

**Hannu Saari**

**TUULIVOIMAN PROFIILIKUSTANNUKSET 2021**

**Opinnäytetyö  
CENTRIA-AMMATTIKORKEAKOULU  
Sähkö- ja automaatiotekniikan koulutus  
Toukokuu 2022**



<b>Centria-ammattikorkeakoulu</b>	<b>Aika</b> Toukokuu 2022	<b>Tekijä/tekijät</b> Hannu Saari
<b>Koulutus</b> Sähkö- ja automaatiotekniikan koulutus		<input checked="" type="checkbox"/> AMK <input type="checkbox"/> YAMK
<b>Työn nimi</b> TUULIVOIMAN PROFIILIKUSTANNUKSET 2021		
<b>Työn ohjaaja</b> Aki Suokko		<b>Sivumäärä</b> 41 + 6

Jatkuvasti kasvavan sähkön kulutuksen kattamiseksi, on sähkön tuotantoa lisättävä. Samaan aikaan päästötavoitteiden täyttämiseksi täytyy sähköntuotannon aiheuttamia päästöjä alentaa. Käynnissä olevasta energiamurroksesta johtuen sähköntuotanto, sähkömarkkinat ja sähköverkot ovat kokemassa suurta muutosta.

Ratkaisuna päästötavoitteisiin pääsemiseksi on suurella volyymilla rakennettu tuulivoimaa. Säästä riippuvaisen tuulivoiman voimakas lisääntyminen on pakottanut sähköntuotantoa, sähköverkkoja ja sähkömarkkinoita muutokseen. Toimiakseen osana sähköjärjestelmää tuulivoima tarvitsee rinnalleen myös sähköntuotantomuotoja, joiden tuotantoa voidaan säätää alas tai ylös tuulivoiman tuotannosta riippuen. Sähköntuotannosta, joka ei aina vastaa sähkön kulutusta aiheutuu tuotannon säätötarpeita sähköverkkojen taajuuden ylläpitämiseksi ja kustannuksia tuulivoiman tuottajille, ja näitä ei välttämättä oteta huomioon tuulivoiman kustannuksia laskettaessa.

Opinnäytetyössäni perehdyin tuulivoiman toimintaan osana yhteispohjoismaista sähköjärjestelmää. Työn sisällössä olen käynyt läpi tuulivoimasta aiheutuneita haasteita sekä sen mahdollisuuksista toimia keskeisenä sähköntuotantomuotona Pohjoismaissa. Käyttökustannuksiltaan edullisen tuulivoiman tuotantoa ei kannata rajoittaa. Tuulivoiman tuotannon ollessa suurta sähköstä voi olla ylitarjontaa markkinoilla. Ylitarjonta markkinoilla painaa sähkön hintaa alemmas, joka näkyy profiilikustannuksina tuulivoiman tuottajalle. Työssäni tarkoituksena oli selvittää sähköverkkojen, sähkömarkkinoiden ja sähköntuotannon toiminnan vaikutuksia tuulivoiman profiilikustannuksiin.

**Asiasanat**

Arvotekijät, investointikustannus, profiilikustannus, sähköverkot, sähkömarkkinat, sähköntuotanto, tuotantokustannus, tuulivoima.

**ABSTRACT**

<b>Centria University of Applied Sciences</b>	<b>Date</b> May 2022	<b>Author</b> Hannu Saari
<b>Degree programme</b> Electrical and automation engineering		
<b>Name of thesis</b> PROFILE COSTS OF WIND POWER IN FINLAND 2021		
<b>Centria supervisor</b> Aki Suokko	<b>Pages</b> 41 + 6	
<p>Electricity consumption is growing all the time and electricity generation should grow at the also same time. In order to achieve the emission targets, the emissions caused by electricity generation must be reduced. Electricity generation, electricity market and electricity networks are undergoing a major change.</p> <p>In order to achieve the emission targets has built wind power. Weather conditions affect the operation of wind power. Wind power only produces electricity when it is windy. The timing of weather-dependent production relative to demand gives rise to a number of different effects that have not occurred before. Irregular production incurs costs that have not occurred before.</p> <p>In this thesis, I examine the operation of wind power as part of a common the Nordic electricity system. Wind power generation has brought challenges to the electricity market. Oversupply of electricity lowers the price of electricity. The low price of electricity is a cost to producers. The purpose of my work was to clarify the effects of the operation of electricity networks, the electricity market and electricity generation on the profile costs of wind power.</p>		

**Key words**

Electricity generation, electricity market, electricity network, investment cost, production costs, profile cost, value factors, wind power.

## **KÄSITTEIDEN MÄÄRITTELY**

### **ARVOKERROIN**

Tuotantomuodon suhteellinen arvo muuhun tuotantoon nähden

### **CHP**

(combined heat and power) lämmön ja sähkön yhteistuotantolaitos

### **Hz**

Hertsi, taajuuden yksikkö

### **kV**

Kilovoltti, jännitteen yksikkö, 1kV=1000 voltia

### **LCOE**

(levelized cost of energy) tasoitetut tuotantokustannukset eli omakustannushinta, laskentamenetelmä erilaisilla tuotantomuodoilla tuotetun sähkön vertailemiseksi

### **Marginaalikustannus**

Kustannus tuotannon kasvattamiseksi yhdellä yksiköllä. Likimain sama kuin polttoaine kustannus.

### **Merit order**

Tuotantojärjestys. Järjestys, jossa sähkön tuottajia pyydetään tuottamaan sähköä markkinoille.

### **MW**

Megawatti, tehon yksikkö

### **Profilikustannus**

Tuotannon ajoituksen vaikutus energiasta saatavaan markkinahintaan

### **Syöttötariffi**

Sähköenergian takuuhinta

### **TWh**

Terawattitunti, energian yksikkö

**TIIVISTELMÄ**  
**ABSTRACT**  
**KÄSITTEIDEN MÄÄRITTELY**  
**SISÄLLYS**

<b>1 JOHDANTO .....</b>	<b>1</b>
<b>2 DATANKÄSITTELY .....</b>	<b>3</b>
<b>3 POHJOISMAINEN SÄHKÖJÄRJESTELMÄ.....</b>	<b>4</b>
3.1 Maiden väliset siirtoyhteydet .....	5
3.2 Sähköjärjestelmän toiminta .....	7
3.2.1 Sähköverkon taajuus ja säätövoima.....	7
3.2.2 Kysyntäjoustopot.....	8
<b>4 SÄHKÖMARKKINAT .....</b>	<b>10</b>
4.1 Elspot- ja Elbas-markkinat .....	13
4.2 Reservi- ja säätösähkömarkkinat .....	13
4.3 Taseselvitys .....	14
<b>5 SÄHKÖN TUOTANTO .....</b>	<b>15</b>
5.1 Tuuli- ja vesivoiman tuotanto Pohjoismaissa .....	16
5.2 Sähköntuotanto Suomessa.....	19
5.2.1 Tuulivoima Suomessa .....	22
5.2.2 Vesivoima Suomessa .....	24
<b>6 SÄHKÖNTUOTANNON KUSTANNUKSET .....</b>	<b>26</b>
6.1 Merit-order-ilmio .....	27
6.2 Tuulivoiman tuotantokustannus.....	28
6.2.1 Investointikustannukset.....	30
6.2.2 Käytön aikaiset kustannukset .....	31
6.3 Profiilikustannukset.....	31
6.3.1 Profiilikustannusten laskenta.....	32
6.3.2 Profiilikustannusten vaikutus .....	33
<b>7 JOHTOPÄÄTÖKSET .....</b>	<b>37</b>
<b>LÄHTEET .....</b>	<b>7</b>
<b>LIIITTEET</b>	

## **KUVIOT**

KUVIO 1. Sähköntuotanto ja kulutus Pohjoismaissa 2021. ....	19
KUVIO 2. Tuuli- ja vesivoiman osuudet pohjoismaisesta sähkön tuotannosta 2021.....	20
KUVIO 3. Tuuli- ja vesivoimatuotannon osuudet Pohjoismaiden kokonaistuotannosta TWh 2021...	21
KUVIO 4. Tuuli- ja vesivoimatuotannon %-osuudet Pohjoismaiden kokonaistuotannosta 2021.....	22
KUVIO 5. Sähkön tuotanto ja kulutus Suomessa 2020 ja 2021.....	24
KUVIO 6. Sähkön tuotanto ja kulutus Suomessa kuukausittain 2021 TWh.....	25
KUVIO 7. Tuulivoiman kapasiteetti MW Suomessa vuosina 2011–2021.....	26
KUVIO 8. Tuuli- ja vesivoima tuotannon osuudet vuosittain Suomessa.....	28
KUVIO 9. Sähkön tuotantomuotojen volyymillä painotetut markkina-arvot Suomessa vuonna 2021.	36
KUVIO 10. Sähköhinnan arvokertoimet tuotantomuodoittain 2021.....	37
KUVIO 11. Tuulivoiman profiilikustannusten kehitys 2013–2021.....	38

## **KUVAT**

KUVA 1. Pohjoismainen sähköverkko.....	12
KUVA 2. Sähkömarkkinoiden tarjousalueet Itämeren alueella.....	16
KUVA 3. Tuotannossa (vihreällä) ja rakenteilla (violetilla) olevien tuulipuistojen sijainti Suomessa.	

## 1 JOHDANTO

Ilmaston lämpenemisen hidastamiseksi EU on asettanut päästötavoitteita. Tavoitteet päästöjen alentamiselle on asetettu myös sähköntuotannolle. Työkaluna päästöjen alentamiselle toimii päästökauppa, jolla pyritään kannustamaan sähköntuottajia vähentämään tuotannosta syntyviä päästöjä. Päästötavoitteisiin pääsemiseksi useissa maissa on myönnetty erilaisia tukia uusiutuvia energianlähteitä käyttäville tuotantomuodoille. Myönnettyjen tukien ansiosta tuulivoimasta on kasvanut Pohjoismaissa tärkeä sähköntuotantomuoto. Vaikka Suomessa uusille tuulivoimaloille ei ole myönnetty tukia vuoden 2017 jälkeen, on tuulivoimaloiden teknologia kehittynyt maksettujen tukien ansiosta ja tuonut markkinoille uuden kannattavan sähköntuotantomuodon.

Tuulivoimatuotannon nopea kasvu on vaikuttanut kaikkiin sähkömarkkinoilla toimiviin osapuoliin. Tuulivoiman nopean kasvun myötä sähköverkkoja on jouduttu vahvistamaan alueilla, joilla tuulivoiman rakentaminen on runsasta. Sähkömarkkinoiden on täytynyt sopeutua uudenlaisen epäsäännöllisen tuotannon tulemiseen mukaan sähkömarkkinoille. Tuulivoima vaikuttaa myös muiden tuotantomuotojen markkinatoimijoiden sähköstä saatavaan ja maksettavaan markkinahintaan.

Säästä riippuvaisen tuulivoiman tuotantoa ei rajoiteta. Korkeamman marginaalikustannusten tuotantolaitoksien täytyy säätää runsaan tuulivoima tuotannon aikana omaa tuotantoaan alas, jotta sähköntuotanto ja sähkönkulutus pysyvät tasapainossa. Vastaavasti tuulettomina aikoina, kun tuulivoimaa ei ole saatavilla, täytyy sähköä tuottaa muilla tuotantomuodoilla. Tuotantoprofililtaan epäsäännöllinen tuulivoima on siis pakottanut muut sähköntuottajat säätämään tuotantojaan tuulivoiman mukaan.

Epäsäännöllisen tuotannon lisääntyessä markkinoilla on kiinnitettävä enemmän huomiota siihen, että sähkönkysyntä voidaan tyydyttää jokaisena tuntina. Tulevaisuudessa tuulivoiman osuus sähköntuotannosta kasvaa edelleen. Tuulettomien aikojen sähköntuotannon varmistamiseksi täytyy muut tuotantomuodot pitää edelleen käyttövalmiudessa. Tuotantoaikojen jäädessä vähäisemmiksi muille tuotantomuodoille kasvaa tuulivoimaa korvaavilla tuotantomuodoilla paine korkeampaan hintaan, jotta ne voivat pysyä kannattavina. Varsinkaan uuteen säädettävissä oleviin sähkön tuotantoon ei investoida, jos tuotantonäkymät eivät ole riittävät.

Sähkömarkkinat toimivat markkinaehtoisesti kysynnän ja tarjonnan mukaan. Kun sähkön tuotannosta on ylitarjontaa, laskee sähkön hinta markkinoilla alaspäin. Alitarjonnan aikana sähkön hinta nousee ja tekee sähköntuotannon kannattavaksi myös käyttökustannuksiltaan kalliimmilla tuotantomuodoilla. Tuulivoiman tuotannon ollessa vähäistä voi markkinoilla syntyä alitarjontaa, jolloin sähköä tuotetaan käyttökustannuksiltaan tuulivoimaa kalliimmilla tuotantomuodoilla. Alitarjonnan aikaan kalliimpien tuotantomuotojen päästessä mukaan, kysynnän ja tarjonnan tasapainottavalle sähkömäärälle muodostuu korkeampi hinta markkinoilla. Tuulivoiman tuotannon ollessa suurta, voi markkinoille tulla ylitarjontaa sähköntuotannosta, mikä laskee tuotetulle sähkölle maksettua hintaa. Tästä syystä syntyy profiilikustannus, jolla tarkoitetaan keskimääräistä hinta-eroa tuulivoimalla tuotetun sähkön ja muun markkinoilla olevan sähkön markkina-arvon välillä.

Työn tarkoituksena oli tutkia tuulivoiman satunnaisesti vaihtelevan tuotannon toimintaa osana sähköjärjestelmää. Tarkastelunäkökulmaksi valittiin profiilikustannukset. Tuulivoima suuressa mittakaavassa on vielä uusi tuotantomuoto ja sen mukanaan tuomia haasteita on hyvä tutkia tulevaisuuden varalle. Työn keskeisimpinä tavoitteita oli tutkia profiilikustannusten kehitystä tuulivoiman markkinaosuuden kasvaessa.



## 2 DATANKÄSITTELY

Opinnäytetyössä kaavioiden tekemiseen on käytetty energiateollisuuden ja Nord Pool-sähköpörssin julkaisemaa tuntikohtaista dataa Suomen ja muiden Pohjoismaiden sähköntuotannosta ja -kulutuksesta. Opinnäytetyössä käytetty data on julkaistu tammikuun ja helmikuun vaihteessa 2022. Korjattu data on julkaistu energiateollisuuden ja Nord Poolin sivuilla vasta myöhemmin maaliskuussa. Tämän vuoksi opinnäytetyön kaavioissa voi esiintyä vähäisiä poikkeamia todellisista arvoista. Poikkeamien vaikutus saatuun lopputulokseen on hyvin vähäinen, sillä poikkeamat ovat hyvin hajanaisia ja pieniä. Poikkeamat ovat todennäköisesti keskimäärin dataa satunnaistavaan suuntaan, joten odotettavissa on, että raakadatan perusteella laskettu profiilikustannus ei ole ainakaan suurempi kuin korjatusta datasta laskettu. Käytetty data on tarkistettu ja osa on korjattu poistamalla kesäajan ja talviajan vuoksi taulukoon jääneet tyhjät rivit, jotta kaavioihin lasketut tulokset olisivat mahdollisimman lähellä todellisuutta.

### 3 POHJOISMAINEN SÄHKÖJÄRJESTELMÄ

Suomi muodostaa yhdessä Ruotsin, Norjan sekä Itä-Tanskan kanssa yhteispohjoismaisen sähköjärjestelmän. Sähköjärjestelmä koostuu voimalaitoksista, kantaverkosta, suurjännitteisistä jakeluverkoista, jakeluverkoista ja sähkön kuluttajista. Vaikka pohjoismainen sähköjärjestelmä on yhtenäinen sähköverkko, on jokaisella siihen kuuluvalla maalla oma järjestelmävastaava, joka ylläpitää oman maansa kantaverkkoa. Kantaverkkoa ylläpitävän järjestelmävastaavan tehtävänä on huolehtia kantaverkon toimintavarmuudesta. Keskeisimpinä tehtävinä voidaan pitää verkon käyttövarmuuden ylläpitämistä, tuotannon ja kulutuksen tasapainottamista ja sähköverkon nopeaa palauttamista normaaliin tilanteeseen häiriötilanteen sattuessa. (Fingrid 2020b.)

Suomessa Energiavirasto on määrännyt kantaverkon järjestelmävastaavaksi Fingrid Oyj:n. Ruotsissa järjestelmävastaavana toimii Svenska Kraftnät, Norjassa Statnett ja Tanskassa Energinet. Fingrid Oyj on julkinen osake yhtiö, josta noin 53 % omistaa Suomen valtio ja Huoltovarmuuskeskus (Fingrid 2020c). Svenska Kraftnät on Ruotsin valtion omistuksessa (Svenska Kraftnät 2022b). Tanskassa toimiva Energinet on Tanskan valtion omistuksessa (Energinet 2022). Statnett on Norjan Öljy- ja Energiaministeriön omistuksessa (Statnett 2021).

