

LAPPEENRANNAN-LAHDEN TEKNILLINEN YLIOPISTO LUT

LUT School of Energy Systems

Sähkötekniikan koulutusohjelma

Diplomityö

*Ville Vuori*

**SIIRTOTARIFFIEN KEHITTÄMINEN TEOLLISUUSLUOKAN SÄHKÖN  
TUOTTAJILLE REGULOIMATTOMASSA VERKKOTOIMINNASSA**

Työn tarkastajat: Prof. Jukka Lassila

TkT Juha Haakana

Työn ohjaaja: Tomi Öster

## TIIVISTELMÄ

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

Ville Vuori

### **Siirtotariffien kehittäminen teollisuusluokan sähköntuottajille reguloimattomassa verkkotoiminnassa**

Diplomityö

2025

84 sivua, 10 kuvaa, 70 taulukkoa ja 1 liitettä

Työn tarkastajat: Prof. Jukka Lassila

TkT Juha Haakana

Työn ohjaaja: Tomi Öster

Hakusanat: siirtohinnat, siirtotariffit, tehomaksu, energiamaksu

Uusiutuvan energiantuotannon kysynnän kasvaessa on keksittävä ratkaisuja, joilla tuotantoa saadaan liitettyä verkkoon. Mikäli sähkömarkkinalaki mahdollistaa liittymisjohtojen rakentamiseen perustuvan reguloimattoman verkkoliiketoiminnan, voi tuotannon liittämistä tulla tulevaisuudessa yksinkertaisempaa. Tällöin liittyjän ei tarvitse itse suunnitella ja kustantaa liittymisjohtoa heti, vaan se maksettaisiin siirtohintojen muodossa puiston pitoajan aikana. Uusiutuvan tuotannon verkkoon liittämisen helppous voi nopeuttaa investointeja ja päätöksiä. Kyseisessä liiketoiminnassa siirtohinnat voivat myös olla täysin kahdenkeskeisiä sopimuksia, jolloin hinnoittelusta tulisi täysin aiheuttamisperiaatteinen. Luvanvaraisessa verkkotoiminnassa siirtohinnat ovat kaikille samansuuruisia. Tällä toiminnalla vältettäisiin tavallisille kotitalousasiakkaille aiheutuvat kustannukset suurien tuotantojen liittämisestä jakeluverkkoon.

## **ABSTRACT**

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

Ville Vuori

### **Development of Transfer Tariffs for Industrial-Grade Electricity Producers in Unregulated Network Operations**

Master's Thesis

2025

84 pages, 10 figures, 70 tables and 1 appendix

Examiners:                    Prof. Jukka Lassila  
                                      D.Sc. Juha Haakana  
Supervisor:                  Tomi Öster

Keywords: distribution prices, distribution tariffs, power-based price, electricity consumption-based price.

As the demand for renewable energy production increases, solutions must be found to connect production to the grid. If the Electricity Market Act allows for unregulated network operations based on the construction of connection lines, connecting production may become simpler in the future. In this case, the connector would not have to design and fund the connection line immediately but would pay for it in the form of transfer prices during the production period. The ease of connecting renewable production to the grid could accelerate investments and decision-making. In this business, transfer prices could also be entirely bilateral agreements, making pricing fully based on the causation principle. In regulated network operations, transfer prices are the same for everyone. This operation can avoid the costs of connecting large productions to the distribution network from being passed on to ordinary household customers in the area.

## **ALKUSANAT**

Tämä työ on tehty Järvi-Suomen Energian antamasta aiheesta. Työn ohjaajana toimi Järvi-Suomen Energian kehityspäällikkö Tomi Öster. Työtä ohjasi myös Järvi-Suomen Energian asiakaskokemusjohtaja Riitta Hänninen ja toimitusjohtaja Arto Nieminen. Haluan kiittää heitä kaikkia mielenkiintoisesta ja tarpeeksi haastavasta aiheesta. Haluan kiittää myös muuta Järvi-Suomen Energian henkilökuntaa, joilta olen saanut aina neuvoja ja ohjeita tarvittaessa.

