Energia 2016) Kilpailu sähkön tukkumarkkinoilla kiristyy, Energiauutiset 2016. Saatavissa (viitattu 2.2.2020): <https://www.energiauutiset.fi/uutiset/kilpailu-sahkon-tukku-markkinoilla-kiristyy.html>

(Energiateollisuus 2019a) Sähköntuotanto, Energiateollisuus 2019. Saatavissa (viitattu 29.11.2019): <https://energia.fi/energiasta/energiantuotanto/sahkontuotanto>

(Energiateollisuus 2019b) Sähköpörssin ammattisanasto, Energiateollisuus 2019. Saatavissa (viitattu 29.11.2019): [https://energia.fi/files/1149/Sahkoporssin\\_ammattisanasto.pdf](https://energia.fi/files/1149/Sahkoporssin_ammattisanasto.pdf)

(Energiavirasto 2020a) Kompensaatiotuki, Energiavirasto 2020. Saatavissa (viitattu 20.2.2020): <https://energiavirasto.fi/kompensaatiotuki>

(Energiavirasto 2020b) Markkinavalvonta, Energiavirasto 2020. Saatavissa (viitattu 5.3.2020): <https://energiavirasto.fi/markkinavalvonta>

(ENTSO-E 2018) ALL TSO –ehdotus, ENTSO-E 2018. Saatavissa (viitattu 31.8.2020): [https://consultations.entsoe.eu/markets/ebgl-art30-pp/supporting\\_documents/180912\\_All%20TSOs%20Balancing%20Energy%20Pricing%20Proposal%20.pdf](https://consultations.entsoe.eu/markets/ebgl-art30-pp/supporting_documents/180912_All%20TSOs%20Balancing%20Energy%20Pricing%20Proposal%20.pdf)

(eSett 2018) Pohjoismaisen taseselvityksen käsikirja, eSett 2018. Saatavissa (viitattu 4.2.2020): [https://www.esett.com/wp-content/uploads/2018/04/NBS\\_K%C3%A4sikirja\\_SUOMI\\_2.23.pdf](https://www.esett.com/wp-content/uploads/2018/04/NBS_K%C3%A4sikirja_SUOMI_2.23.pdf)

(eSett 2020a) Pohjoismaisen taseselvityksen käsikirja, eSett 2020. Saatavissa (viitattu 23.6.2020): [https://www.esett.com/wp-content/uploads/2020/04/nbs\\_kasikirja\\_suomi\\_2.4.pdf](https://www.esett.com/wp-content/uploads/2020/04/nbs_kasikirja_suomi_2.4.pdf)

(eSett 2020b) Avoin data, eSett 2020. Saatavissa: <https://opendata.esett.com/iv>

(FG 2008) Asiakaslehti, Fingrid 2008. Saatavissa (viitattu 10.7.2020): [https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/julkaisut/asiakaslehdet/fingrid\\_3\\_08.pdf](https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/julkaisut/asiakaslehdet/fingrid_3_08.pdf)

(FG 2016) Automaattisen taajuudenhallintareservin tuntimarkkinasopimus, Fingrid 2016 Saatavissa (viitattu 10.5.2020): [https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/reservit/afrr20sopimus202016\\_pohja.pdf](https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/reservit/afrr20sopimus202016_pohja.pdf)

(FG 2017) Tasepalvelusopimus, Fingrid 2017. Saatavissa (viitattu 20.7.2020): <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/tasesahkokauppa-ja-taseselvitys/tasepalvelusopimus-balance-agreement.pdf>

(FG 2017b) Säätosähkömarkkinasopimus, Fingrid 2017. Saatavissa (viitattu 20.6.2020): [https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/reservit/saatosahkomarkkinasopimus\\_pohja.pdf](https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/reservit/saatosahkomarkkinasopimus_pohja.pdf)

(FG 2017c) Tiedote - NBS-mallin taseselvityksen voimaanpanoasetukset on vahvistettu, Fingrid 2017. Saatavissa (viitattu 1.7.2020): <https://www.fingrid.fi/sivut/ajankohtaista/tiedotteet/2017/nbs-mallin-taseselvityksen-voimaanpanoasetukset-on-vahvistettu/>

(FG 2018a) Sähköjärjestelmän matalan inertian hallinta, Fingrid 2018. Saatavissa (viitattu 30.4.2020): <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/yhtio/toimikunnat/180612-sahkojarjestelman-matalan-inertian-hallinta.pdf>