Pohjoismaisen sähköjärjestelmän kantaverkossa on käytössä 400 kV:n, 275 kV:n, 220 kV:n ja 110 kV:n jännitetasot. 275 kV:n jännitetaso on käytössä Pohjoismaista ainoastaan Norjassa (Fingrid 2020a; Svenska Kraftnät 2021). Ruotsissa kantaverkkoa on Pohjoismaista eniten noin 17000 km sähköverkkoa ja 200 sähköasemaa (Svenska Kraftnät 2021). Norjalainen Statnett omistaa sähköverkkoa noin 11000 km (Wikipedia 2022a.). Tanskalainen Energinet omistaa sähköverkkoa noin 7000 km (Energinet 2021). Fingrid Oyj:n omistamaan kantaverkkoon kuuluu yhteensä noin 13700 km sähköverkkoa ja 116 sähköasemaa. Lisäksi Fingrid omistaa yhdessä vastapuolien kanssa maiden välisiä tasasähkölinjoja lähes 300 km (Fingrid 2020a). Yhteensä yhteispohjoismaiseen sähköverkkoon kuuluu noin 50000 km suurjännitteistä sähköverkkoa.

Laajempi pohjoismainen sähköverkko tuo varmuutta sähkönkuluttajille sekä sähköntuottajille. Laajempi sähköverkko kestää paremmin vikatilanteita, koska sähköä voidaan siirtää eri maiden välillä. Esimerkiksi jos Suomessa voimalaitos kytkeytyisi irti verkosta vian vuoksi, voitaisiin Ruotsista siirtää Suomeen väliaikaisesti sähköä, mikäli siirtokapasiteetti ei jo ole kokonaan käytössä. Myös jatkuvasti

kasvavan tuulivoimatuotannon hyödyntämisessä laaja sähköverkko on etu, koska tuulisina aikoina sähköä voidaan siirtää alueille, joilla ei tuule. Näin saadaan hyödynnetty päästötöntä energiantuotantoa koko pohjoismaiden alueella tehokkaasti. Laajasta sähköverkosta on myös paljon apua verkon tehota-  
sapainon ylläpitämisessä. Pohjois-Ruotsissa ja Pohjois-Norjassa on paljon vesivoimaa, joka ei ole niin säästä riippuvaista kuin tuulivoima. Tuulisena aikana voidaan sähköä siirtää alueille, joissa on paljon vesivoimaa. Näin voidaan vesivoimaa varastoida ja siirtää tuulettomina aikoina vesivoimalla tuotettua sähköä tuulivoima voittoisille alueille.

### 3.1 Maiden väliset siirtoyhteydet

Yhteispohjoismainen sähköjärjestelmään kuuluvien Suomen, Ruotsin, Norjan ja Itä-Tanskan sähköverkot on yhdistetty vaihtosähköyhteydellä toisiinsa. Pohjoismainen verkko on liitetty osaksi muun Euroopan sähköverkkoa myös useilla tasasähkö yhteyksillä. Suomesta on tasasähköyhteydet Viroon, Ruotsiin ja Venäjälle. Ruotsista on tasasähköyhteyksiä Saksaan, Puolaan ja Liettuaan. Lisäksi Norjasta on tasasähköyhteys Hollantiin. Myös Länsi-Tanskassa sijaitsevaan Jyllantiin on useita tasasähköyhteyksiä. (Fingrid 2020d.)

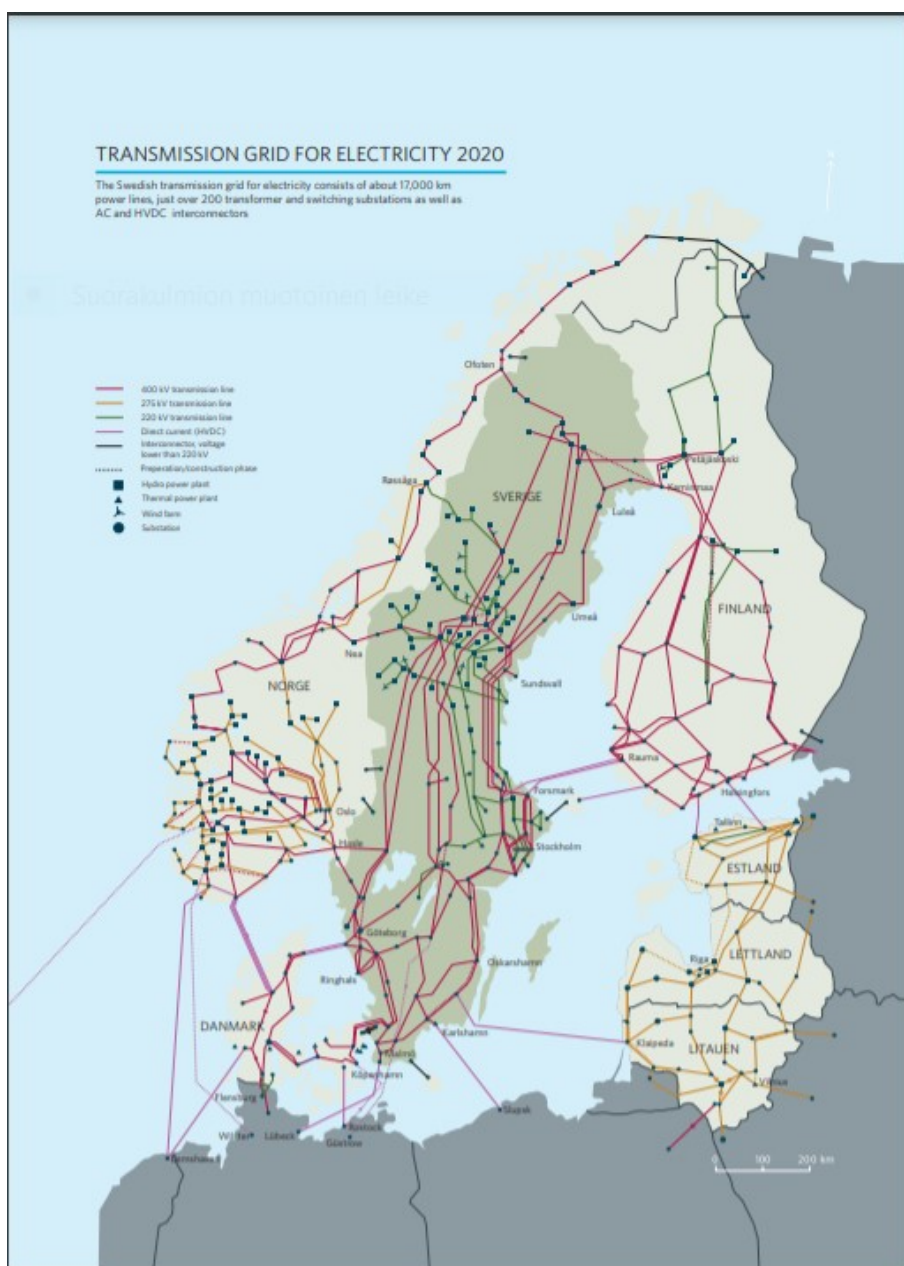
Suomesta on rakennettu Raumalta tasasähköyhteydet Fenno-Skan 1 (400 MW) Ruotsin Dannebohon ja Fenno-Skan 2 (800 MW) Ruotsin Finnboleen. Molemmat tasasähköyhteydet ovat toteutettu noin 200 km pitkillä merikaapeleilla. Fenno-Skan 1 kaapelin nimellisjännite on 400 kV ja Fenno-Skan 2-kaapelin nimellisjännite 500 kV. Ahvenanmaa on liitetty Suomen sähköverkkoon 100 MW:n tasasähköyhteydellä. (Fingrid 2020d.)

Suomen ja Viron väliset siirtoyhteydet on myös toteutettu tasasähköyhteyksillä. Estlink 1 yhteys Espoosta Viron Harkun muuntoasemalle on 106 km pitkä 350 MW siirtoyhteys. Kaapelissa on 150 kV:n nimellisjännite. Estlink 2 yhteys on Porvoosta Viron Püssiin, ja se on teholtaan 650MW ja pituudeltaan 174 km. Tasasähköyhteys Suomen ja Venäjän välillä on Venäjältä Suomeen 1300 MW ja Suomesta Venäjälle 320 MW (Wikipedia 2021 a.) Ukrainan sodan vuoksi sähköä ei toistaiseksi siirretä Venäjän ja Suomen välillä. (Yle 2022.)

Suomen kantaverkko on liitetty osaksi yhteispohjoismaista sähköverkkoa Pohjois-Suomesta kahdella 400 kV:n vaihtosähköyhteydellä Ruotsiin sekä Norjaan yhdellä 220 kV:n vaihtosähköyhteydellä.

Ruotsin ja Norjan kantaverkot ovat liitettynä toisiinsa neljällä 400 kV:n ja yhdellä 220 kV:n vaihtosähkøyhteydellä. Tanska on liitettynä Ruotsin kautta osaksi pohjoismaista sähköverkkoa kahdella 400 kV:n vaihtosähkøyhteydellä. (KUVA 1)

Alla olevassa kuvassa (KUVA 1) on esitetty Pohjoismaisten verkkoyhtiöiden omistamat kantaverkot 220 kV jännitetaosta ylöspäin. Kartasta on jätetty pois 110 kV:n kantaverkot. Kuvassa näkyvät myös Viron, Latvia ja Liettuan sähköverkot sekä yhteydet Pohjoismaista muun Euroopan sähköverkkoihin. Kuvassa on myös esitetty sähköä tuottavien voimalaitosten sijainnit sekä sähköasemien sijainnit.



KUVA 1. Pohjoismainen sähköverkko (Svenska Kraftnät 2021)

### 3.2 Sähköjärjestelmän toiminta

Voimalaitoksista, kantaverkosta, suurjännitteisistä jakeluverkoista, jakeluverkoista ja sähkön kuluttajista koostuvan sähköjärjestelmän vaatii näiden osa-alueiden yhteistyötä toimiakseen häiriöttömästi. Kuluttajien käyttämä sähkö tuotetaan voimalaitoksissa, jotka sijaitsevat maantieteellisesti yleensä etäällä suuremmista asutuskeskuksista. Sähkön siirtämiseksi voimalaitoksilta kuluttajien käyttöön tarvitaan kantaverkkoja. Sähkön siirtomatkat ovat pitkiä, usein monia satoja kilometrejä. Pitkistä siirtomatkoista johtuen tarvitsemme suurijännitteisiä kantaverkkoja, jotta pitkien siirtomatkojen aiheuttamat tehohäviöt jäisivät mahdollisimman pieneksi. Suurjännitteisillä kantaverkoilla (110–400 kV) sähkö siirretään lähemmäksi sen kuluttajia. Lähempänä kulutuspaikkaa kantaverkkoa pitkin tulevan sähkön jännitetaso muunnetaan sähköasemilla alueellisiin jakeluverkkoihin sopivaksi. Jakeluverkoilla sähköä voidaan siirtää edelleen lähemmäksi kuluttajia joko suurjännitteisenä (36–220 kV) tai keskijännitteisenä (1–36 kV). Keskijännitteisessä jakeluverkossa olevilla muuntajilla sähkö muutetaan kuluttajien käyttöön sopivaan 0,4 kV:n jännitetasoon. (Fingrid 2022a.)

#### 3.2.1 Sähköverkon taajuus ja säätövoima

Sähkön kulutus ja tuotanto vaihtelevat jatkuvasti, mutta ovat koko ajan hyvin lähellä toisiaan. Suuren sähkömäärän varastointia ei vesialtaksiin varastoitua vesivoimaa lukuun ottamatta nykytekniikalla vielä voida toteuttaa, joten sähköverkon toiminnan kannalta todella tärkeää on, että sähkön kulutus ja tuotanto pysyvät tasapainossa. Kulutuksen lisääntyessä täytyy tuotantoa kasvattaa ja vastaavasti kulutuksen laskiessa täytyy tuotantoa laskea. Sähköverkon taajuus on pohjoismaisessa sähköjärjestelmässä 50 Hz. Taajuus kertoo sähköjärjestelmän tilan. Taajuuden sallitaan vaihdella välillä 49,9 Hz ja 50,1 Hz. Jos taajuus laskee alle 50 Hz:n on kulutus suurempaa kuin tuotanto ja kun taajuus kasvaa yli 50 Hz:n on tuotanto kulutusta suurempaa. Järjestelmävastaavana Fingrid huolehtii Suomen osalta siitä, että taajuus pysyy sähköverkossa sille asetettujen vaatimusten mukaisena. Jokaisella pohjoismaiseen sähköjärjestelmään kuuluvalla maalla on oma järjestelmävastaava, joka huolehtii taajuuden pysymisestä sallituissa arvoissa. (Fingrid 2020e.)

Nopeasti lisääntyvä tuulivoiman tuotanto luo haasteita sähköverkon tuotannon ja kulutuksen tasapainon hallitsemiseen. Säästä riippuvaisen tuulivoiman tuotannon määrä vaihtelee paljon ja vaatiikin toimiakseen osana sähköntuotantoa rinnalleen säätövoimaa. Säätövoimaa voidaan säätää sähkön kulutuksen mukaan, jolloin sitä hyödyntämällä saadaan tuotanto ja kulutus pysymään tasapainossa.

Pohjoismaissa parhaimpana säätövoimana toimii vesivoima. Sen etuna on suurehko ja nopea säätökyky. Vesivoimalla voidaan reagoida sähköntarpeeseen sekunneissa tai sitä voidaan käyttää myös vuodenaikojen väliseen säätötarpeeseen. Norjassa ja Ruotsissa vesivoimaa on runsaasti käytettävissä, mutta ajoittain siitä voi olla pulaa, kuten esimerkiksi syksyllä 2021 (Sähkön kilpailutus 2022). Maiden välisten siirtoyhteyksien ansiosta voidaan sitä hyödyntää myös Suomessa, jossa vesivoimaa on huomattavasti vähemmän. Sähköä tuottavat lauhdelaitokset sekä sähkön ja lämmön yhteistuotantolaitokset pystyvät säätämään tuotantoaan tuntien ja vuorokauden sisällä riippuen laitoksen ominaisuuksista. (Kulla 2018.)

### 3.2.2 Kysyntäjoustopot

Sähkön kulutuksen ja tuotannon tasapainon ylläpitämisessä säätövoiman lisäksi voidaan hyödyntää kysyntäjoustopot. Kysyntäjoustopotilla tarkoitetaan sähkönkäytön rajoittamista aikana, jolloin sähkön kulutus on runsasta. Suuret sähkönkuluttajat voivat tehdä sopimuksen verkon ylläpitäjän kanssa, jossa he korvausta vastaan rajoittavat sähkönkulutustaan huippukulutuksen aikana esimerkiksi tuotantoaan rajoittamalla ja siirtämällä sitä myöhemmäksi ajankohdaksi. Monen suuren sähkönkuluttajan yhtäaikaistella osallistumisella kysyntäjoustopotihin saadaan sähköverkon kuormitusta pienennettyä ja sen toimintaa turvattua. (Mansikkamäki 2021.)

Älykkään sähköverkon teknologia tuo kysyntäjoustopotihin osallistumiseen uusia mahdollisuuksia myös kotitalouksille. Aiemminkin kotitaloudet ovat osallistuneet kysyntäjoustopotihin käyttämällä edullista yö-sähköä. Asuntojen ja käyttöveden lämmitys on säädetty toimimaan yöaikaan, jolloin sähkön kulutus on yleisesti vähäistä.

Älykkäiden sähkömittareiden ansiosta kotitalouksien osallistumista kysyntäjoustopotihin voidaan ohjata etänä. Asuntojen lämmitys tai muu paljon sähköä kuluttava toiminta, kuten vaikka sähköauton lataus, on mahdollista kytkeä palveluntarjoajan toimesta sähkömittarin avulla päälle ja pois päältä sähkön

markkinahinnan mukaan. Tämä tuo säästöä myös sähkönkuluttajalle. Sähkönkuluttajan täytyy tehdä sopimus oman palveluntarjoajansa eli sähkömyyjän kanssa siitä, että osallistuu kysyntäjoustoihin.

## 4 SÄHKÖMARKKINAT

Sähkön siirto, tuotanto ja myynti ovat omia liiketoimintojaan, ja eriytetty toisistaan. Sähkön tuotanto ja myynti ovat kilpailun alaista liiketoimintaa, kun taas sähkön siirto on luvanvaraista ja energiamarkkinaviraston valvomaa alueellista monopolitoimintaa. Sähköjärjestelmän toimivuus edellyttää siihen osallistuvien toimijoiden välistä yhteistyötä. Sähköenergian on kuljettava useamman verkonhaltijan kautta loppukäyttäjälle, ja sähköenergialle on aina löydettävä ostaja. Tästä syystä sähkönmyyntialalla ei voi toimia ilman, että viestii muiden sähkömarkkinajärjestelmään kuuluvien tahojen kanssa. (Elfi 2022; Energiavirasto 2022.)

Pohjoismaissa yhteisenä sähköntukkumarkkina paikkana toimii Nord Pool-sähköpörssi. Sähköpörssissä sähköntuottajat ja sähkön jälleenmyyjät tekevät kauppaa keskenään sähköllä. Käytännössä sähkön jälleenmyyjät kertovat pörssiin, millä hinnalla ja kuinka paljon he haluavat ostaa sähköä, ja vastavasti sähköä pörssiin myyvät sähköntuottajat antavat omat tarjouksensa sähkön myyntihinnasta pörssiin. Sähkön pörssihinta määräytyy siten kysynnän ja tarjonnan leikkauspisteen mukaan. Pörssistä sähköä voivat ostaa suoraan myös suuret teollisuuslaitokset. (Fingrid f.)