Lappeenrannan yliopiston puolelta työn tarkastajina toimivat professori Jukka Lassila sekä tutkijaopettaja Juha Haakana. Heitä haluan kiittää työn tarkastamisesta ja hyvistä neuvoista opintojen aikana.

Helsingissä, 12.3.2025

Ville Vuori

## SISÄLLYSLUETTELO

<b>KÄYTETYT MERKINNÄT JA LYHENTEET .....</b>	<b>7</b>
<b>1 JOHDANTO .....</b>	<b>8</b>
1.1 Työn tavoite ja rajaukset .....	8
1.2 Järvi-Suomen Energia .....	9
<b>2 SIIRTOHINNOITTELUN ERI VAIHTOEHDOT.....</b>	<b>11</b>
2.1 Tehopohjainen tariffi .....	11
2.2 Perus- ja energiamaksu .....	11
2.3 Loistehomaksut .....	12
2.4 Fingridin kantaverkkopalvelumaksut voimalaitoksille.....	12
<b>3 LAINSÄÄDÄNTÖ TEOLLISUUSVERKOISSA .....</b>	<b>13</b>
3.1 Energiavarastot .....	13
3.2 Jakeluverkkoyhtiöön liittyvä lainsäädäntö tuotantoverkkoyhtiön osalta.....	14
<b>4 LIIKETOIMINTATAPAUKSEN KÄYNNISTYMINEN.....</b>	<b>15</b>
4.1 Riskit ja vaatimukset tuotantoverkon osalta .....	15
4.1.1 Tuotantoverkon tekniset ja taloudelliset vaatimukset .....	16
4.2 Riskit ja vaatimukset tuotantoliittyjän osalta.....	16
4.2.1 Esimerkkilasku aurinkopuiston kannattavuuden arvioimisesta .....	17
4.2.2 Esimerkkilasku tuulipuiston kannattavuuden arvioimisesta .....	21
<b>5 LIITTYMISJOHTOJEN SUUNNITTELUPERUSTEET .....</b>	<b>23</b>
5.1 Liittymisjohdon kapasiteetti.....	23
5.2 Liittymisjohdon rakennuttamisen kustannukset .....	26
5.3 Huipputehojen rajoittaminen aurinkoenergian tuotannossa.....	28
5.4 Kapasiteetin varaaminen toista liittyjää varten .....	29
5.5 Liittymisjohdon maksimipituus aurinko- ja tuulipuistoille.....	32
<b>6 SIIRTOHINNAT ERI LIITTYMISJOHDOILLA .....</b>	<b>36</b>
6.1 Aurinko- ja tuulipuiston siirtohintojen suuruudet.....	36
<b>7 SIIRTOHINNAT JÄRVI-SUOMEN ENERGIAN VERKOSSA .....</b>	<b>43</b>
7.1 Siirtohintojen suuruudet, kun tuotantoa siirtyy kantaverkkoon.....	44
7.2 Huipputehon rajoittamisen vaikutus siirtohintoihin.....	48
7.3 Tuotanto ja kulutus samassa liittymisjohdossa .....	49
7.4 Tuotanto ja muuttuva kulutus samassa liittymisjohdossa.....	57

<b>8</b>	<b>KANTAVERKKOPALVELUMAKSUIEN HINNOITTELMALLI.....</b>	<b>64</b>
8.1	Tulevaisuuden mahdolliset muutokset kantaverkkopalvelumuissa.....	65
8.2	Siirtotariffit aiheuttamisperiaatteen mukaisella kantaverkon hinnoittelulla .....	67
<b>9</b>	<b>TEHOTARIFFI SIIRTOHINNOISSA.....</b>	<b>72</b>
9.1	Dynaamisen tehotariffin määrittäminen pörssihintojen avulla .....	73
9.2	Tehotariffin avulla saadut tulot aurinko- ja tuulipuistossa .....	74
<b>10</b>	<b>YHTEENVETO JA JOHTOPÄÄTÖKSET .....</b>	<b>78</b>
	<b>LÄHDELUETTELO .....</b>	<b>80</b>
	<b>LIITTEET .....</b>	<b>84</b>