(FG 2018b) Asiakaslehti - Miksi vesivoima on hyvää reserviä?, Fingrid 2018. Saatavissa (viitattu 2.4.2020): <https://www.fingridlehti.fi/vesivoima-hyvaa-reservia/>

(FG 2018c) Webinaari taseselvityksen harmonisomisesta, Fingrid 2018. Saatavissa (viitattu 24.8.2020): <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/verkkosaantofoorumi/webinaari-taseselvityksen-eurooppalaisesta-harmonisoinnista-id-158743.pdf>

(FG 2019) Automaattisen taajuudenhallintareservin sovellusohje, Fingrid 2019. Saatavissa (viitattu 10.5.2020): [https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/reservit/automaattisen-taajuudenhallintareservin-sovellusohje\\_2019.pdf](https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/reservit/automaattisen-taajuudenhallintareservin-sovellusohje_2019.pdf)

(FG 2019b) Kulutuksen ja tuotannon tasapainon ylläpito, Fingrid 2019. Saatavissa (viitattu: 10.11.2019): <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/suomen-sahkojarjestelma/kulutuksen-ja-tuotannon-tasapainon-yllapito/>

(FG 2019c) Tiedote - Automaattisen taajuudenhallintareservin ylläpitotunnit viikoille 2-13/2020, Fingrid 2019. Saatavissa (viitattu 1.4.2020): <https://www.fingrid.fi/sivut/ajankohtaista/tiedotteet/2019/automaattisen-taajuudenhallintareservin-yllapitotunnit-viikoille-2-132020/>

(FG 2019d) Tiedote - Sähköpörssien kilpailu käynnistyy maaliskuussa 2020, Fingrid 2019. Saatavissa (viitattu 9.3.2020): <https://www.fingrid.fi/sivut/ajankohtaista/tiedotteet/2019/sahkoporsien-kilpailu-kaynnistyy-maaliskuussa-2020/>

(FG 2019e) Asiakaslehti - Päivänsisäinen kaupankäynti täytti 20 vuotta, Fingrid 2019. Saatavissa (viitattu 18.5.2020): <https://www.fingridlehti.fi/paivansisainen-kaupankaynti-taytti-20-vuotta/>

(FG 2019f) Asiakaslehti - Pohjoismaissa sähkön isot hintaerot johtuvat erilaisista tuotantorakenteista, Fingrid 2019. Saatavissa (viitattu 5.8.2020): <https://www.fingridlehti.fi/pohjoismaissa-sahkon-isot-hintaerot-johtuvat-erilaisista-tuotantorakenteista/>

(FG 2019g) Asiakaslehti - Varavoima - harvoin käytetty, mutta silti välttämätön, Fingrid 2019 Saatavissa (viitattu 5.8.2020): <https://www.fingridlehti.fi/varavoima-2/>

(FG 2020a) Tasevastuuta ja taseselvitystä koskeva käsikirja, Fingrid 2020. Saatavissa (viitattu 5.5.2020): <https://www.epressi.com/media/userfiles/132826/1568031738/tasevastuuta-ja-taseselvitysta-koskeva-kasikirja-osa-1.-ja-2.-fingrid-oyjn-yleiset-tasehallinnan-ja-taseselvityksen-ehdot.pdf>

(FG 2020b) Yleiset tasehallinnan ehdot, Fingrid 2020. Saatavissa (viitattu 11.7.2020): <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/tasesahkokauppa-ja-taseselvitys/liite-1-osa-1-fingrid-oyjn-yleiset-tasehallinnan-ehdot-.pdf>

(FG 2020c) Yleiset taseselvityksen ehdot, Fingrid 2020. Saatavissa (viitattu 11.7.2020): <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/tasesahkokauppa-ja-taseselvitys/liite-1-osa-2-fingrid-oyjn-yleiset-taseselvityksen-ehdot.pdf>

(FG 2020d) Reservituotteet ja reservien markkinapaikat, Fingrid 2020. Saatavissa (viitattu 5.5.2020): <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/reservit/reservituotteet-ja-reservien-markkinapaikat.pdf>

(FG 2020e) Säätosähkömarkkinoiden säännöt - liite 1, Fingrid 2020. Saatavissa (viitattu 20.6.2020): <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/reservit/saatosahkomarkkinasopimus-liite-1--saatosahkomarkkinat.pdf>