Nord Poolin päämaja sijaitsee Norjassa Lysakerin kunnassa. Nord Poolista omistaa 66 prosenttia Euronext, joka on Hollantiin rekisteröity pörssiyhtiö. Loput 34 prosenttia omistavat yhdessä Suomen, Ruotsin, Norjan, Tanskan, Viron, ja Liettuan kantaverkkoyhtiöt. Kantaverkkoyhtiöiden välillä omistukset ovat jakautuneet niin, että Baltian maiden kantaverkkoyhtiöt omistavat kukin 2 prosenttia ja Pohjoismaat jakavat loput keskenään tasan. Mikäli Latvia avaa sähköverkkonsa, on myös Latvialle varattu mahdollisuus hankkia 2 prosentin omistus Nord Poolista. (Lahti 2020a; Wikipedia 2021b.)

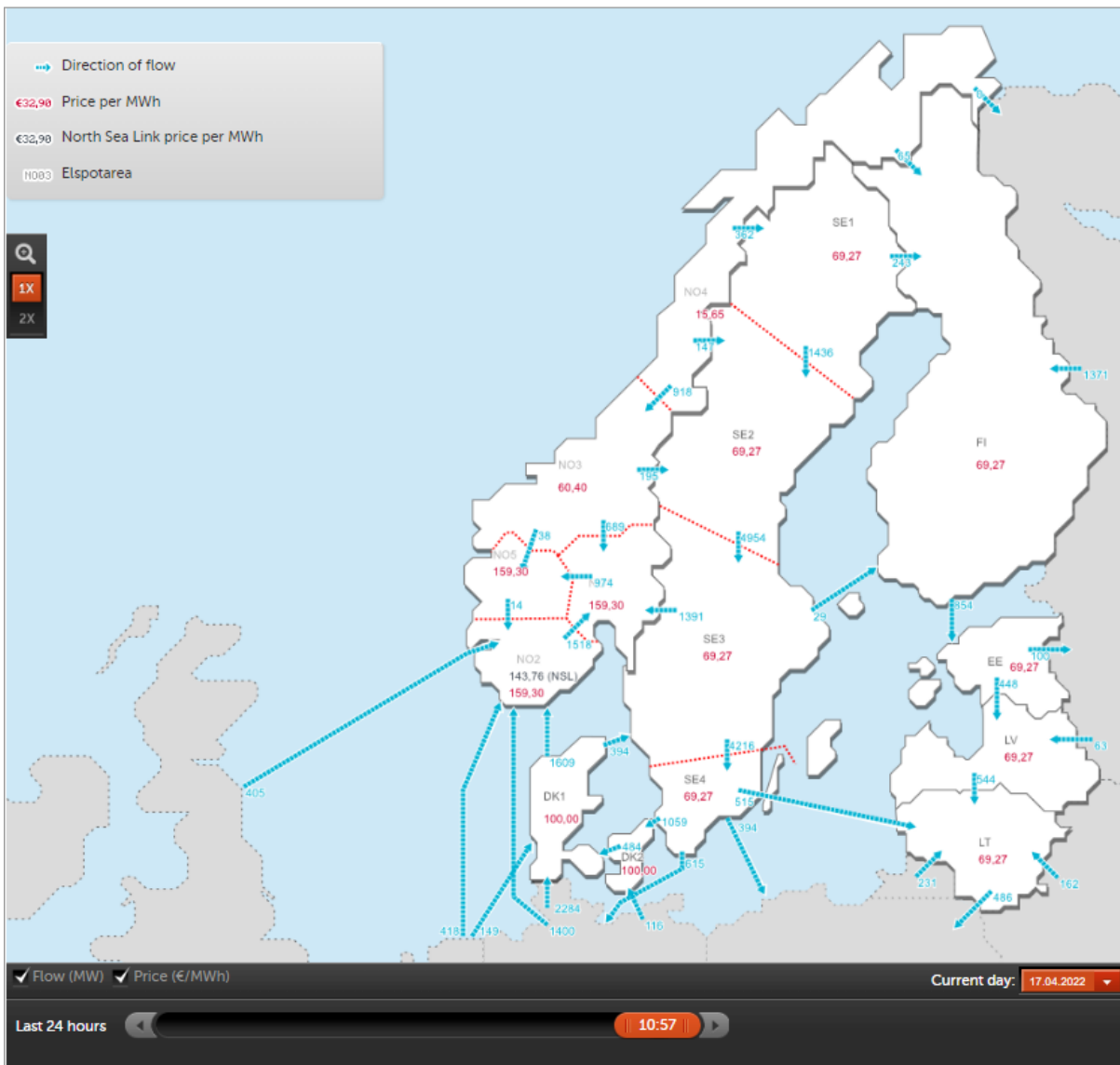
Pohjoismainen sähkömarkkina-alue on jaettu useaan eri tarjousalueeseen. Nord Pool-sähköpörssissä sähkön hinta voi siis vaihdella tarjousalueiden välillä. Suomi muodostaa yksinään oman tarjousalueensa. Ruotsi, Norja ja Tanska ovat jaettu useampiin tarjousalueisiin. Sähkön siirtoa tarjousalueelta toiselle saattaa rajoittaa sähköverkon siirtokapasiteetti. Tarjousalueella, jossa sähköä tuotetaan paljon, voi sähkön hinta olla todella alhainen, jos sitä ei voida siirtää toiselle tarjousalueelle sähköverkon riittämättömän siirtokapasiteetin vuoksi. Tällainen tilanne johtaa siihen, että tarjousalueella, johon siirtoverkon kapasiteetti rajoittaa sähkön siirtoa, sähkön hinta nousee. Siirtoverkkojen rajallisen kapasiteetin



voidaan sanoa olevan siis syy siihen, että sähkön hinta pääsee eriytymään tarjousalueiden välillä. Paikkaa, jossa sähköverkon kapasiteetin vuoksi hinnat eriytyvät, kutsutaan pullonkaulaksi sähkömarkkinoilla. (KUVA 2.)

Kuvassa 2 on esitetty sähkön hinta Itämeren tarjousalueella 17.04.2022 klo.10:57. Suomi ja Baltian maat muodostavat kukin oman tarjousalueensa. Ruotsi on jaettu neljään tarjousalueeseen ja Norja viiteen tarjousalueeseen. Tanska on jaettuna kahteen tarjousalueeseen. Kuvasta voidaan nähdä eri tarjousalueiden hinnat ja nuolella merkattuna sähkön siirtosuunta, kuinka sähköä siirretään tarjousalueelta toiselle.

Kuvan tallennushetkellä sähkön hinnat tarjousalueiden välillä olivat tasaisia Suomessa, Ruotsissa sekä Baltian maissa. Pohjois-Norjassa sähkö on halpaa, koska sähköntuotanto on suurta ja siirtoyhteydet rajoittavat sähkön vientiä muille tarjousalueille. Etelä-Norjassa vastaavasti sähköntuotanto on kulu- tusta pienempää ja siirtoyhteydet rajoittavat sähkön siirtoa alueelle, mikä nostaa sähkön hintaa. Kuvassa voidaan todeta aiemmin esitelty sähköverkossa esiintyvä pullonkaulailmiö.



KUVA 2. Sähkömarkkinoiden tarjousalueet Itämeren alueella. (Fingrid 2022 h)

Sähköverkkojen taajuuden ylläpitämiseksi myös sähkömarkkinoiden täytyy toimia siten, että sähkönkulutus ja tuotanto pysyvät tasapainossa. Sähkömarkkinoilla erilaiset kaupankäynti tuotteet pitävät huolen siitä, että sähköverkot pysyvät tasapainossa. Ensimmäisenä kauppaa käydään ennakkoon Elspot-vuorokausimarkkinoilla. Lähempänä kulutushetkeä tuotantoa ja kulutusta tasapainotetaan Elbas-markkinoilla. Säättö- ja reservimarkkinoilla varmistetaan vielä kulutuksen ja tuotannon tasapaino verkossa. Sähkön toimituksen jälkeen taseselvityksellä selvitetään mahdolliset tasepoikkeamat. (Fingrid 2022g.)

#### 4.1 Elspot- ja Elbas-markkinat

Elspot eli vuorokausimarkkinoilla kauppaa käydään seuraavan vuorokauden jokaiselle tunnille. Markkinatoimijat arvioivat seuraavan päivän tilannetta ja asettavat tarjouksensa sähkön tuotannosta ja kulutuksesta klo 13 Suomen aikaa mennessä sähköpörssien toteuttamaa huutokauppaa varten. Sähköpörssit laskevat sähkön hinnan annettujen osto- ja myyntitarjousten sekä siirtokapasiteettien perusteella jokaiselle tunnille. (Fingrid 2022g.)

Reilusti Elspot-markkinoita pienempää sähkökauppaa käydään Elbas-markkinoilla. Elbas-markkinoilla eli päivänsisäisillä markkinoilla markkinatoimijat voivat vielä korjata kulutuksen ja tuotannon tasapainoa. Elbas-markkinoilla voidaan korjata esimerkiksi mahdollinen sähkön tuotantolaitoksen vikatilanteen aiheuttama tuotantovaje tai teollisuuslaitoksen vikatilanteen aiheuttama kulutussuunnitelman muutos, koska Elbas-markkinoilla kauppaa käydään lähempänä sähkön toimitushetkeä kuin Elspot-markkinoilla. Päivänsisäiset markkinat toimivat tuntitasolla jatkuvan kaupankäynnin periaatteella. Ne avautuvat vuorokausimarkkinan jälkeen ja sulkeutuvat 30 min ennen toimitustuntia. (Fingrid 2022g.)

#### 4.2 Reservi- ja säätösähkömarkkinat

Pohjoismaisessa yhteiskäyttöjärjestelmässä verkon järjestelmävastaavilla on sähköverkon ylläpitovelvoite. Reservien ylläpitovelvoitteet pohjoismaisessa yhteiskäyttöjärjestelmässä on sovittu Pohjoismaiden järjestelmävastaavien välisellä käytösopimuksella. Vaikka sähkömarkkinoilla osapuolet suunnittelevat etukäteen sähkön tuotannon ja kulutuksen tasapainoon, tarvitaan käyttötunnin aikaisten poikkeamien tasapainotukseen kuitenkin reservi- ja säätösähkömarkkinoita. (Fingrid 2022g.)

Säätösähkömarkkinoilla tarkoitetaan Fingridin yhdessä muiden pohjoismaisten kantaverkkoyhtiöiden kanssa ylläpitämiä säätöenergiamarkkinoita. Järjestelmävastaavien täytyy ylläpitovelvoitteen hoitamiseksi varmistaa, että heillä on käytössään riittävästi säätökykyistä kapasiteettia sähkön tuotannon ja kulutuksen välisen tasapainon ylläpitämiseksi. Säätösähkömarkkinaosapuolten säätösähkötarjouksia aktivoidaan tehotasapainon tarpeen mukaisesti. Säätötarjouksia voidaan jättää viimeistään 45 minuuttia ennen tarjouksen kohteena olevaa käyttötuntia. (Fingrid 2022g.)

Säätösähkömarkkinoiden lisäksi järjestelmävastaavat ylläpitävät reservimarkkinoita. Reserveillä tarkoitetaan voimalaitoksia, kulutuskohteita ja energiavarastoja, jotka muuttavat tehoaan tarpeen mukaan.

Reservimarkkinoita ylläpidetään taajuudenvakautusreserveille, automaattiselle taajuudenpalautusreserville sekä säätökapasiteetille. Säätökapasiteettimarkkinoiden ohella Fingrid täyttää nopean häiriöreservin velvoitteensa omistamillaan varavoimalaitoksilla sekä pitkäaikaisilla käyttöoikeussopimuksilla hankituilla varavoimalaitoksilla. Lisäksi tehoreservilakiin perustuva tehoreservijärjestelmä turvaa sähkön toimintavarmuuden Suomessa sähköjärjestelmän tilanteissa, joissa suunniteltu sähkön hankinta ei riitä kattamaan ennakoitua sähkön kulutusta. (Fingrid 2022g.)

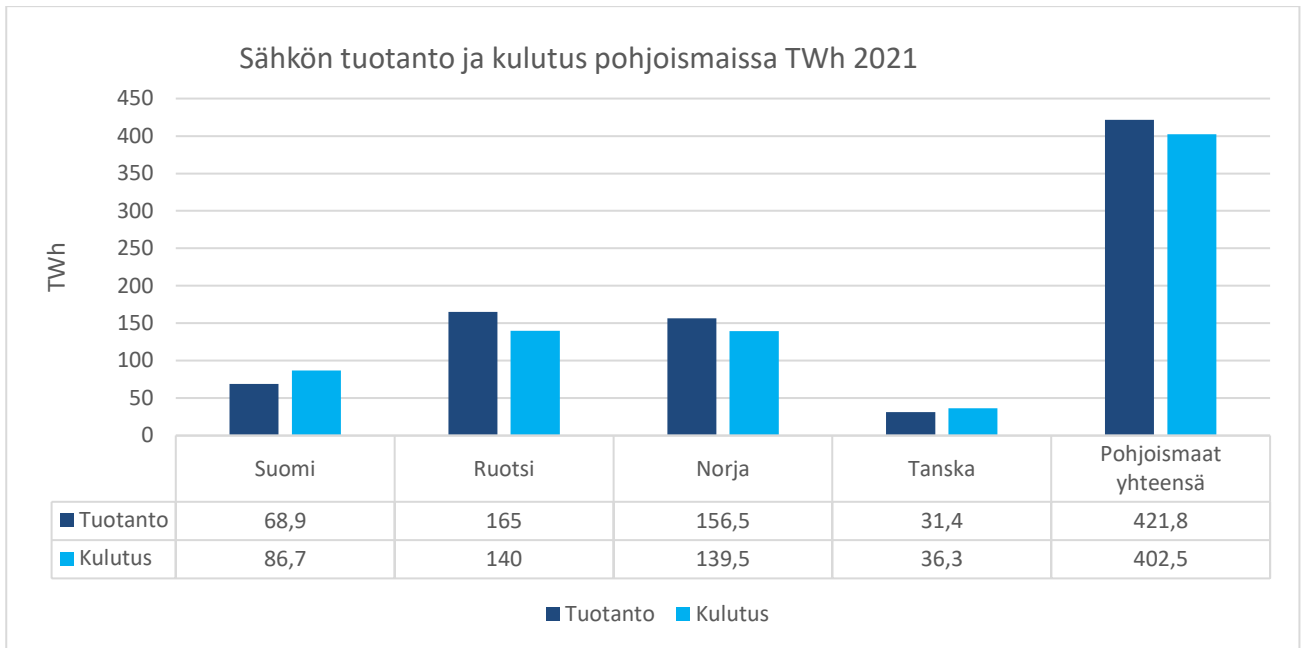
### **4.3 Taseselvitys**

Sähkön toimituksen jälkeen sähkömarkkinoilla toimivien tasevastaavien tarjotun ja toteutuneen tuotannon ja/tai kulutuksen erot eli tase tarkistetaan. Jos tasevastaavien suunnitelmat eivät täsmää toteutuvien määrien kanssa, täytyy tehdä säätöjä sähköjärjestelmässä. Taseselvitysprosessissa markkinatoimijoiden tasepoikkeama lasketaan jokaiselle taseselvitysjaksolle. Taseselvityksen seurauksena sähköjärjestelmän tasapainotuksen kustannukset voidaan jakaa tahoille, jotka ovat aiheuttaneet tarpeen tasapainottaa sähköjärjestelmää. Markkinatoimijat, joilla on tasepoikkeamaa maksavat tai saavat rahaa taseselvityksen poikkeaman suuruuden, suunnan ja tasesähkön hinnan mukaisesti. Tasesähkön hinta on tasevastaaville kannustin pyrkiä tasapainoon markkinoilla. Pohjoismaista taseselvitystä hoitaa kantaverkkoyhtiöiden omistama taseselvitysyksikkö eSett. (Fingrid 2022g.)

## 5 SÄHKÖN TUOTANTO

Sähkö tuotetaan Pohjoismaiden alueella suurimmaksi osaksi vähäpäästöisillä tuotantomenetelmillä. Valtaosa sähköstä tuotetaan vesivoimalla, ydinvoimalla ja tuulivoimalla. Maiden ja vuosien välillä on eroja siinä, kuinka näiden osuudet jakautuvat. Tanskassa suurimpana tuotantomuotona on tuulivoima johtuen hyvistä tuulioloista ja siitä, että ydinvoima on Tanskassa lailla kiellettyä. Norjassa suurien korkeuserojen vuoksi lähes kaikki sähkö tuotetaan vesivoimalla. Ruotsi tuottaa suurimman osan sähköstä vesivoimalla ja ydinvoimalla. Myös tuulivoiman osuus on Ruotsissa kasvanut merkittäväksi tuotantomuodoksi. Suomessa käytetään ydinvoimaa, vesivoimaa, tuulivoimaa ja teollisuuden- ja kaukolämmön yhteistuotantoa, joka myös käyttää polttoaineena suurimmaksi osaksi uusiutuvia energialähteitä, kuten haketta. Yhteistuotannossa hyödynnetään myös biomassaa ja jätteitä. Biomassan energiakäytön ilmastovaikutuksista käydään keskustelua ja hiukan karrikoiden voidaan todeta, että erilaiset sivuvirrat ovat lähes CO<sub>2</sub>-vapaita, kun taas esimerkiksi runkopuun käyttö energiaksi ei ole niin hyvin perusteltua. (Bios 2018.)