LIITE I: Aurinkopaneelin datalehti

## KÄYTETYT MERKINNÄT JA LYHENTEET

### muuttujat

<i>E</i>	Energia
<i>A</i>	Pinta-ala
<i>n</i>	Pitoaika
<i>I</i>	Virta
<i>U</i>	Jännite
<i>S</i>	Näennäisteho
<i>D</i>	Vieras pääoma
<i>l</i>	Pituus
<i>NPV</i>	Rahan nykyarvo
<i>x</i>	Siirtohintojen prosentuaalinen lasku
<i>h</i>	Verkon rakennuttamisen kustannukset
<i>a</i>	Vuosi
<i>C</i>	Kapasitanssi
<i>Q</i>	Loisteho

### alaindeksit

E	energia
---	---------

### symbolit

$\eta$	Hyötysuhde
--------	------------

### lyhenteet

WACC	Weighted Average Cost of Capital, pääoman keskimääräiset kustannukset
LCOE	Levelized Cost of Electricity, Sähkön tuotantolaitoksen koko elinkaaren ajalta laskettu tuotantokustannus
CAPEX	Pääomakustannukset
OPEX	Huolto ja ylläpitokustannukset
CRF	Pääoman takaisinmaksukerroin
S <sub>j</sub>	Suurjännite

## 1 JOHDANTO

Energia-ala on muuttumassa kovalla vauhdilla, sillä ilmastonmuutoksen hillitsemiseksi on tehtävä päätöksiä. Uusiutuvan ja päästöttömän energiantuotannon kasvu on avainasemassa siirtyessä kohti hiilineutraalia tulevaisuutta. Aurinko- ja tuulienergian tuotanto, joka on vahvasti sääriippuvaista ja vaikeasti ennustettavissa, on lisääntymässä erityisen paljon tulevaisuudessa. Tämä tuo haasteita koko energiajärjestelmään.

Teollisuusluokan tuotannon kasvamisella on tärkeä rooli vihreässä siirtymässä. Teollisuusluokan tuotannossa tavoitellaan usein voittoa myydystä sähköenergiasta, eikä sitä ole tarkoitettu kattamaan omaa kulutusta. Tuotannon käynnistyminen vaatii riittävän suurta kapasiteettia sähköverkossa, joka voi tarkoittaa, ettei olemassa oleva sähköverkko riitä, vaan tuotantoa varten on rakennettava uutta verkkoa. Verkon rakentaminen on kuitenkin kallista ja, sen elinikä on pitkä. Liiketoiminnan on oltava kannattavaa sekä tuottajan että verkonhaltijan kannalta, jotta yhteistyö saadaan aloitettua. Tuotantoverkon haltija ei voi asettaa liian suuria siirtohintoja, sillä silloin tuotantoliittyjän ei ole kannattavaa rakentaa tuotantoa. Siirtohinnat eivät voi myöskään olla liian matalia, tai muuten ne eivät kata verkon rakentamiseen ja ylläpitämiseen liittyviä kuluja.

### 1.1 Työn tavoite ja rajaukset

Työssä tutkitaan mahdollisuuksia tuotannon liittämiseksi siirtoverkkoon reguloimattoman verkon avulla. Reguloimaton tuotantoverkkoyhtiö huolehtisi verkon suunnittelusta ja rakentamisesta tuotannon ja siirtoverkon välille. Tuotantoverkkoyhtiö pystyisi tällöin sopimaan kahdenkeskeisiä siirtohintoja tuottajien kanssa. Yhteistyön käynnistyminen vaatii sähköverkon rakentamista liittyjiä varten, mikäli tuotantopaikan kohdalla ei ole verkkoa. Tästä aiheutuu kustannuksia tuotantoverkkoyhtiölle, jotka on katettava tuotantoliittyjän liittymis- ja siirtomaksuilla. Työn tavoitteena on muodostaa siirtotariffit, jotka ovat houkuttelevia liittyjien kannalta, sekä riittävän riskittömiä tuotantoverkkoyhtiön kannalta. Työ aihe on laaja, ja se on rajattu vastaamaan seuraaviin tutkimuskysymyksiin:

- Miten tuotantoverkko Oy:n tariffi ja sen rakenne vaikuttavat tuotantoliittyjän liiketoimintatapauksen käynnistymiseen.
- Minkälaisilla taloudellisilla ja teknisillä reunaehdoilla verkko kannattaa rakentaa liittyjää/liittyjiä varten.

- Mitkä ovat keskeiset liiketoimintariskit ja niiden vaikuttavuus tuotantoverkon kannalta.
- Minkälainen on optimaalinen tariffi molemminpuolisen liiketoimintahyödyn saavuttamiseksi.

Työ tulee vaatimaan paljon tutustumista tuotantoliittyjän tarpeisiin ja vaatimuksiin. Työssä on tehtävä myös tarkkaa analyysia tyyppikohteista, jotta tutkimuskysymyksiin pystytään vastaamaan.

## 1.2 Järvi-Suomen Energia

Järvi-Suomen Energia vastaa sähkön jakelusta sekä verkkopalveluiden tarjoamisesta omalla verkkoalueellaan. Asiakkaita Järvi-Suomen Energialla on yli 100 tuhatta. Yhtiön jakeluverkon pituus on 28500 kilometriä ja vuonna 2023 liikevaihto oli 87 miljoonaa euroa. Yhtiön verkkoalue on hyvin haastava, sillä alueella on paljon järviä, saaria sekä niemiä. Yhtiö investoi yli 50 miljoonaa euroa vuosittain verkon kehitystyöhön. Järvi-Suomen Energian verkkoalue on esitetty kuvassa 1.1. (Järvi-Suomen Energia. 2024)

Sähköverkon tehtävänä on yhdistää tuotanto ja kulutus toisiinsa. Verkon suunnittelussa tärkeimpiä tehtäviä ovat seuraavat:

- Sähkön siirron ja jakelun on oltava taloudellisesti harkittua; tämä tarkoittaa, ettei verkkoon saa investoida enempää, kun on tarpeellista ja häviöiden on oltava mahdollisimman pieniä.
- Siirron ja jakelun on oltava luotettavaa eli tavallisimmat viat eivät saa aiheuttaa keskeytyksiä.
- Verkossa olevien komponenttien on oltava luotettavia ja pitkäaikaisia sekä niiden on kestettävä verkossa esiintyvät rasitukset. (Elovaara, 2011)

Sähkönjakelun häiriöttömyys on ensiarvoisen tärkeää, sillä sähköä tarvitaan jatkuvasti niin kodeissa kuin yrityksissäkin. Suomessa sähkön toimitusvarmuus on korkealla tasolla, mutta täysin keskeytyksettömään jakeluun on käytännössä mahdotonta päästä. Sähkömarkkinalaki kuitenkin asettaa selkeät vaatimukset katkoksille; vuoteen 2036 mennessä asemakaava-alueilla sähkökatko ei saa kestää yli kuutta tuntia ja niiden ulkopuolella yli 36:tta tuntia, jos syynä on esimerkiksi myrsky, kova tuuli tai lumikuorma. Toimitusvarmuuden

parantamiseksi Järvi-Suomen Energialla panostetaan jatkuvasti verkon kunnossapitoon ja nopeaan viankorjaukseen, jotka ovat avaintekijöitä sähköjakelun luotettavuuden varmistamisessa. (Järvi-Suomen Energia. 2024)