(FG 2020f) Ehdot ja edellytykset manuaalisen taajuuden palautusreservin (mFRR) toimittajalle, Fingrid 2020. Saatavissa (viitattu 20.6.2020): <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/saatosahko/liite-1-reservitoimittajien-mfrr-ehdot-ja-edellytykset.pdf>

(FG 2020g) Säätosähkömarkkinoiden säännöt - liite 2, Fingrid 2020. Saatavissa (viitattu 20.6.2020): [https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/saatosahko/saatosahkomarkkinasopimus-liite-2.-saatokapasiteettimarkkinoidensaannot\\_1.1.2019-id-168856.pdf](https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/saatosahko/saatosahkomarkkinasopimus-liite-2.-saatokapasiteettimarkkinoidensaannot_1.1.2019-id-168856.pdf)

(FG 2020h) Tasevastaavat – maksukomponentit, Fingrid 2020. Saatavissa (viitattu 1.7.2020): <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/tase-sahko/190418-tasevastaavat-maksukomponentit-ja-maksujen-maaraytyminen.pdf>

(FG 2020i) Tarjousalueiden yhtenäisyys, Fingrid 2020. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/markkinoiden-yhtenaisyyss/tarjousalueiden-yhtenaisyyss/#2018>

(FG 2020j) Reservimarkkinat, Fingrid 2020. Saatavissa: [www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/#reservilajit](http://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/#reservilajit)

(FG 2020k) Nopea taajuusreservi, Fingrid 2020. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/nopea-taajuusreservi/>

(FG 2020l) Säätosähkö- ja säätökapasiteettimarkkinat, Fingrid 2020 Saatavissa (viitattu 27.5.2020): <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/saatosahko--ja-saatokapasiteettimarkkinat/#saatotarjoukset>

(FG 2020m) Taajuusohjattu käyttö- ja häiriöreservi, Fingrid 2020. Saatavissa (viitattu 23.5.2020): <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/taajuusohjattu-kaytto--ja-hairioreservi/>

(FG 2020n) Tuotantotase, Fingrid 2020. Saatavissa (viitattu 10.6.2020): <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/tasepalvelut/tasemallin-kuvaus/tuotantotase/>

(FG 2020o) Tiedote - Päivänsisäisen kaupankäynnin pilottia jatketaan, Fingrid 2020. Saatavissa (viitattu 3.8.2020): <https://www.fingrid.fi/sivut/ajankohtaista/tiedotteet/2020/paivansisaisen-kaupankaynnin-pilottia-jatketaan/>

(FG 2020p) Avoin data, Fingrid 2020. Saatavissa: <https://data.fingrid.fi/en/dataset>

(FG 2020q) Tasepalveluun sisältyvät reservikustannukset, Fingrid 2020. Saatavissa (viitattu 20.8.2020): <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/tasepalvelut/tasemallin-kuvaus/tasepalveluun-sisaltyvat-reservikustannukset/>

(FG 2020r) Uutinen yksitasemallin käyttöönotosta, Fingrid 2020. Saatavissa (viitattu 2.9.2020): <https://www.fingrid.fi/sivut/ajankohtaista/tiedotteet/2020/yksitasemallin-kayttoonoton-uusi-tavoiteaikataulu-on-1.11.2021/>



(FG 2020s) Sähkömarkkinatoimikunnan kokouksen 2/2020 muistio, Fingrid 2020. Saatavissa (viitattu 2.9.2020): [https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/yhtio/toimikunnat/markkinatoimikunta/sahkomarkkinatoimikunnan-kokous-2\\_2020\\_muistio.pdf](https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/yhtio/toimikunnat/markkinatoimikunta/sahkomarkkinatoimikunnan-kokous-2_2020_muistio.pdf)

(FG 2020t) Sähkömarkkinatoimikunnan kokous 2/2020 esitysmateriaali, Fingrid 2020. Saatavissa (viitattu 2.9.2020): <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/yhtio/toimikunnat/markkinatoimikunta/222020-sahkomarkkinatoimikunta-tasepalvelueh-tojen-ja-maksujen-paivitys.pdf>

(FG 2020u) Varttitaseen referenssiryhmän kokouksen muistio, Fingrid 2020. Saatavissa (viitattu 25.8.2020): [https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/varttitase/vt\\_refr\\_kokous-20200428---muistio.pdf](https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/varttitase/vt_refr_kokous-20200428---muistio.pdf)