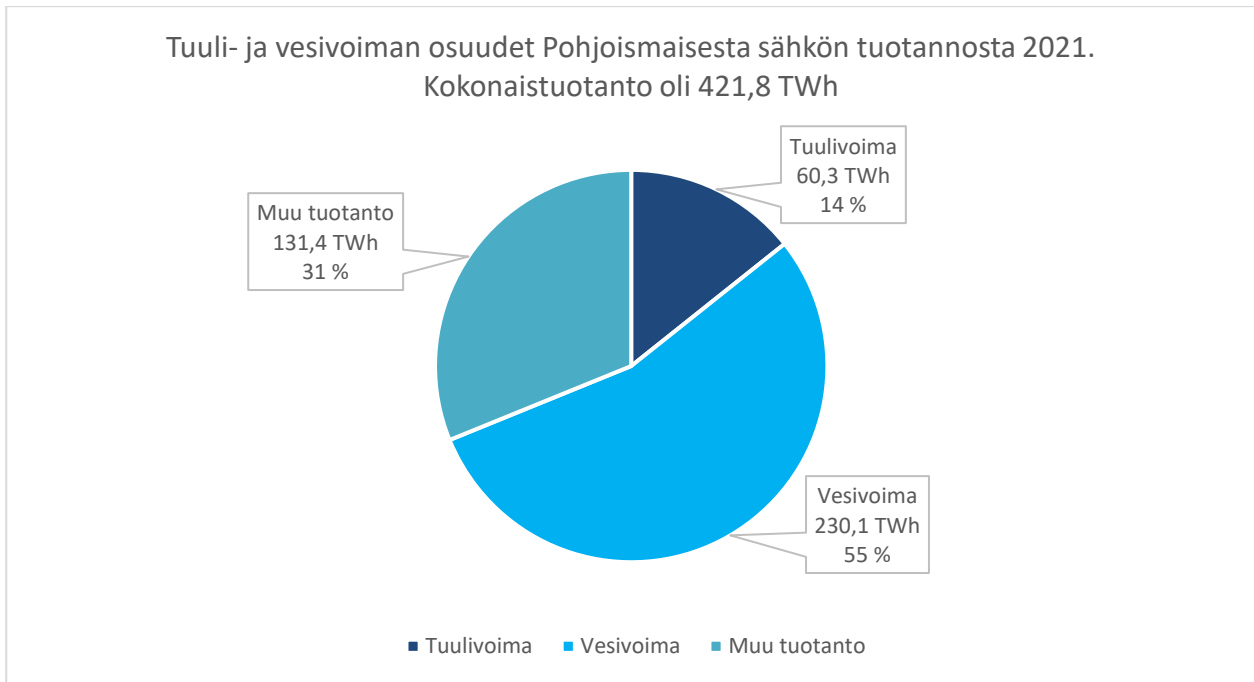
Koko Pohjoismaiden alueella sähkönkulutus on toistaiseksi ollut pienempää kuin sähköntuotanto. Suomen, Ruotsin, Norjan ja Tanskan alueella sähköä tuotetaan enemmän kuin sitä kulutetaan. Maakohtaisesti omavaraisia ovat vain Norja ja Ruotsi, joilla sähköntuotanto on kulutusta suurempaa (KUVIO 1). Suomessa sähköä ostetaan myös Venäjältä, joten täysin itse tuotetun sähkön varassa eivät Pohjoismaatkaan ole. Ukrainan sodan vuoksi sähköä ei toistaiseksi siirretä Venäjän ja Suomen välillä. (Yle 2022.) Tanska ostaa sähköä Keski-Euroopasta tasoittamaan tuulivoiman epätasaista tuotantoa.



KUVIO 1. Sähkön tuotanto ja kulutus Pohjoismaissa 2021. (Energiateollisuus 2022a; Statnett 2022b; Energinyheter 2022; Nord Pool 2022a)

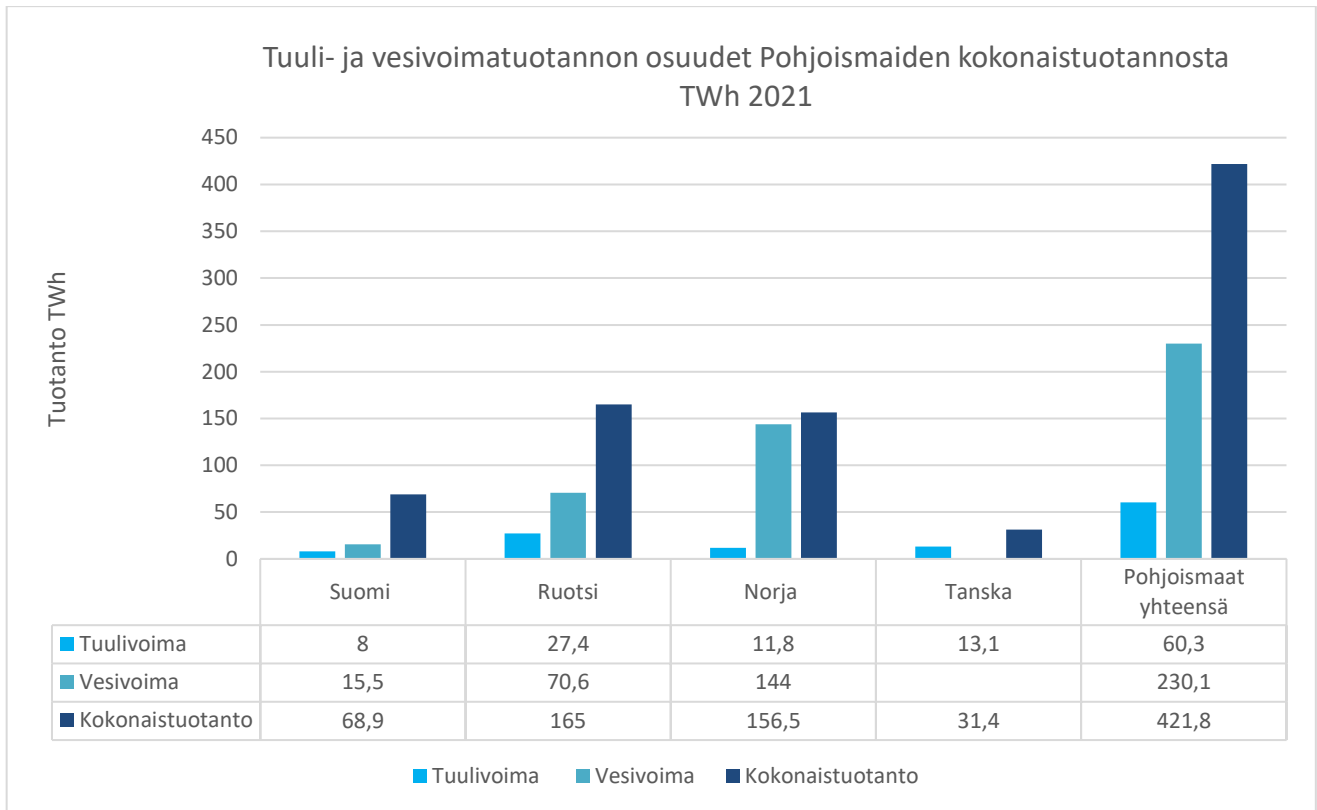
### 5.1 Tuuli- ja vesivoiman tuotanto Pohjoismaissa

Pohjoismaisesta sähköstä noin 70 prosenttia tuotettiin vesi- ja tuulivoimalla vuonna 2021. Pohjoismaiden sähköntuotanto oli yhteensä 410,4 TWh vuonna 2020 ja 421,8 TWh vuonna 2021. Sähköntuotanto kasvoi edellisvuodesta 11,4 TWh. Tuulivoiman tuotanto oli vuonna 2020 61,57 TWh ja vuonna 2021 60,3 TWh. Vaikka sähkön kokonaistuotanto on kasvanut, on tuulivoiman tuotanto ollut suurempaa koko Pohjoismaiden alueella vuonna 2020 kuin vuonna 2021. Tämä näennäinen ristiriita selittyy ainakin osin sillä, että vuosi 2020 oli tuulisempi, koska myös tuulivoiman asennettu kapasiteetti kasvaa jatkuvasti. Vesivoiman yhteenlaskettu tuotanto Pohjoismaiden alueella on ollut 223,2 TWh vuonna 2020 ja 230,1 TWh vuonna 2021 eli on kasvanut 6,9 TWh. Kahden edellisen vuoden vesi- ja tuulivoiman tuotanto-osuudet ovat kuitenkin olleet hyvin lähellä toisiaan. Tuulivoiman osuus kokonaistuotannosta laski edellisvuodesta noin 1 prosenttiyksikön ja vesivoiman tuotanto kasvoi 0,6 prosenttiyksikköä. (Lahti 2020a; KUVIO 2.)



KUVIO 2. Tuuli- ja vesivoiman osuudet Pohjoismaisesta sähkön tuotannosta 2021. (Energiateollisuus 2022a; Statnett 2022b; Energinyheter 2022; Nord Pool 2022.b)

Vesivoiman tuotanto on vielä huomattavasti suurempaa Pohjoismaissa kuin tuulivoiman tuotanto. Maista poikkeuksena on Tanska, jossa sähköä ei tuoteta lainkaan vesivoimalla. Syy Tanskan olemattomaan vesivoiman käyttöön on se, ettei Tanskassa ole korkeuseroja, jotka mahdollistaisivat vesivoimailoiden rakentamisen. Tanskassa on runsaasti tuulivoimaa, ja maa tuottaakin lähes puolet sähköstään tuulivoimalla. Tanskalle sähkön vienti ja tuonti ovat myös tärkeitä. Tuulisina aikoina Tanska vie ylijäämä sähköä ja tuulettomina aikoina sen täytyy ostaa sähköä muualta. Vuonna 2020 Tanska tuotti 16,27 TWh sähköä tuulivoimalla, joka oli 52,4 prosenttia koko Tanskan sähköntuotannosta. Vuonna 2021 tuulivoimantuotanto oli 13,1 TWh, joka oli kokonaistuotannosta 41,7 prosenttia. (Lahti T. 2020.a; KUVIO 3; KUVIO 4)

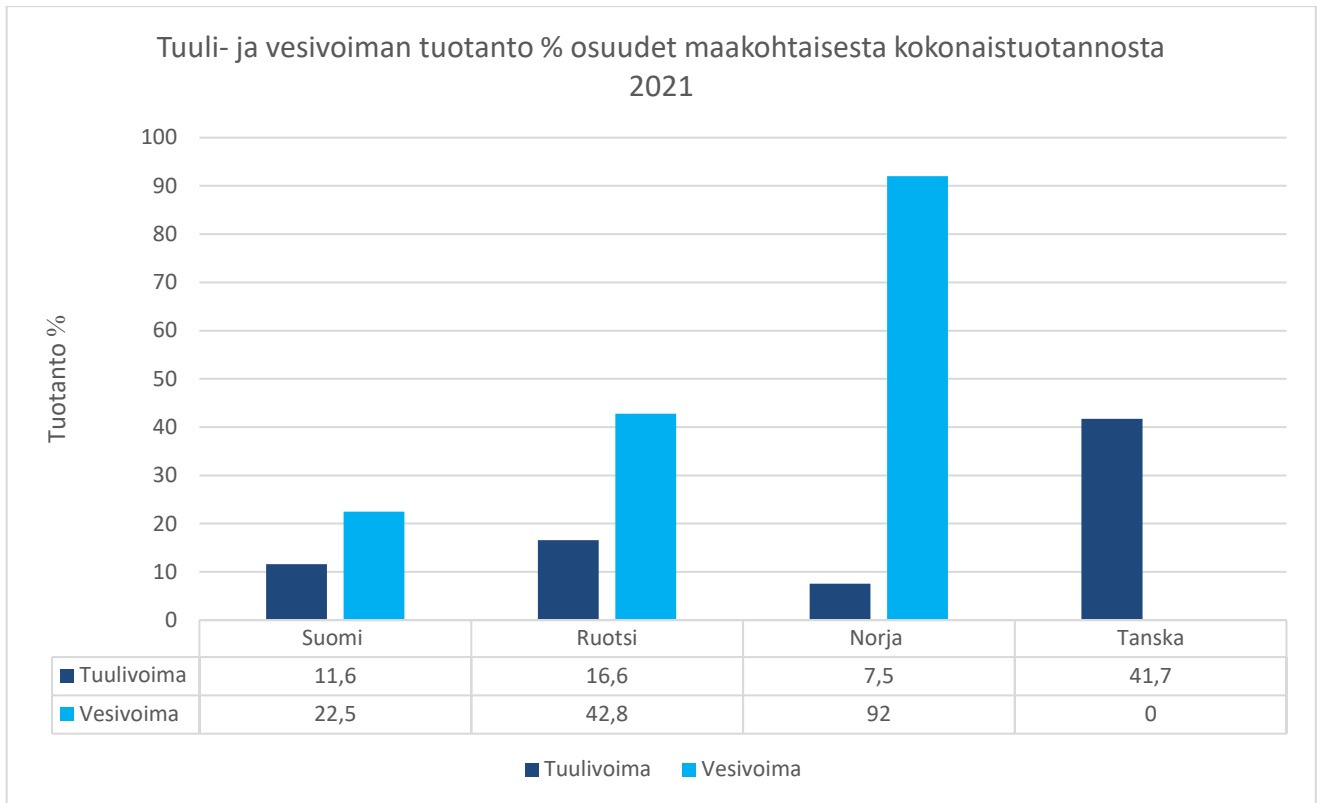


KUVIO 3. Tuuli- ja vesivoimatuotannon osuudet Pohjoismaiden kokonaistuotannosta TWh 2021. (Energiateollisuus 2022a; Statnett 2022.b; Energinyheter 2022; Nord Pool 2022b)

Norjassa sähkö tuotetaan lähes kokonaan vesivoimalla. Norjan sähköntuotanto on todella vakaata, koska vesivoima tuottaa tasaisesti sähköä koko ajan. Vaikka vesivoimantuotanto on todella suurta, investoidaan Norjassa myös tuulivoimaan. Tuulivoima sopii hyvin vesivoiman rinnalle, koska vesivoimaa on helppo säätää. Tuulisina aikoina, kun tuulivoimasta saadaan sähköä, voidaan vesivoimaa varastoida ja käyttää silloin, kun ei tuule. Tämä lisää ennestään Norjan sähköntuotannon vakautta.

Pohjoismaista eniten tuulivoiman tuotanto on kasvanut vuoden aikana Norjassa. Tuulivoiman osuus kokonaistuotannosta oli kasvanut vuoden 2020 6,4 prosentista 7,5 prosenttiin vuonna 2021. Myös vesivoiman osuus kokonaistuotannosta on kasvanut 88,5 prosentista 92 prosenttiin. Norja tuottaakin koko sähköntuotannostaan 99,5 prosenttia vesi- ja tuulivoimalla. (Lahti 2020a; KUVIO 3; KUVIO 4.)





KUVIO 4. Tuuli- ja vesivoimatuotannon % osuudet Pohjoismaiden kokonaistuotannosta 2021. (Energiateollisuus 2022a; Statnett 2022b; Energinyheter 2022; Nord Pool 2022b)

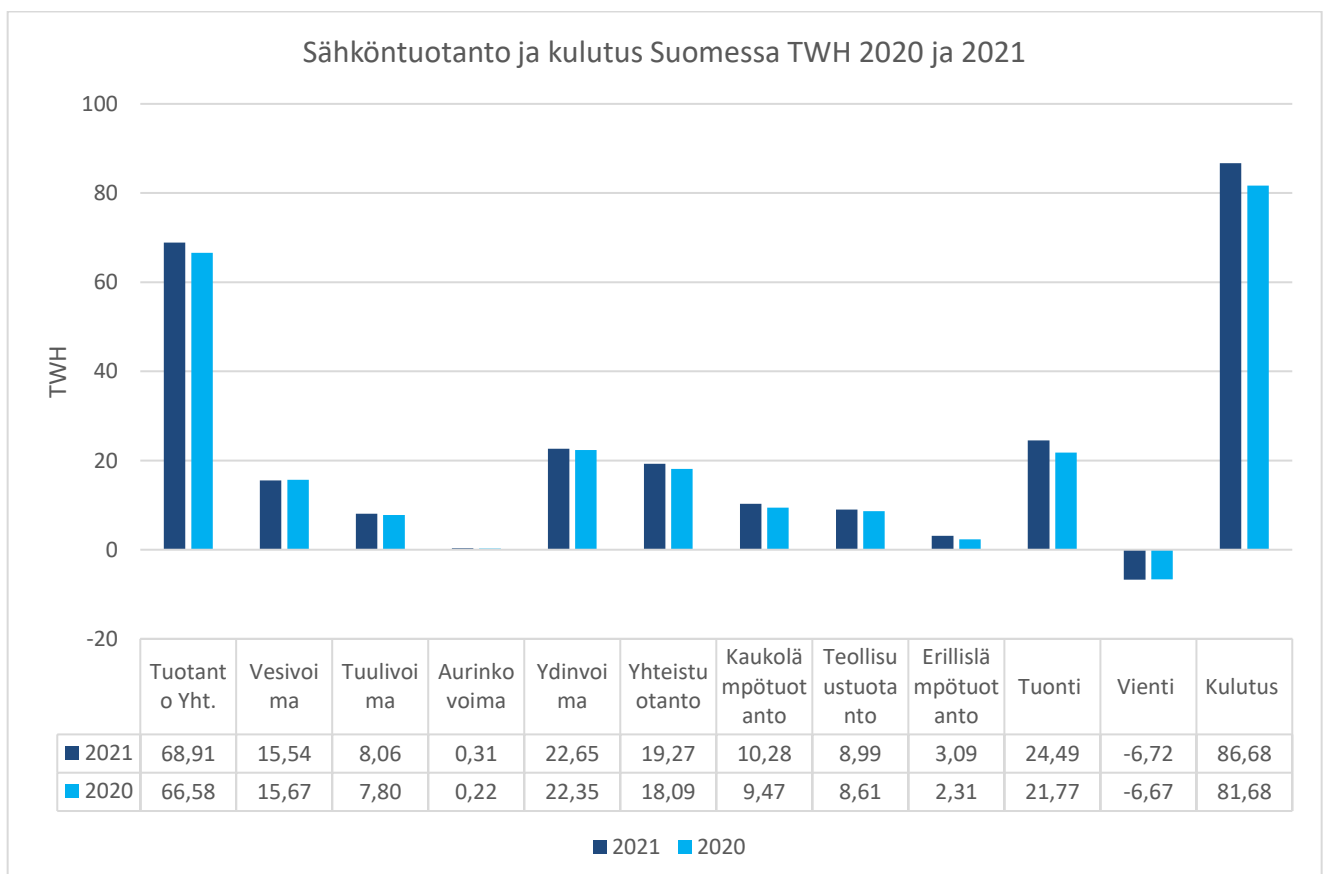
Ruotsi tuottaa Pohjoismaista eniten sähköä. Ruotsin sähköntuotanto oli vuonna 2020 159 TWh. Vuonna 2021 Ruotsi tuotti 165 TWh sähköä. Kokonaistuotantomäärä kasvoi 7 TWh, mutta tuuli- ja vesivoiman tuotantomäärät pysyivät lähes samoina. Vesivoiman osuus kokonaistuotannosta Ruotsissa vuonna 2020 oli 44,8 prosenttia ja tuulivoiman osuus 17,4 prosenttia. Vesi- ja tuulivoiman osuudet kokonaistuotannosta laskivat Ruotsissa. Vuonna 2021 Vesivoiman osuus oli 42,8 prosenttia ja tuulivoiman osuus 16,6 prosenttia. (Lahti 2020.a; KUVIO 3; KUVIO 4.)