Järvi-Suomen vaihteleva maasto, jossa on runsaasti vesistöjä, saaria ja niemiä, tekee sähköjakelusta erityisen haastavaa. Rakentaminen on paikoin vaikeaa, ja koska alueella on vähän asukkaita suhteessa sähköverkoston pituuteen, jakelun kustannukset nousevat väistämättä. Suurin syy korkeisiin verkkopalvelumaksuihin onkin juuri laaja verkosto ja harva asutus. Esimerkiksi Järvi-Suomen Energian jakelualueella yhtä asiakasta kohden on keskimäärin 280 metriä sähköjohtoa, kun taas kaupunkialueilla vastaava luku on vain noin 30 metriä. Tämä ero selittää, miksi sähkön siirron kustannukset ovat Järvi-Suomessa korkeammat.



Kuva 1.1 Järvi-Suomen Energian sähköjakelualue. (Järvi-Suomen Energia. 2024).

## **2 SIIRTOHINNOITTELUN ERI VAIHTOEHDOT**

Siirtohinnoitteluun löytyy erilaisia vaihtoehtoja. Siirtohinnan rakenteen on oltava selkeä asiakkaalle, jotta siirtohinnat pystytään perustelemaan, eikä niissä tule yllätyksiä kummallekaan osapuolelle. Koska kyseessä on teollisuusluokan tuottajia, täytyy miettiä erilaisia vaihtoehtoja. Tehopohjainen hinnoittelumalli on yleinen ratkaisu teollisuusluokan asiakkaille. Tämä johtuu siitä, että verkko on mitoitettava siirtämään suurimpia mahdollisia hetkellisiä tehoja. Suuret hetkelliset tehot vaativat suurempaa kapasiteettia sähköverkkoon, josta aiheutuu suuremmat kustannukset verkon haltijalle. Tämän takia verkon kustannukset pitkällä aikavälillä aiheutuvat pääosin mitoitustehosta, eivätkä siirretyn energian määrästä. (Honkapuro et al. 2017)

### **2.1 Tehopohjainen tariffi**

Tehopohjaisessa hinnoittelumallissa maksu voi perustua ennalta sovittuun tehoon, tai se voi määräytyä tietyn ajanjakson aikana mitatun suurimman tuntitehon perusteella. Ajanjakson pituus voi vaihdella kuukaudesta vuoteen. Joissain tapauksissa tehomaksu voi määräytyä useiden huipputuntien keskiarvon perusteella. Käytännöt tehomaksussa vaihtelevat paljon eri yhtiöiden välillä. (Honkapuro et al. 2017)

### **2.2 Perus- ja energiamaksu**

Yksinkertaisessa ja yleisessä siirtohinnoittelumallissa asiakas maksaa kiinteää kuukausimaksua (€/kk), sekä maksua siirretyn energian määrästä (snt/kWh). Nykyisessä hinnoittelumallissa perusmaksu määräytyy aina asiakkaan sulakekoon mukaan. Hinnat vaihtelevat eri verkkoyhtiössä, ja ne ovat nähtävillä paikallisen verkkoyhtiön nettisivuilla (Helen 2022). Ideaalitalanteessa perusmaksulla katettaisiin kuluja, jotka johtuvat asiakkaan olemassaolosta. Perusmaksulla verkon haltija pystyy pitämään myös tulovirrat huomattavasti helpommin ennakoitavana, joka luo varmuutta tasaisten tulojen saantiin. Yksiaikatariffeissa kiinteä yksikköhinta (snt/kWh) maksetaan riippumatta vuorokauden tai vuodenajasta. Kaksiaikatariffeissa sähköenergian hinta on jaettu kahteen eri yksikköhintaan käytön ajankohdan mukaan. Yksikköhinnat on voitu jakaa päivä- ja yösähköön yötariffissa tai kesä ja talvisähköön kausitariffissa. Ideaalitalanteessa kulutusmaksut kattaisivat vain

sähkön siirtämisestä aiheutuvia kustannuksia, kuten siirtohäviöt ja kantaverkon palvelumaksut. (Honkapuro et al. 2017)