(FG 2020v) Kuuleminen tasehallinnan ehdoista, Uutinen, Fingrid 2020. Saatavissa (viitattu 2.11.2020): <https://www.fingrid.fi/sivut/ajankohtaista/tiedotteet/2020/kuuleminen-tasehallinnan-ehdoista-tasevastaaville-ja-reservitoimittajille/>

(Fortum 2015) Fortumin energiakatsaus, Fortum Oyj 2015. Saatavissa (viitattu 2.2.2020). Saatavissa: [http://apps.fortum.fi/gallery/Fortum\\_Energy\\_review\\_FI\\_FINAL.pdf](http://apps.fortum.fi/gallery/Fortum_Energy_review_FI_FINAL.pdf)

(HE 2014) Hallituksen esitys eduskunnalle laeiksi sähkö- ja maakaasumarkkinoiden valvonnasta annetun lain 1 ja 4§:n sekä Finanssivalvonnasta annetun lain 71§ muuttamisesta, Finlex 2014. Saatavissa (viitattu 13.4.2020): <https://www.finlex.fi/fi/esitykset/he/2014/20140050>

(Hyvärinen 1976) Virtaama-aineiston tilastoanalyysi, Hyvärinen V., Gürer I. 1976. Vesientutkimuslaitos. Saatavissa (viitattu 6.6.2020): <https://helda.helsinki.fi/bitstream/handle/10138/27953/Vesientutkimuslaitoksen+julkaisuja+15.pdf?sequence=1>

(Ilmatieteenlaitos 2020) Nykyinen ilmasto - 30 vuoden keskiarvot, Ilmatieteenlaitos 2020. Saatavissa: <https://ilmasto-opas.fi/fi/ilmastonmuutos/suomen-muutuva-ilmasto/-/artikkeli/1c8d317b-5e65-4146-acda-f7171a0304e1/nykyinen-ilmasto-30-vuoden-keskiarvot.html>

(Järventausta 2017) Sähkömarkkinat-opetusmateriaali, Järventausta P. 2017. Saatavissa: [http://www.tut.fi/eee/opetus/kurssit/DEE\\_23030/](http://www.tut.fi/eee/opetus/kurssit/DEE_23030/)

(Leppäranta *et al.* 2017) Helsingin yliopisto, Suomen ympäristökeskus. Hydrologian perusteet, Leppäranta M., Virta J., Huttula T., 2017. Saatavissa (viitattu 27.7.2020): <https://researchportal.helsinki.fi/en/publications/hydrologian-perusteet>

(MML 2019). Suomi, 57 000–168 000 Järven maa, Maanmittauslaitos 2019. Saatavissa (viitattu 25.3.2020): <https://www.maanmittauslaitos.fi/ajankohtaista/suomi-57-000-168-000-jarven-maa>

(MMM 2020) Padot ja säännöstely, Maa- ja metsätalousministeriö 2020. Saatavissa (viitattu 15.2.2020): <https://mmm.fi/vesi/padot-ja-saannostely>

(Motiva 2005) Vesivoimatuotannon määrä ja lisäämismahdollisuudet Suomessa, Motiva 2005. Saatavissa (viitattu 2.4.2020): <https://www.motiva.fi/files/700/vesivoimatuotannon-maara-ja-lisaamismahdollisuudet-suomessa.pdf>

(NBM 2019) Tasesähkön hinnoittelu, NBM 2019. Saatavissa (viitattu 6.9.2020): <https://nordicbalancingmodel.net/wp-content/uploads/2019/11/Discussion-paper-on-imbalance-pricing.pdf>

(NBM 2020) Uutinen 1-tasemallin käyttöönotosta, NBM 2020. Saatavissa (viitattu 6.9.2020): <https://nordicbalancingmodel.net/single-price-single-position-go-live-date-1-november-2021/>

(NBM 2020a) NBM-hankkeen päivitetty aikataulu, NBM 2020. Saatavissa (viitattu 3.9.2020): <https://nordicbalancingmodel.net/wp-content/uploads/2020/08/Roadmap-Status-NBM-reference-group-aug-27.pdf>

(NP 2010). Uutinen. No. 37/2010 NPS - All time high volumes traded on Elbas - Nord Pool Spot's international intraday market, NordPool 2010. Saatavissa (viitattu 5.5.2020): <https://www.nordpoolgroup.com/message-center-container/newsroom/exchange-message-list/2010/06/No-372010-NPS---All-time-high-volumes-traded-on-Elbas---Nord-Pool-Spots-international-intraday-market/>