## 5.2 Sähköntuotanto Suomessa

Suomessa sähköä kulutetaan enemmän kuin sitä tuotetaan. Suomi on siis osittain tuontisähkön varassa. Suomeen sähköä tuodaan ennen kaikkea Ruotsista. Suomessa sähkö tuotetaan suurimmaksi osaksi

ydinvoimalla, vesivoimalla, tuulivoimalla ja teollisuuden- ja kaukolämmön yhteistuotannolla, jotka ovat pääasiassa ympäristöystävällisiä tuotanto muotoja. (Energiateollisuus 2022b; KUVIO 5.)

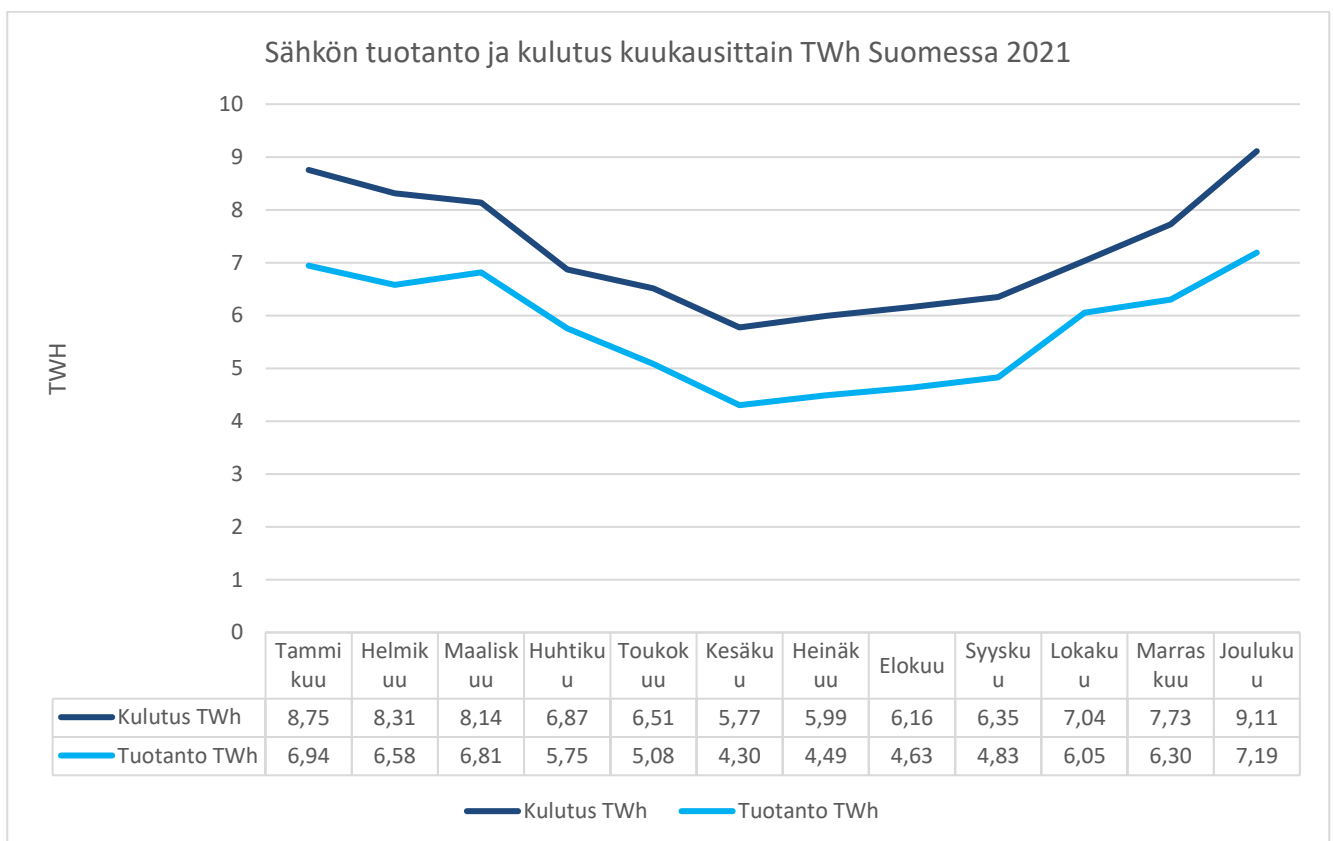
Sähköntuonnin tarve Suomeen laskee, kun Olkiluoto 3-ydinreaktori saadaan toimintaan täydellä teholla näillä näkymin kesän 2022 aikana. (TVO 2021) Olkiluoto 3-reaktorin nettosähköteho on 1600MW. Suomessa on tällä hetkellä käytössä neljä ydinreaktoria, joiden yhteenlaskettu nettosähköteho on 2632 MW. Uuden Olkiluoto 3-reaktorin toimiessa täydellä teholla kasvaa käytettävissä olevaa ydinvoima kapasiteetti 60 prosenttia. Ydinvoiman kapasiteetti on OL3 valmistumisen jälkeen 4232 MW. Sähköntuonnin tarpeen uskotaan puolittuvan Olkiluoto 3 reaktorin käyttöönoton jälkeen, mikä lisää Suomen sähköntuotannon omavaraisuusastetta merkittävästi. (Wikipedia 2022b.)



KUVIO 5. Sähkön tuotanto ja kulutus Suomessa 2020 ja 2021. (Energiateollisuus 2022a; Energiateollisuus 2021a)

Maantieteellisestä sijainnista ja vallitsevista lämmitystavoista johtuen Suomessa sähkönkulutus vaihtelee vuodenaikojen välillä paljon. Talven kylmien jaksojen aikana lämmitykseen kuluva sähkönmäärä kasvaa reilusti, kun taas kesäkaudella lämmitystarve on huomattavasti pienempi. Tuotanto ja kulutus eivät Suomessa kohtaa kuukausitasolla. (KUVIO 6)

Suomen sähköntuotanto kapasiteetin mukaan Suomi voisi olla omavarainen sähköntuotannossa suurimman osan vuodesta. Syy siihen, että kulutuksen laskiessa myös kotimainen tuotanto laskee, on se että, sähköä saadaan halvemmalla Ruotsista kuin itse tuottamalla. Pohjois-Ruotsin runsas vesivoima on edullista, joten suomalaisille on edullisempaa ostaa osa kuluttamastaan sähköstä Ruotsista kuin tuottaa vastaava sähkömäärä itse. On myös järkevää hyödyntää Ruotsin halpaa vesivoimaa, kun tarvittava infrastruktuuri tähän on olemassa. Siirtoyhteydet maiden välillä ovat hyvät ja vesivoimalla tuotettu sähkö on ympäristöystävällistä.



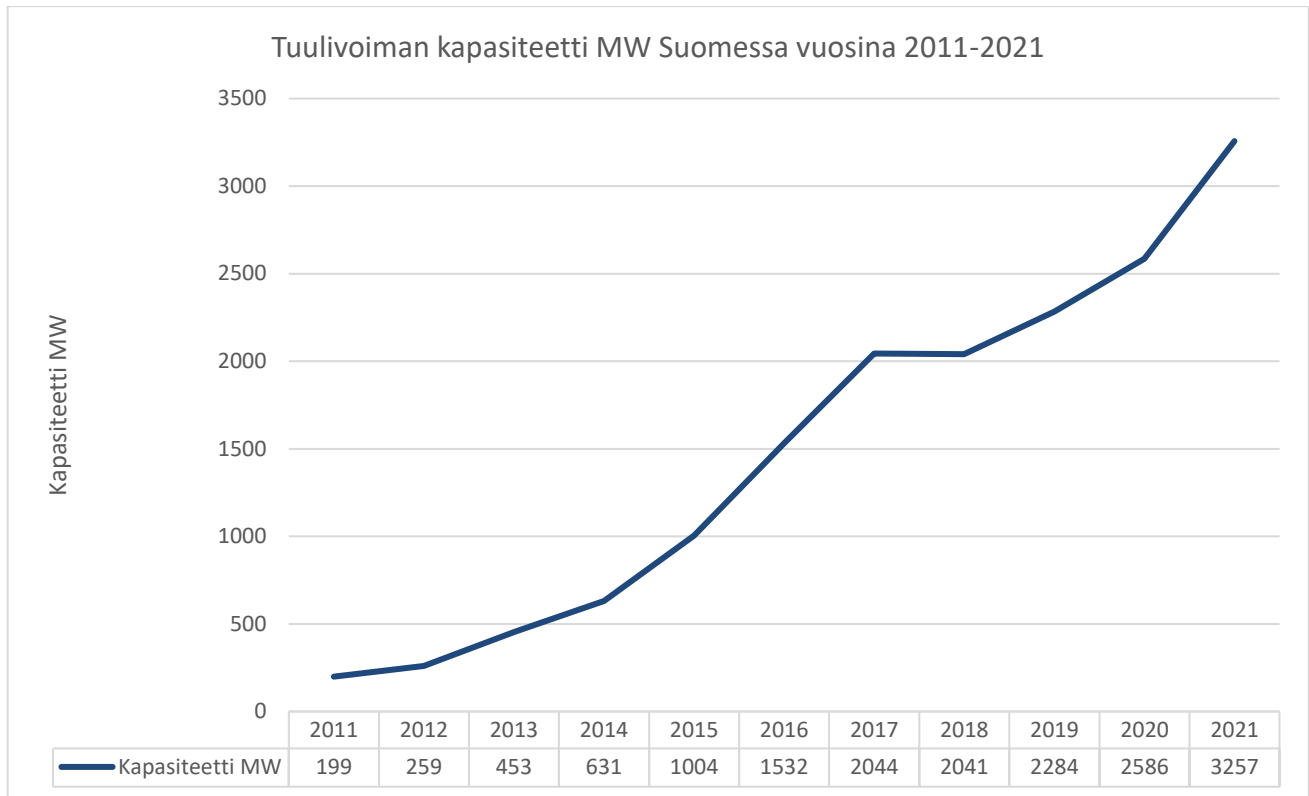
KUVIO 6. Sähkön tuotanto ja kulutus Suomessa kuukausittain 2021 TWh. (Energiateollisuus 2022a; Energiateollisuus 2021a)

### 5.2.1 Tuulivoima Suomessa

Tuulivoiman kapasiteetti on kasvanut Suomessa joka vuosi viimeisen kymmenen vuoden aikana lukuun ottamatta vuotta 2018. Tuulivoimalle myönnetty syöttötariffijärjestelmä sulkeutui vuonna 2017, mikä on vaikuttanut selvästi uusien tuulivoimaloiden rakentamiseen. Tuulivoimalat eivät vuoden 2017 jälkeen ole voineet saada tukea. Vuoden mittaisen tauon jälkeen on tuulivoiman rakentaminen jatkunut ja tuulivoima kapasiteetin määrä on lähes tuplaantunut syöttötariffin voimassa olon jälkeen. (KUVIO 6)

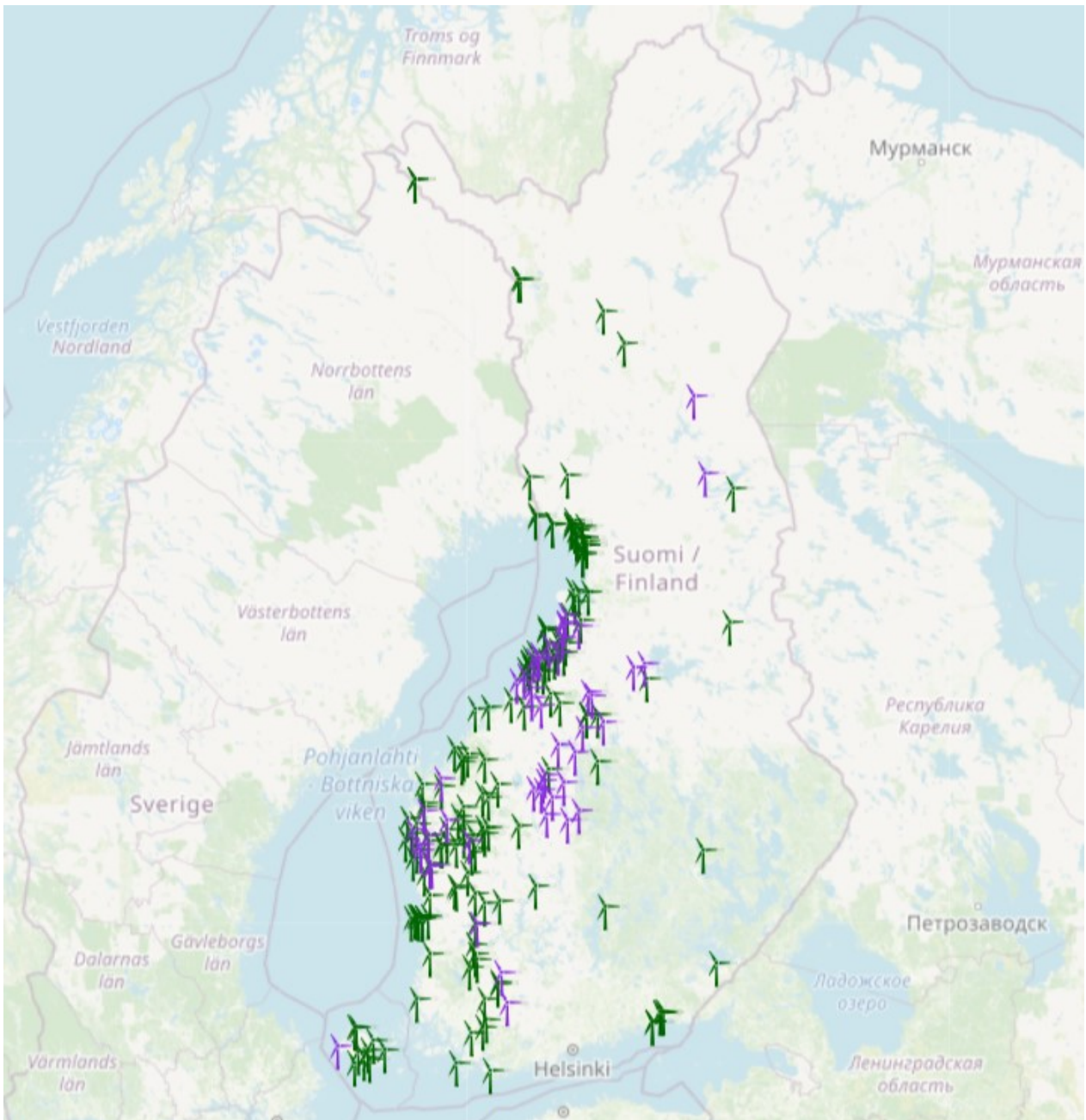
Suomeen rakennettiin viime vuonna 141 uutta tuulivoimalaa, joiden yhteenlaskettu teho oli 671 MW. Tuulivoimakapasiteetti kasvoi edellisvuodesta 26 prosenttia. Suomen kumulatiivinen tuulivoimakapasiteetti on tätä kirjoittaessa 3257 MW. (Tuulivoimayhdistys 2022.)