(NP 2017) Vuosiraportti, NordPool 2017. Saatavissa (viitattu 15.5.2020): [https://www.nordpoolgroup.com/globalassets/download-center/annual-report/annual-report-nord-pool\\_2017.pdf](https://www.nordpoolgroup.com/globalassets/download-center/annual-report/annual-report-nord-pool_2017.pdf)

(NP 2020a) Day-ahead overview, NordPool 2020. Saatavissa: <https://www.nordpoolgroup.com/maps/#/nordic>

- (NP 2020b) Intraday volumes, NordPool 2020. Saatavissa: <https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/Intraday/Volumes/TOTAL/Monthly/?view=table>
- (NP 2020c) Regulating prices, NordPool 2020. Saatavissa: <https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/Regulating-Power1/Regulating-Prices1/ALL/Hourly/?view=table>
- (NP 2020d) Nord Pool announces 2019 trading figures, uutinen, NordPool 2020. Saatavissa (viitattu 5.5.2020): <https://www.nordpoolgroup.com/message-center-container/newsroom/exchange-message-list/2020/q1/nord-pool-announces-2019-trading-figures/>
- (NP 2020e) Nord Pool extends intraday trading for Finland, uutinen, NordPool 2020. Saatavissa (viitattu 26.4.2020): <https://www.nordpoolgroup.com/message-center-container/newsroom/exchange-message-list/2020/q1/nord-pool-extends-intraday-trading-for-finland/>
- (NP 2020f) Order types, NordPool 2020. Saatavissa: <https://www.nordpoolgroup.com/trading/Day-ahead-trading/Order-types/>
- (Oliveira *et al.* 2017) Progress in Artificial Intelligence: 18th EPIA Conference on Artificial Intelligence, Oliveira E., Gama J., Vale Z. Gardoso H. L., 2017. Saatavissa: <https://books.google.fi/books?id=WXsyDwAAQ-BAJ&lpg=PP1&hl=fi&pg=PA283#v=onepage&q&f=false>
- (Partanen *et al.* 2014) Sähkömarkkinat-opetusmoniste, Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Partanen J., Viljainen S., Lassila J., Honkapuro S., Salovaara K., Annala S., Makkonen M. 2014. Saatavissa: <https://docplayer.fi/1155301-Sahkomarkkinat-opetusmoniste.html>
- (Poussa 2019) Päästökauppa remontissa, Sitra, Poussa 2019. Saatavissa (viitattu 23.3.2020): <https://www.sitra.fi/artikkelit/paastokauppa-remontissa/>
- (PVVY 2009) Pienvesivoimalaopas, Pienvesivoimayhdistys Ry 2009 Saatavissa (viitattu 14.1.2020): <http://www.pienvesivoimayhdistys.com/wp-content/uploads/2014/05/Pienvesivoimaopas.pdf>
- (Pöyry 2018) 15 Minutes imbalance settlement period - market impacts of late implementation, Pöyry 2018. Saatavissa (viitattu 1.8.2020): [https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/varttitase/final\\_15\\_min\\_isp\\_derogation\\_report\\_poyry.pdf](https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/varttitase/final_15_min_isp_derogation_report_poyry.pdf)

(Rahman 2014) Range of heads for specific type of turbines, Rahman 2014. Saatavissa (viitattu 14.7.2020): [https://www.researchgate.net/figure/Range-of-heads-for-specific-type-of-turbines16\\_tbl1\\_273316544](https://www.researchgate.net/figure/Range-of-heads-for-specific-type-of-turbines16_tbl1_273316544)

(Rantalainen 2019) Sähkön hinnan määräytyminen, kuva, opinnäytetyö, Rantalainen A. 2019. Saatavissa: [https://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/172045/Rantalainen\\_Antti.pdf?sequence=2&isAllowed=y](https://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/172045/Rantalainen_Antti.pdf?sequence=2&isAllowed=y)

(SML 2013) Sähkömarkkinalaki 2013. Saatavissa: <https://finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130588#Pidp446743536>

(TEM 2018) Toimialaraportti: Uusiutuva energia, Työ- ja elinkeinoministeriö 2018. Saatavissa (viitattu 20.11.2019): [http://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/161181/TEMjul\\_42\\_2018\\_Uusiutuva\\_energia.pdf](http://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/161181/TEMjul_42_2018_Uusiutuva_energia.pdf)