Uudet voimalat valmistuivat pääasiassa loppuvuodesta 2021 ja alkavat tuottaa puhdasta energiaa täydellä kapasiteetillaan vasta tänä vuonna. Tuulivoimaloiden lukumäärä vuoden 2021 lopussa oli kokonaisuudessaan 962 kappaletta ja niistä 52 prosenttia oli kotimaisessa omistuksessa. Koko vuoden tuulivoimatuotanto oli 8,04 TWh eli 11,7 prosenttia maamme kaikesta sähköntuotannosta. Tuulivoimalla katettiin Suomen sähkönkulutuksesta 9,3 prosenttia, ja määrän odotetaan kasvavan 25 prosenttiin viimeistään vuonna 2025. (Tuulivoimayhdistys 2022.)



KUVIO 7. Tuulivoiman kapasiteetti MW Suomessa vuosina 2011–2021. (Energiateollisuus 2022b)

Suomessa tällä hetkellä tuotannossa olevista tuulivoimaloista suurin osa sijaitsee Länsi-Suomessa, joka on tuulisuusmittauksien perusteella todettu tuuliolosuhteiltaan parhaaksi alueeksi tuulivoiman rakentamiselle Suomessa. Muutamia tuulipuistoja on rakennettu myös sisämaahan alueille, joissa tuuliolosuhteet on todettu hyväksi. Rakenteilla olevista tuulipuistoista noin puolet sijaitsee sisämaassa. Erityisesti Pohjois-Pohjanmaan ja Keski-Suomen alueella sisämaahan on valmistumassa useita uusia tuulipuistoja. (KUVA 3)



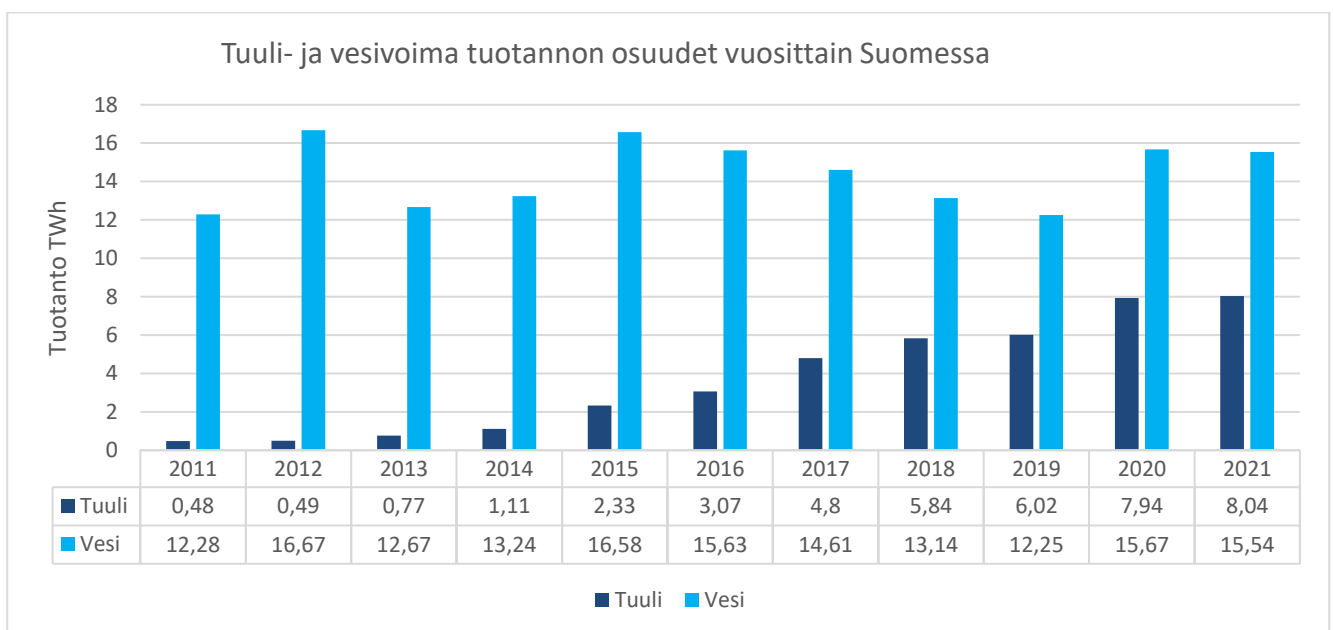
KUVA 3. Tuotannossa (vihreällä) ja rakenteilla (violetilla) olevien tuulipuistojen sijainti Suomessa. (Ethawind 2021)

### 5.2.2 Vesivoima Suomessa

Vesivoima on Suomessa tärkeä sähköntuotantomuoto. Vesivoiman osuus koko sähköntuotannosta on ollut viime vuosien aikana noin 20 prosenttia. Vesivoimalaitoksia Suomessa on noin 250 kpl, ja niiden yhteenlaskettu kapasiteetti noin 3190 MW. Vesivoiman kapasiteettia on vielä mahdollista kasvattaa

vaikka uusia vesivoimaloita ei todennäköisesti Suomeen rakenneta. Vesivoiman kapasiteetin kasvattamiseksi voidaan käytössä olevien laitosten tehoa kasvattaa niiden koneistoja uusimalla. (Motiva 2021.)

Vesivoima on ollut käytössä nykyisellä kapasiteetillään jo pitkän aikaa Suomessa, eikä sen vuoksi vesivoiman tuotannossa ei ole viimeisen kymmenen vuoden aikana tullut lisäystä. Vuosien välillä tuotanto määrät vaihtelevat paljonkin, mikä johtuu siitä, kuinka paljon vettä on ollut käytettävissä vuoden aikana. Sateisina vuosina vesivoiman tuotanto voi olla huomattavasti suurempaa kuin kuivina vuosina. (KUVIO 8)



KUVIO 8. Tuuli- ja vesivoima tuotannon osuudet vuosittain Suomessa. (Energiateollisuus 2022a)

## 6 SÄHKÖNTUOTANNON KUSTANNUKSET

Suomessa ja myös muissa Pohjoismaissa sähköntuotanto on kilpailtua liiketoimintaa, jolla sähkön tuottajat pyrkivät tekemään itselleen tulosta. Kilpailu sähköntuottajien kesken lisää sähköntuottajien halua kehittää omaa sähköntuotantoaan ja investoida tuotantolaitoksiin, jotta tuotanto saadaan mahdollisimman kustannustehokkaaksi. Minimoimalla tuotantokustannukset saadaan paras tuotto tuotantolaitokselle.

Käyttökustannuksiltaan alhaisiin sähköntuotantomuotoihin investoimiseen sähköntuottajia kannustaa myös merit-order-ilmio. Merit-order-ilmioillä tarkoitetaan eri sähköntuotantomuotojen tuotantojärjestystä. Muuttuvilta kustannuksiltaan edulliset tuotantomuodot saavat markkinoilla ensisijaisen tuotannon paikan, koska voivat tarjota markkinoilla edullisemman hinnan kuin käyttökustannuksiltaan kalliit tuotantomuodot. Käytännössä siis kalliita polttoaineita käyttävät tuotantolaitokset joutuvat säätämään tuotantoaan alas esimerkiksi kustannuksiltaan edullisen tuulivoiman tuotannon lisääntyessä. Merit-order-ilmion voidaan ajatella takaavan tuulivoimalla tuotetulle sähkölle ostajat ja samalla sen, että alhaisen käyttökustannuksen sähkö tulee aina käytettyä ennen kuin kalliimmat tuotantomuodot pääsevät mukaan markkinoille.

Monipuolisten sähköntuotantomuotojen ylläpitäminen on kuitenkin tärkeää sähköverkon toiminnan kannalta. Kulutuksen ja tuotannon tasapainon täytyy säilyä sähköverkoissa. Avoimilla sähkömarkkinoilla mahdollistetaan sähkön riittävyys myös silloin, kun edullisia uusiutuvia tuotantomuotoja ei ole markkinoilla. Polttoainekustannuksiltaan edullisen sähköntuotannon osuuden laskiessa sähkön hinta markkinoilla nousee ja tekee kannattavaksi kalliimpien tuotantomuotojen käyttämisen. Vastaavasti kalliimmat tuotantomuodot putoavat pois markkinoilta kun alhaisen muuttuvan kustannuksen tuotanto lisääntyy esimerkiksi tuulisuuden lisääntymisen myötä. Tästä syntyy markkinoilla hinta ero eri sähköntuotantomuotojen välille ja luo kustannuksia säästä riippuvaisille tuotantomuodoille.

Arvioitaessa sähköntuotantomuotojen kustannuksia, käytetään yleensä LCOE-menetelmää (Levelized Cost of Energy, tasoitettu tuotantokustannus) eli omakustannushintaa. LCOE-menetelmällä laskettujen kustannusten lisäksi huomioon täytyy yhteiskunnan tasolla ottaa myös integrointikustannukset, jotka koostuvat sähkön siirtämisestä ja ajoituksesta aiheutuvista kustannuksista. Tuulivoiman tai muiden



säästä riippuvaisten tuotantomuotojen kustannuksia laskettaessa huomioon täytyy ottaa myös profiilikustannus, jolla tarkoitetaan edellä mainituista syistä sähköntuotantomuotojen välille syntyvää hintaeroa. Profiilikustannukset korostuvat erityisesti säästä riippuvaisilla tuotantomuodoilla.

LCOE-kustannukset lasketaan seuraavalla kaavalla:

$$LCOE = \frac{\text{sum of costs over lifetime}}{\text{Sum of electrical produced over lifetime}} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (1)$$

LCOE-menetelmällä tuotantokustannuksia laskettaessa tuotantolaitoksen koko elinkaaren kustannukset jaetaan tuotantolaitoksen elinkaaren tuotanto määrällä jossa:

$I_t$  = Investointikustannukset,

$M_t$  = Käyttö- ja ylläpitokustannukset,

$F_t$  = Polttoainekustannukset,

$E_t$  = Tuotettu sähköenergia,

$r$  = Diskontto korko, tuotto prosentti ja

$t$  = Voimalaitoksen käyttöikä.

## 6.1 Merit-order-ilmio

Sähköpörssi toimii niin kutsutun merit order -periaatteen mukaan. Se tarkoittaa, että sähkömarkkinoilla sähköntuottajien tuotantotarjoukset hyväksytään halvimmasta tarjouksesta aloittaen. Sähkön markkinahinta muodostuu korkeimman hyväksytyt tarjouksen perusteella. Laitokset tarjoavat tuotantoaan markkinoille muuttuvien kustannusten perusteella, eli ne tuotantomuodot, jotka ovat tuotantokustannuksiltaan edullisimpia, voivat tehdä halvimmat tarjoukset ja saavat tuotantonsa markkinoille.

Polttoainevapaa uusiutuva energia, kuten tuuli- ja aurinkovoima, on muuttuvilta tuotantokustannuksiltaan edullista ja siksi tuulivoima syrjäyttää markkinoilta pois kalliimpia tarjouksia tuulisina aikoina. Mikäli tuulivoimaa on paljon saatavilla, eivät kalleimmat tuotantomuodot pääse tuottamaan sähköä ja nostamaan sähkön markkinahintaa. Näin näille tuotantomuodoille tulee yhä vähemmän tunteja, joina

ne saavat polttoaine- ja muut muuttuvat kustannukset ylittäviä tuloja kattamaan kiinteitä kustannuksia, kuten pääomakustannuksia. Tämä on ongelma ennen kaikkea siinä mielessä, että kannusteet säädettävissä olevaan sähköntuotantokapasiteetin investointeihin vähenevät. Tuulivoima laskee sähkön markkinahintaa pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla keskimäärin useita euroja megawattituntia kohden, mikä on toisaalta osoitus siitä, että sähkömarkkina toimii.

## 6.2 Tuulivoiman tuotantokustannus

Sähköntuotantoyksikön tai -laitoksen rakentaminen koostuu erilaisista kustannuksista. Menetelmänä eri sähköntuotantoteknologioiden tasapuolisessa tuotantokustannuksien vertailussa käytetään yleisesti LCOE-menetelmää (Levelized Cost of Energy, tasoitettu tuotantokustannus). Menetelmä kertoo paljonko sähkön tuotanto tietyn tyyppisellä tekniikalla maksaa laitoksen koko elinkaaren aikana tietyillä pääoman kustannuksilla. (Lahti 2020.)

LCOE-menetelmä on käytetyin laskenta menetelmä, koska se on vertailukelpoinen erituotantomuotojen välillä ja ottaa investoinnin koko elinkaaren kustannukset huomioon. LCOE-menetelmää käyttämällä investoinnin kannattavuuden arviointi on helppoa, koska tuotantolaitoksen kustannukset saadaan laskettua valuuttana energiayksikköä kohti €/MWh. Nord Pool-sähköpörssissä sähkön hinta ilmoitetaan myös €/MWh, joten saatua laskennan tulosta voidaan suoraan verrata markkinahintaan.

Laskentaa tehtäessä pääomakuluissa on tehtävä oletuksia ja laskennan tulos voi vääristyä, jos valitaan liian korkeat tai alhaiset pääomakustannukset tilanteesta ja tuotantomuodoista riippuen. Esimerkiksi korkotaso ja investoinnin taloudellinen elinikä täytyy arvioida itse ja määrittelemällä ne eri tavalla saada kustannukset näyttämään pienemmiltä tai suuremmilta. (Lahti 2020.)

Tuotantomenetelmillä, joilla on suuret investointikustannukset, on laskentaa tehtäessä pääomakustannusten arvioinnilla suuri vaikutus saatuun laskentatulokseen. Esimerkiksi tuulivoimalla suurin osa tuotantokustannuksista koostuu käyttöä edeltävistä investointikustannuksista, jolloin tuotantolaitos ei ole vielä ehtinyt tuottaa pääomaa omistajilleen.

Säästä riippuvaisilla tuotantomuodoilla tuotanto perustuu arviointiin. Vaikka vuosien välillä tuotannoissa voi esiintyä eroja, on kuitenkin koko elinkaaren tuotanto mahdollista arvioida tuulimittausten ja

säähistorian perusteella riittävän lähelle todellista tuotantoa. Laskennassa tuotantoa arvioidaan huipunkäyttöaikana, jolla tarkoitetaan arviota siitä, kuinka monta tuntia tuulivoimala tuottaa sähköä koko kapasiteetillaan.

LCOE-kustannusten laskentatapa on kaikille sähköntuotantomuodoille sama, joskin jotkin parametrit voivat olla tuotantomuodolle ominaisia, kuten esimerkiksi tekniseen elinikään jossakin suhteessa oleva taloudellinen elinikä. Tuulivoimalle tuotantokustannuksia laskiessa voidaan polttoainekustannukset jättää huomiotta.

LCOE-kustannukset tuulivoimalle lasketaan seuraavalla kaavalla:

$$LCOE = \frac{FCR * ICC}{AEP} + \frac{LCR + O\&M + LLC}{2AEP} \quad (2)$$

jossa:

FCR = Fixed Charge Rate (annuiteettitekijä, laina ajan koron funktio),

ICC = Initial Capital Cost (alkupääoma),

AEP= Annual Electricity Production (vuotuinen sähköntuotto kapasiteettikerroin tai huipunkäyttöaika)

LCR (Levelized Replacement Cost) = (tasoitettut korjaus kustannukset),

O&M = Operation Management Cost (käyttökulut) ja

LLC = Land Lease Cost (maanvuokrat, kiinteistöverot).

Annuiteettitekijän lasketaan seuraavalla kaavalla:

$$FCR = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (3)$$

jossa:

i = korkoprosentti desimaalilukuna ja

n = määritelty takaisin maksuaika vuosina.

### 6.2.1 Investointikustannukset

Tuulivoiman investointikustannukset ovat huomattavasti käytön aikaisia kustannuksia suuremmat. Investointikustannukset muodostuvat puistoalueelle rakennettavasta infrastruktuurista, sähköverkkoliittymästä sekä voimalaitoksen rakentamisesta. Maalle rakennettaessa tuulivoimalan investointikustannuksen voi karkeasti laskea olevan noin 1,2–1,5 miljoonaa euroa/MW. Merelle rakennettaessa investointikustannukset ovat 20–50 % korkeammat. (Tuulivoimayhdistys 2022.)

Tuulipuiston sijainnilla on myös merkittävä vaikutus investointikustannuksien suuruuteen. Investointikustannukset kasvavat, jos kulkuyhteyksien rakentamiseksi joudutaan rakentamaan uusia teitä tai sähköverkkoliittämän sijainti on kaukana tuulipuistosta. Hyvällä suunnittelulla ja puiston sijainnin valinnalla saadaan pienennettyä investointikustannuksia huomattavasti.

Tasoitettun tuotantokustannuksen suuruuteen (euroa/MWh) vaikuttaa myös rakennettavan tuulivoimapuiston koko. Suuruuden ekonomian vaikutus näkyy kustannuksissa rakennettua MW kohti. Käytännössä tämä tarkoittaa sitä, että tuulivoimalan koosta riippumattomat kustannukset, kuten teiden rakentaminen, verkkoon liityntä ja nosturien vuokra jakaantuvat useammalle voimalalle ja suuremmalle määrälle tuulisähköä. Lisäksi voimalavalmistajat myyvät voimaloita edullisemmin isoille projekteille. (Tuulivoimayhdistys 2022.)

Tuulipuiston rahoitustarve sijoittuu hankkeen alkuvaiheeseen, sillä suurin osa investoinneista on tehtävä jo ennen tuotannon alkua. Mikäli tuulipuistoon tehdään useampi kuin yksi tuuliturbiini, voi yksittäinen turbiini aloittaa toimintansa, vaikka muut eivät olisikaan vielä valmiita.

Rakennuskustannusten lisäksi on otettava huomioon myös rahoituksen kustannukset. Rahoituksen kustannukset koostuvat vieraalle pääomalle määrätyistä lainan koroista ja oman pääoman tuottovaatimuksesta. Pankit ja rahoituslaitokset sijoittavat vierasta pääomaa eli antavat lainaa. Vieraan pääoman kustannus muodostuu korosta ja muista lainan nostosta aiheutuvista kustannuksista. Lainan takaisinmaksu ei ole kustannus vaan vieraan pääoman palautus. Ainoastaan lainalle maksettu korko katsotaan kuluna. (Juuso A 2016.)

## 6.2.2 Käytön aikaiset kustannukset

Tuulivoiman käytönaikaiset kustannukset jakautuvat koko tuulivoimalan elinkaaren ajalle. Käytönaikaisilla kustannuksilla pyritään ylläpitämään voimaloiden toimintaa ja varmistamaan tasainen tuotto omistajilleen. Käytönaikaiset kustannukset alkavat siitä hetkestä, kun tuulivoimala aloittaa tuotannon. Käytön aikaisiin kustannuksiin luetaan huolto- ja kunnossapitokustannukset, maavuokrat, vakuutus ja hallinnolliset kulut. Tuulivoimalan vuotuisten käyttö- ja kunnossapitokustannusten arvioidaan olevan noin 2–3 % projektin alkuperäisistä investointikustannuksista. (Tuulivoimayhdistys 2022)

Huolto- ja kunnossapitokustannuksiin lasketaan voimalan perushuoltokustannukset ja mahdollisista rikkoutumisista johtuvat korjaustyöt sekä varaosat. Voimalaitosalueella on päästävä kulkemaan myös rakennusajan jälkeen, joten teiden talvi- ja kesäajan huolto kuuluu myös kunnossapitokustannuksiin. Lisäksi tuulivoimaloiden tuottaman sähkön siirtämiseksi rakennettu sähköverkko ja sähköasema vaativat huoltoa ja tarkastuksia, joista aiheutuu kuluja.

Yleensä tuulivoimapuistot ovat rakennettu vuokratuille maa-alueille, joten maasta täytyy maksaa vuokraa, joka luetaan myös käytönaikaisiin kustannuksiin. Hallinnolliset kulut syntyvät voimaloiden omistajien tekemästä työstä tuulivoimaloiden ylläpitämiseksi. Lisäksi voimaloista kertyvät vakuutusmaksut kuuluvat käytönaikaisiin kustannuksiin.

## 6.3 Profiilikustannukset

Tuulivoiman profiilikustannuksilla tarkoitetaan sähkön keskihinnan ja tuulivoimalla tuotetun sähkön markkinahinnan erotusta. Tuulisina aikoina, kun tuulivoiman tuotanto on suurta, syntyy markkinoille ylitarjontaa sähköntuotannosta. Sähkön hinnan määräytyessä markkinaehtoisesti kysynnän ja tarjonnan mukaan, laskee sähkön ylitarjonta sähkön hintaa. Eron sähkön keskihinnan ja tuulivoimalla tuotetun sähkön hinnan välille voidaan ajatella syntyvän, koska tuulivoimaloiden tuotantoa ei rajoiteta, vaan käyttökustannuksiltaan edullisen tuulivoiman vallatessa markkinat sähkön hinta laskee ja käyttökustannuksiltaan kalliimmat tuotantomuodot jäävät pois markkinoilta ja ajavat tuotantonsa alas. Tuuliolot korreloivat usein keskenään eri alueilla, jolloin ei ole epätavallista, että Ruotsissa ja Tanskassakin tuulee voimakkaasti, kun Suomessa tuulee.

Tuulivoimaa rakennetaan jatkuvasti lisää Suomessa ja myös muissa Pohjoismaissa. Tuulivoiman tuotannon lisääntyessä markkinoilla profiilikustannuksien odotetaan tulevaisuudessa kasvavan. Sähkön kuluttajille profiilikustannuksien kasvaminen tuo säästöjä, koska se laskee sähkön hintaa markkinoilla. Näin tapahtuu ainakin lyhyellä aikavälillä, mutta jos tuulivoiman kasvu tekee säädettävien voimaloiden uusinvestoinneista kannattamattomia, voi sähkön hinta myös nousta. Hinnan vaihtelu kasvaa ainakin. Tuulivoiman tuottajille profiilikustannus on todellinen kustannus, joka laskee voimaloiden tuottoa. Tuulivoiman lisärakentaminen syö siis itse itseltään kannattavuutta. Tätä ilmiötä kutsutaan kannibaliisaatioksi.

### 6.3.1 Profiilikustannusten laskenta

Profiilikustannukset tuulivoimalle €/MWh voidaan laskea kaavalla 4.

$$E_{\text{profiilikustannus}} = E_{\text{keskihinta}} - E_{\text{tuulivoima}} \quad (4)$$

Profiilikustannusten laskemiseksi täytyy tietää sähköenergian keskihinta ja tuulivoimalla tuotetun sähköenergian hinta laskettavan vuoden ajalle. Sähköenergian keskihinta saadaan laskettua kaavalla 5 ja tuulivoimalla tuotetun sähkön keskihinta kaavalla 6.

Sähköenergian volyymipainotettu keskihinta vuoden aikajaksolle lasketaan jakamalla sähköenergian hintojen summa koko vuoden tuntimäärällä:

$$E_{\text{keskihinta}} = \frac{1}{8760} \sum_{t=1}^{8760} H(T) \quad (5)$$

Tuulivoimatuotannolle maksettu todellinen keskihinta vuoden aikajaksolle tuulivoimatuotannolla painotettuna:

$$E_{\text{tuulivoima}} = \frac{\sum_{t=1}^{8760} (T(t) \cdot H(t))}{\sum_{t=1}^{8760} (T(t))} \quad (6)$$

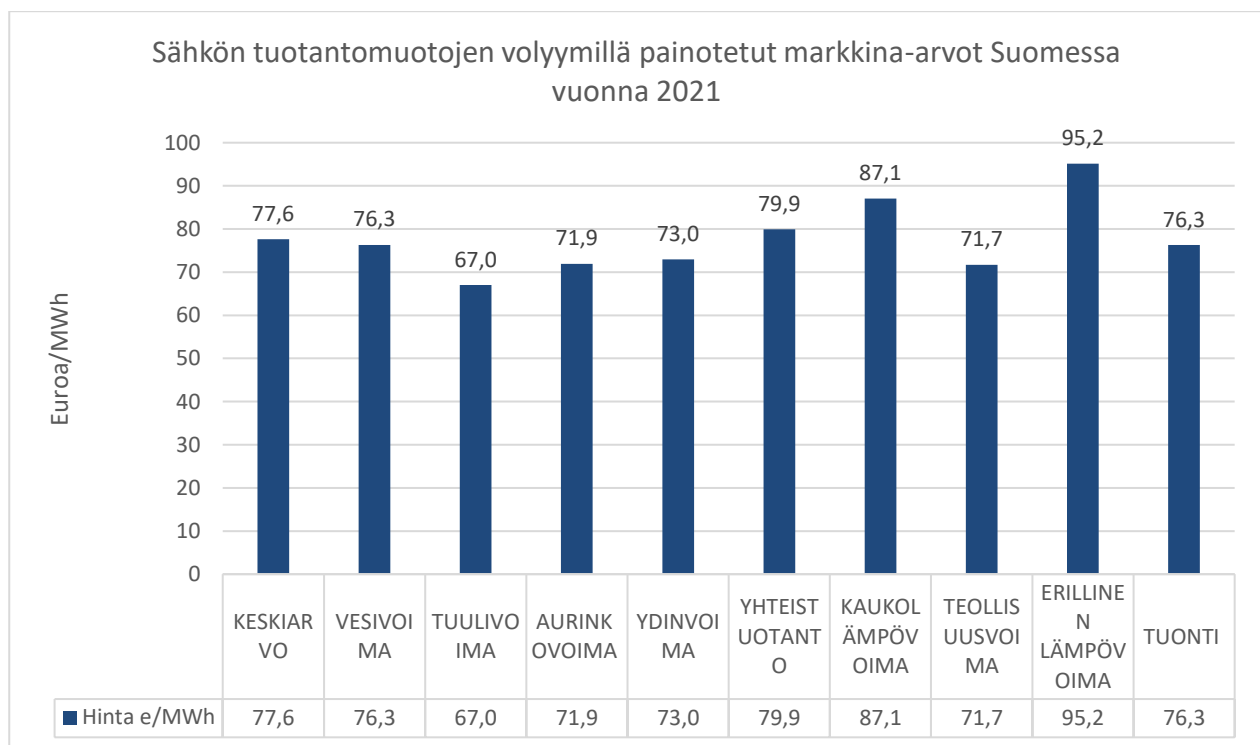
jossa:

T= tuntikohtainen tuulivoimatuotanto (MWh),

H = tuntikohtainen aluehinta ja  
t =aika.

### 6.3.2 Profiilikustannusten vaikutus

Profiilikustannus ei ole lisäkustannus ainoastaan tuulivoimalle. Kaikki tuotantomuodot, joiden hinta markkinoilla on jäänyt alle keskiarvoisen markkinahinnan ovat, kärsineet profiilikustannuksista. Tuulivoimalla on kuitenkin ollut muita tuotantomuotoja huomattavasti suuremmat profiilikustannukset. Tuulivoimalla tuotetun sähkön arvo oli vuonna 2021 noin 10€/MWh alhaisempaa kuin sähkön tuotantovolyymilla painotettu keskihinta. (KUVIO 9.)



KUVIO 9. Sähkön tuotantomuotojen volyymillä painotetut markkina-arvot Suomessa vuonna 2021. (Energiateollisuus 2022a)

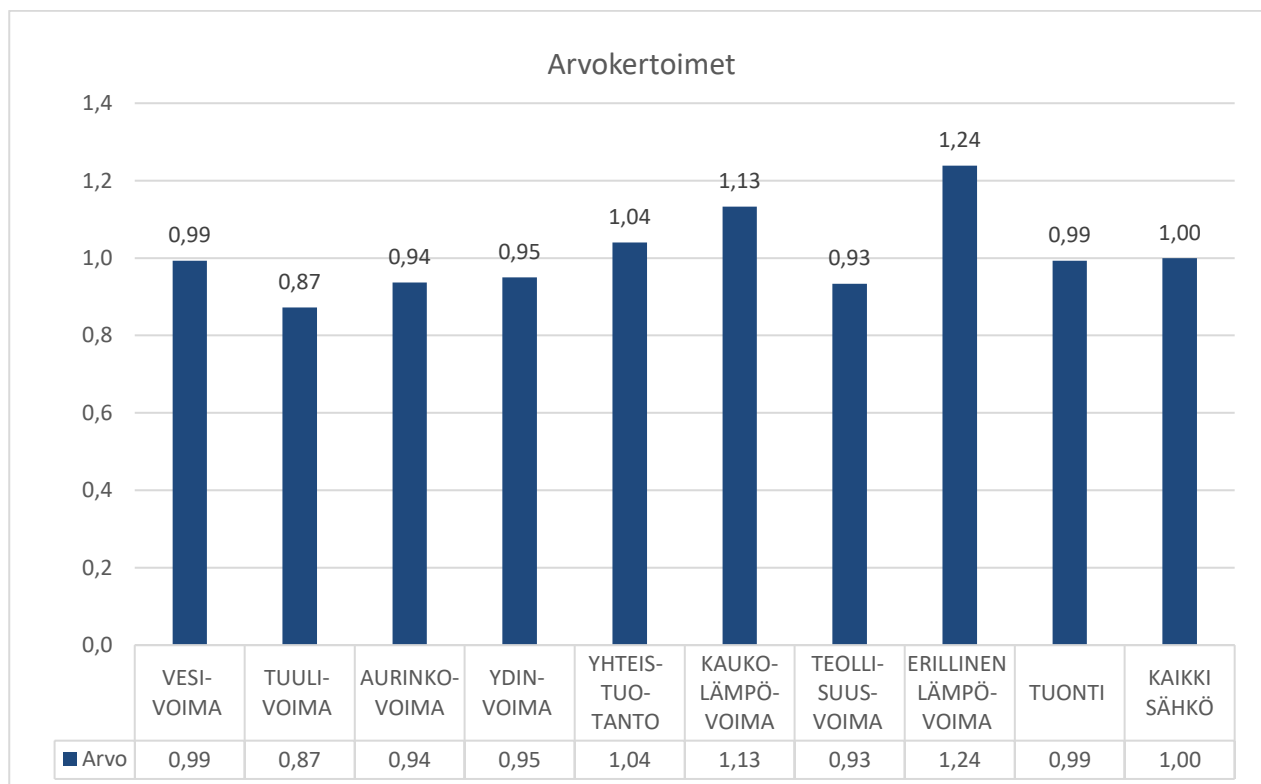
Kuviosta 9 nähdään, että maksettu hinta sähkölle vaihtelee tuotantomuotojen välillä. Sähkön arvoa eri tuotantomuotojen välillä voidaan vertailla arvokeroimien avulla. Arvokerroin eli arvotekijä kertoo sähkön suhteellisen arvon kaiken sähkön keskihintaan verrattuna. Arvokerroin kaikelle sähkölle on 1. Arvokerroin lasketaan jakamalla laskettavan tuotantomuodon sähkön keskihinta kaiken sähkön keskihinnalla. (KAAVA 7)

$$AT = \frac{E_{tuulivoima}}{E_{keskihinta}} \quad (7)$$

jossa:

AT= Arvotekijä eli arvokerroin

Arvokertoimen ollessa 1 on sähkön tuotantomuodon sama hinta määräytynyt täysin volyympainotetun sähkön keskihinnan mukaisesti. Arvokerroin määräytyy siis sähkön kysynnän ja tarjonnan ajallisen kohtaamisen mukaan. Kun tuotantomuodon arvokerroin on alle 1, on sen tuotantomuodon tuotannon aikana sähkömarkkinoilla ollut keskimäärin ylitarjontaa, mikä on laskenut sähköhintaa tuotantohetkellä ja alentaa siten arvokerrointa. Vastaavasti arvokertoimen ollessa yli 1 on sähkön kulutus ollut suurta ja tuotanto vähäistä tuotantomuodon tuotannon aikana.





## KUVIO 10. Sähkönhinnan arvokertoimet tuotantomuodoittain 2021. (Energiateollisuus 2022a)

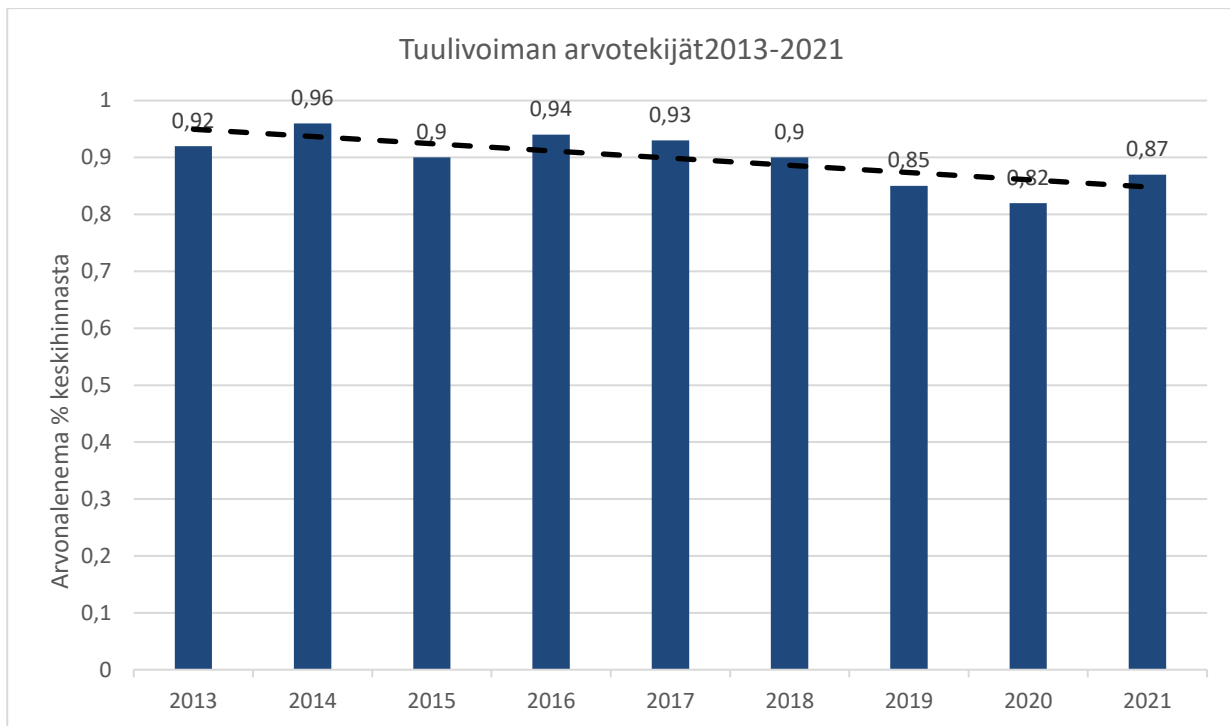
Arvokertoimet tuotantomuodoille vaihtelevat. Erot arvokertoimiin tuotantomuotojen välillä muodostuvat tuotannon ajallisesta vastaavuudesta kulutukseen. Tuotantomuodoista ne, joiden tuotanto vastaa useimmiten hyvin kulutusta, ovat lähellä arvoa 1. Huomattavimmat erot arvokertoimissa ovat tuulivoimalla, kaukolämpövoimalla ja erillisellä lämpövoimalla.