(TEM 2020) Päästökauppa, Työ- ja elinkeinoministeriö 2020. Saatavissa (viitattu 20.2.2020): <https://tem.fi/paastokauppa>

(TK 2020) Tilastokeskuksen tietokanta 2020. Saatavissa: <http://pxnet2.stat.fi/PXWeb/pxweb/fi/StatFin/>

(USACE 2019). Kaplan-turbiini, kuva, US Army Corps of Engineers 2019. Saatavissa (viitattu 11.10.2019): [https://web.archive.org/web/20090109020004/https://www.nwp.usace.army.mil/%20HDC/edu\\_genexcit.asp](https://web.archive.org/web/20090109020004/https://www.nwp.usace.army.mil/%20HDC/edu_genexcit.asp)

(VA 2009) Valtioneuvoston asetus sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta, Finlex 2009. Saatavissa (viitattu 14.6.2020): <https://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/2009/20090066>

(VA 2016) Valtioneuvoston asetus sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta annetun valtioneuvoston asetuksen muuttamisesta, Finlex 2016. Saatavissa (viitattu 14.6.2020): <https://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2016/20160217#Pidp446144656>

(Veen 2010) A comparison of imbalance settlement designs and results of Germany and the Netherlands, Van der Veen, R. A., Abbasy, A., & Hakvoort, R. A. 2010. In Young Energy Engineers & Economists Seminar (YEEES), 8-9 April 2010, Cambridge, UK

(Veijalainen *et al.* 2012). Veijalainen, N., Jakkila, J., Nurmi, T., Vehviläinen, B., Marttunen, M. ja Aaltonen, J. Suomen vesivarat ja ilmastonmuutos – vaikutukset ja muutoksiin sopeutuminen, Suomen ympäristökeskus 2012. Saatavissa: [https://www.researchgate.net/publication/283015113\\_Suomen\\_vesivarat\\_ja\\_ilmastonmuutos\\_-\\_vaikutukset\\_ja\\_muutoksiin\\_sopeutuminen](https://www.researchgate.net/publication/283015113_Suomen_vesivarat_ja_ilmastonmuutos_-_vaikutukset_ja_muutoksiin_sopeutuminen)

(VT 2002) Ympäristöviestintä YVT Oy. Lehti, Vesitalous 2002. Saatavissa (viitattu 6.6.2020): [https://www.vesitalous.fi/wp-content/uploads/2010/02/5\\_2002.pdf](https://www.vesitalous.fi/wp-content/uploads/2010/02/5_2002.pdf)

(YMP 2020a) Vesilain mukainen lupa eli vesilupa, Ympäristöhallinto 2020. Saatavissa (viitattu 10.3.2020): [https://www.ymparisto.fi/fi-fi/asiointi\\_luvat\\_ja\\_ymparistovaikutusten\\_arviointi/luvat\\_ilmoitukset\\_ja\\_rekisterointi/Vesilupa](https://www.ymparisto.fi/fi-fi/asiointi_luvat_ja_ymparistovaikutusten_arviointi/luvat_ilmoitukset_ja_rekisterointi/Vesilupa)

(YMP 2020b) Säännöstely, Ympäristöhallinto 2020. Saatavissa (viitattu 10.3.2020): [https://www.ymparisto.fi/fi-FI/Vesi/Vesien\\_kaytto/Saannostely](https://www.ymparisto.fi/fi-FI/Vesi/Vesien_kaytto/Saannostely)

(ÅF 2019a) Vesivoiman merkitys Suomen energijärjestelmälle, ÅF-Consult Oy 2019. Saatavissa: [https://energia.fi/files/3427/Vesivoimaselvitys\\_FINALrev1\\_20190206.pdf](https://energia.fi/files/3427/Vesivoimaselvitys_FINALrev1_20190206.pdf)

(ÅF 2019b) Suomen vesivoimalaitosten laitosluettelo, ÅF-Consult Oy 2019. Saatavissa (viitattu 3.2.2020): <https://www.vesirakentaja.fi/voimalaitokset/laitosluettelo.html>

## HAASTATTELUT

(Kankaanpää 2020) Kankaanpää V., asiantuntija, Vattenfall Oy, Teams-kokous. Haastattelu 16.6.2020

(Nurminen 2020) Nurminen S., asiantuntija, Empower IM Oy, Porvoo. Haastattelu 15.6.2020.

(Piipponen 2020) Piipponen J., asiantuntija, Fingrid Oyj, Porvoo. Haastattelu 3.7.2020