Hyvin lähellä arvokerrointa 1 ovat vesivoima ja tuontisähkö. Helposti säätyvänä vesivoimalla tuotanto saadaan usein vastaamaan kulutusta, joten sen arvo vastaa usein markkinoiden keskihintaa tai voi olla vähän korkeampi. (Lahti T. 2020) Toisaalta kaikki vesivoima ei ole varastoitavissa altaisiin. Altaisiin varastoitavaa ja varastoimatonta vesivoimaa ei ole datassa eroteltu. Tuontisähköä on ollut hyvin saatavilla, joten sen arvokerroin on pysynyt lähellä yhtä.

CHP-laitoksista teollisuusvoiman arvo on ollut reilusti alhaisempi kuin kaukolämpö- ja erillisenlämpövoiman arvo. Lämpölaitoksien sähköntuotanto ajoittuu suurimmaksi osaksi kylmille ajanjaksoille, jolloin lämmitykseen kuluvan sähkön määrä on korkeimmillaan. Korkean kulutuksen aikana tuotetulle sähkölle saadaan korkeampi hinta ja se nostaa sähkön arvoa ja arvokerrointa.

Aurinkovoiman tuotantoa on vielä markkinoilla hyvin vähän, joten sen arvokertoimen muodostumiseen voi vaikuttaa suuresti esimerkiksi tuulinen kesä ja ydinvoimaloiden hallitut tuotantokatkot eli revisiot. Jos runsas tuulivoimantuotanto laskee sähkön hintaa aurinkoisina aikoina, vaikuttaa se myös aurinkosähkön arvoon. Aurinkosähkö vastaa kuitenkin hyvin kulutukseen vuorokausitasolla, sillä päiväs-aikaan, kun aurinkosähköä on saatavilla, on kulutuskin suurempaa. Auringon paistaessa kesäaikaan on yleensä lämpimämpää, jolloin tarvitaan sähköä mm. kauppojen ja ravintoloiden kylmätiloissa. Myös viilennystarpeeseen käytetyt ilmalämpöpumput lisäävät sähkön kulutusta varsinkin helleaikaan.

Tuulivoiman arvokerroin oli 0,87 vuodelle 2021. Arvokertoimen mukaan tuulivoiman tuotanto vastaa tuotantomuodoista vähiten kysyntää. Säästä riippuvaisena ja käyttökustannuksiltaan edullisena tuotantomuotona tuulivoiman tuotantoa ei kannata rajoittaa, vaikka sähkön hinta laskee. (KUVIO 10)



KUVIO 11. Tuulivoiman arvotekijöiden eli kääntäen profiilikustannusten kehitys 2013–2021. Musta katkoviiva esittää arvotekijän trendiä. (Energiateollisuus 2022a.)

Arvokertoimesta voidaan päätellä profiilikustannusten suuruus. Mitä pienempi arvokerroin on, sitä suuremmat ovat profiilikustannukset. Kuvio 11 kuvaa arvokertoimien avulla profiilikustannusten kehitystä edellisen kymmenen vuoden aikana. Kaavion mukaisesti profiilikustannukset ovat kasvaneet tuulivoiman lisääntyessä. On hyvä huomata, että osa tästä vaikutuksesta tulee siirtoyhteyksien kautta esimerkiksi Ruotsista ja Tanskasta, eikä vaikutus ole kokonaan peräisin Suomessa tuotetusta tuulivoimasta.

Tuulivoiman tuotannon kapasiteetti on alkanut kasvaa nopeasti vasta vuosien 2014 ja 2015 aikana. Viime vuosikymmenen alun pienien tuotantomäärien vuoksi profiilikustannukset ovat olleet matalampia. Tuulivoimakapasiteetin ja siten tuulivoiman markkinaosuuden rajun kasvun seurauksena profiilikustannukset ovat kasvaneet vuoden 2016 jälkeen joka vuosi 2020 vuoteen asti. Vuoden 2021 profiilikustannukset jäivät hieman pienemmiksi kuin vuoden 2020. Tämän voidaan olettaa johtuvan vuosien välisistä tuulisuus- ja vesivoiman eroista ja muista enemmän tai vähemmän satunnaisista tekijöistä. Yleisesti voidaan olettaa, että mitä suurempi on tuulivoiman osuus sähköntuotannossa, sitä suuremmat ovat profiilikustannukset. (KUVIO 11)

## 7 JOHTOPÄÄTÖKSET

Työn tarkoituksena oli tutkia tuulivoiman tuuliolojen mukaan satunnaisesti vaihtelevan tuotannon toimintaa osana sähköjärjestelmää. Tarkastelunäkökulmaksi valittiin profiilikustannukset. Tuulivoima suuressa mittakaavassa on vielä uusi tuotantomuoto ja sen mukanaan tuomia haasteita on hyvä tutkia tulevaisuuden varalle. Työn pääasiallisena tarkoituksena oli tutkia tuulivoimalle syntyvää profiilikustannusta ja sen muodostumiseen vaikuttavia tekijöitä. Tuulivoiman yhteiskunnallisen hyväksyttävyyden kannalta on tärkeää, että myös sen vaikutuksista sähkömarkkinoihin tuodaan tietoa. Tämä ei poista tuulivoiman hyviä puolia, kuten sen tasoitetun tuotantokustannuksen mukainen alhainen hinta ja alhaiset CO<sub>2</sub>-päästöt tuotettua sähköenergiayksikköä kohti.

Työn tuloksia tarkasteltaessa voidaan tuulivoiman todeta muuttaneen sähköjärjestelmän toimintaa monella osa-alueella. Epäsäännöllinen tuotanto ei vastaa aina kulutusta, mikä on tuonut uusia haasteita sähköjärjestelmän toiminnan ylläpitämiseen. Pohjoismaiden yhtenäinen ja laaja sähköverkko sekä runsas vesivoimantuotanto ovat kuitenkin helpottaneet tuulivoiman tulemistä markkinoille. Helposti säädettävänä ja varastoitavana vesivoima toimii tuulivoiman kanssa hyvin yhteen. Yhtenäisillä siirtoverkoilla tuotettu sähkö saadaan siirrettyä alueille, joissa kulutus on suurta.

Tuulivoimalla tuotettu sähkö saadaan siis toimivien sähkömarkkinoiden ja sähköverkkojen ansiosta aina kulutettua. Nykyisessä mittakaavassaan se syrjäyttää markkinoilta tuulisina aikoina vain helposti säädettäviä ja kalliita tuotantomuotoja. Tuulivoiman tuotannon kasvaessa ajoittainen sähkön ylitarjonta markkinoilla laskee kuitenkin sähkön hintaa vieden kannattavuutta tuulivoiman tuotannolta. Samalla esimerkiksi kaasuturbiinien omistajat kokevat vähemmän tunteja vuodessa, jolloin he saavat tuotantoansa markkinoille kannattavasti. Tämä tarkoittaa, että katetta kulujen päälle jää vähemmän. Tämä puolestaan voi näkyä siinä, että helposti säädettävään sähköntuotantoon ei investoida niin paljon kuin yhteiskunnallinen optimi edellyttäisi. Työssä saatujen tulosten perusteella profiilikustannukset ovat kasvaneet viimeisen kymmenen vuoden aikana. Koska profiilikustannukset kasvavat tuotannon kasvaessa on tulevaisuudessa profiilikustannuksilla odotettavasti yhä suurempi vaikutus tuulivoiman tuottajille.

Saatuja tuloksia voidaan pitää luotettavina. Aiemmin samasta aiheesta tehtyjen tutkimusten kanssa lopputulokset ovat saman suuntaisia. Tutkimuksissa käytetyssä datassa on esiintynyt vähäisiä poikkeamia lopulliseen korjattuun dataan verrattuna, mutta ne eivät ole vaikuttaneet saatuun lopputulokseen vääristävästi. Myös aiemmissa tutkimuksissa kasvavan tuulivoiman markkinaosuuden on todettu syövän itse

itseltään kannattavuutta profiilikustannusten nousun myötä. Tuulivoimalla voidaan siis ajatella olevan maksimi määrä markkinoilla. Liian suurta osaa sähköntuotannostamme ei kannattane kattaa tuulivoimalla, sillä vaikka tasoitettu tuotantokustannus onkin tuulivoimalla alhainen, kasvavat profiilikustannukset syrjäyttävät alhaista omakustannushintaa. Niin kauan, kun tuulivoiman tuulettomina aikoina korvaavat tuotannot pysyvät kannattavina, tuulivoima voi toimia ongelmitta sähkömarkkinoilla. Toisaalta on myös huomattava, että myös esimerkiksi kantaverkon investointitarpeet saattavat kasvaa, mikäli suuria määriä tuulivoimatuotantoa halutaan suuremman kulutuksen alueelle.

## LÄHTEET

Bios. 2018. Suomen ilmastopoliittika. Saatavissa: <https://bios.fi/suomen-ilmastopoliittika-kriisissa/>. Viitattu 6.5.2022.

Elfi. 2022. Sähkömarkkinat. Saatavissa: <https://www.elfi.fi/sahkomarkkinat/>. Viitattu 10.4.2022.

Energiateollisuus. 2021a. Sähkön tuntidata 2020. Saatavissa: [https://energia.fi/tilastot/sahkotilas-tot/sahkon\\_tuntidata](https://energia.fi/tilastot/sahkotilas-tot/sahkon_tuntidata). Viitattu 27.3.2022.

Energiateollisuus. 2022a. Sähkön tuntidata 2021. Saatavissa: [https://energia.fi/tilastot/sahkotilas-tot/sahkon\\_tuntidat](https://energia.fi/tilastot/sahkotilas-tot/sahkon_tuntidat). Viitattu 26.3.2022.

Energiateollisuus. 2022b. Energian vuosi 2021. Saatavissa: [https://energia.fi/files/4428/Sahko-vuosi\\_2021\\_netiti.pdf](https://energia.fi/files/4428/Sahko-vuosi_2021_netiti.pdf). Viitattu 27.3.2022.

Energiavirasto 2022. Sähkömarkkinat. Saatavissa: <https://energiavirasto.fi/sahkomarkkinat>. Viitattu 10.4.2022

Energinet. 2022. About us. Saatavissa: [About Energinet | Energinet](#). Viitattu 5.6.2022.

Energinet. 2021. Infrastructure projects. Saatavissa: <https://en.energinet.dk/Infrastructure-Projects>. Viitattu 7.3.2022.

Energinyheter. 2022. Saatavissa: [Elproduktion och elexport fortsatt hög under 2021 | ENERGINyheter.se](#). Viitattu 26.3.2022.

Ethawind. 2021. Suomen tuulivoimapuistot. Saatavissa: <https://www.ethawind.com/suomen-tuulivoimapuistot/>. Viitattu 1.5.2022.

Fingrid. 2022f. Uusi versio sähkömarkkinat. Saatavissa: [https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/julkaisut/uusi\\_versio\\_sahkomarkk.pdf](https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/julkaisut/uusi_versio_sahkomarkk.pdf). Viitattu 11.4.2022.

Fingrid. 2022g. Johdanto sähkömarkkinoiniin. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/markkinoiden-yhtenaisyyt/johdanto-sahkomarkkinoiniin/#taseselvitys>. Viitattu 11.4.2022.

Fingrid. 2022 h. Pohjoismaisen sähköjärjestelmä tila. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/sahkojarjestelman-tila/pohjoismainen-sahkojarjestelman-tila/>. Viitattu 17.4.2022.

Fingrid. 2022a. Suomen sähköjärjestelmä. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/sahkon-siirto/suomen-sahkojarjestelma/>. Viitattu 25.2.2022.

Fingrid. 2022b. Sähköjärjestelmän hallinta. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/sahkon-siirto/sahkojarjestelman-hallinta/>. Viitattu 5.3.2022.

- Fingrid. 2022c. Osakkeen omistajat. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/sivut/sijoittajat/osakkeet-ja-osakkeenomistajat/>. Viitattu 5.3.2022.
- Fingrid. 2022d. Pohjoismainen sähköjärjestelmä ja liittynät muihin järjestelmiin. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/sahkonsiirto/pohjoismainen-sahkojarjestelma-ja-liittynat-muihin-jarjestelmiin/>. Viitattu 5.3.2022.
- Fingrid.e. Kulutuksen ja tuotannon tasapainon ylläpito. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/sahkonsiirto/kulutuksen-ja-tuotannon-tasapainon-yllapito/#taajuusmittausdata>. Viitattu 6.3.2022.
- Mansikkamäki. 2021. Saatavissa: [https://lutpub.lut.fi/bitstream/handle/10024/162250/kandidaatin-tyo\\_mansikkamaki\\_jesse.pdf?sequence=1](https://lutpub.lut.fi/bitstream/handle/10024/162250/kandidaatin-tyo_mansikkamaki_jesse.pdf?sequence=1). Viitattu 9.3.2022.
- Alm. 2016. Vastaperustetun tuulivoiman kustannusrakenne. Saatavissa: [https://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/120615/Alm\\_Juuso.pdf;jsessionid=7B169FE2A4334EA6D50D7A9929DAC3C7?sequence=1](https://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/120615/Alm_Juuso.pdf;jsessionid=7B169FE2A4334EA6D50D7A9929DAC3C7?sequence=1). Viitattu 7.5.2022.
- Lahti. 2020. Tuulivoiman profiilikustannukset. Saatavissa: [https://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/503706/Lahti\\_Toni.pdf?sequence=2&isAllowed=y](https://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/503706/Lahti_Toni.pdf?sequence=2&isAllowed=y). Viitattu 26.3.2022.
- Motiva. 2021. Vesivoima. Saatavissa: [https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva\\_energia/vesivoima](https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/vesivoima). Viitattu 8.4.2022.
- Nord Pool. 2022a. Historical market data. Consumption per daily 2021. Saatavissa: <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>. Viitattu 26.3.2022.
- Nord Pool. 2022b. Historical market data. Wind power DK hourly 2021. Saatavissa: <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>. Viitattu 26.3.2022.
- Statnett. 2022b. Produktion and consumption. Saatavissa: <https://www.statnett.no/en/for-stakeholders-in-the-power-industry/data-from-the-power-system/#production-and-consumption>. Viitattu 26.3.2022.
- Statnett.a. About-statnett. Saatavissa <https://www.statnett.no/en/about-statnett/>. Viitattu 5.3.2022.
- Svenska Kraftnät. 2022a. Map of the national grid. Saatavissa: <https://www.svk.se/en/national-grid/map-of-the-national-grid/>. Viitattu 25.02.2022.
- Svenska Kraftnät. 2022b. About us. Saatavissa [Organization | Svenska kraftnät \(svk.se\)](https://www.svk.se/en/organization). Viitattu 5.6.2022.
- Sähkön kilpailutus. 2022. Prssisähkön hinta ennätys korkealla. Saatavissa: <https://www.sahkon-kilpailutus.fi/blogi/porssisahkon-hinta-ennatyskorkealla/>. Viitattu 6.5.2022.
- Kulla. 2018. Saatavissa: <https://www.fortum.fi/tietoa-meista/blogi/forthedoers-blogi/miksi-saatovoi-malla-valia>. Viitattu 08.3.2022.
- Tuulivoimayhdistys. 2022. Saatavissa <https://tuulivoimayhdistys.fi/ajankohtaista/tiedotteet/tuulivoima-tilastot-2021-tuulivoiman-rakentamisessa-takana-ennatyksellinen-vuosi>. Viitattu 8.4.2022.

Tuulivoimayhdistys. 2022. Investoinnit. Saatavissa: <https://tuulivoimayhdistys.fi/tietoa-tuulivoimasta-2/tietoa-tuulivoimasta/taloudellisuus/investoinnit>. Viitattu 1.5.2022.

TVO. 2021. Saatavissa: <https://www.tvo.fi/ajankohtaista/tiedotteetporssitiedotteet/2021/olkiluoto3epr-laitosyksikkoonkaynnistetty.html>. Viitattu 6.5.2022.

Wikipedia. 2021a. Fenno-Skan. Saatavissa: <https://fi.wikipedia.org/wiki/Fenno-Skan>. Viitattu 5.3.2022.

Wikipedia. 2021b. Saatavissa: [https://fi.wikipedia.org/wiki/Nord\\_Pool](https://fi.wikipedia.org/wiki/Nord_Pool). Viitattu 14.3.2022

Wikipedia. 2022a. Saatavissa: <https://en.wikipedia.org/wiki/Statnett>. Viitattu 5.3.2022.

Wikipedia. 2022b. Saatavissa: [https://fi.wikipedia.org/wiki/Ydinvoima\\_Suomessa](https://fi.wikipedia.org/wiki/Ydinvoima_Suomessa) Viitattu 08.04.2022

Yle. 2022. Saatavissa: [Venäläisyhtiö katkaisee sähkön tuonnin Suomeen – Energiateollisuuden johtaja arvelee, että ajoitus liittyy Suomen Nato-jäsenyyden hakemiseen \(yle.fi\)](#). Viitattu 5.6.2022.