### 2.3 Loistehomaksut

Loistehomaksussa asiakas maksaa, joko verkkoon syöttämästään tai verkosta ottamastaan loistehosta. Hinnoittelu riippuu omasta verkkoalueestaan, ja se on erisuuruinen verkkoyhtiöstä riippuen. Verkkoyhtiöt laskuttavat yleisesti vain tehosiirtoasiakkaitaan loistehosta. Asiakkaat pystyvät kompensoimaan loisottoa tai loisantoa paikallisesti, jolloin verkkoyhtiö ei peri loistehomaksua. Loistehokompensointi voi olla hyvinkin kustannustehokasta oikein mitoitettuna. (Hämeen sähkö 2024)

### 2.4 Fingridin kantaverkkopalvelumaksut voimalaitoksille

Tarkastellaan millaista hinnastoa Fingrid käyttää vuonna 2025 voimalaitoksille. Työssä tarkastellaan liittymisjohtoja, jotka ovat jännitetasoltaan 110 kV, joten vain kyseisen jännitetaso liittymismaksut ja hinnasto on esitetty. Talvijaksolla tarkoitetaan joulukuuta – helmikuuta arkipäivinä kello 7.00–21.00. Fingridin hinnastot esitetty taulukossa 2.1. (Fingrid 2024)

Taulukko 2.1 Fingridin kantaverkkopalvelumaksut 2025 alv 0 % (Fingrid 2024).

Kantaverkkopalvelumaksut	Yksikköhinnat
Liittyminen nykyiseen 110kV kytkinlaitokseen	900000 €
Kulutusmaksu talviarkipäivä	9,69 €/MWh
Kulutusmaksu muu aika	2,75 €/MWh
Kantaverkkoonantomaksu	0,66 €/MWh
Kantaverkostaottomaksu	0,99 €/MWh
Voimalaitosten tehomaksu	175,00 €/MW/kk
Loistehomaksu	1000,00 €/Mvar/kk
Loisenergimaksu	5,00 €/Mvarh

### 3 LAINSÄÄDÄNTÖ TEOLLISUUSVERKOISSA

Tuotantoverkkoyrityksen liiketoiminta ei ole reguloitua verkkotoimintaa, joten on tunnistettava miten se eroaa luvanvaraisesta sähköverkkotoiminnasta. Liittymisjohdolla yhden sähkönkäyttöpaikan taikka yhden tai useamman voimalaitoksen liittäminen sähköverkkoon ei ole luvanvaraista sähköverkkotoimintaa, ja liittymisjohdon saa rakentaa jakeluverkonhaltijan alueelle (Afry 2024). Tämä tarkoittaa, että toiminta, jota tuotantoverkkoyhtiö harjoittaisi, ei kuuluisi luvanvaraisen sähköverkkotoiminnan piiriin. Tällöin yhtiön toiminnan lainsäädäntö eroaa verkkoyhtiöiden lainsäädännöstä. (Energiavirasto 2024)

Vähintään nimellisjännitteeltään 110 kilovoltin liittymisjohdolle täytyy hakea hankelupa. Kyseinen hankelupa myönnetään kuitenkin helposti. Tuotantoverkkoyhtiö pystyy sopimaan myös asiakkaiden kanssa kaksin keskeisiä hintasopimuksia. Tällöin toimintaa on helpompi toteuttaa, koska hintojen ei tarvitse olla samansuuruisia tai rakenteeltaan samoja asiakkaiden kesken. Siirtohinnoissa ei tarvitse myöskään miettiä kohtuullisen tuoton periaatteita, koska tämä lainsäädäntö ei koske yhtiötä. Tuotantoverkkoyhtiöllä ei myöskään ole mitään velvoitetta liittää verkkoonsa sähkön tuottajia, vaan yhtiö pystyy itse päättämään yhteistyökumppanit. Luvanvarainen toiminta vaatii säännöllistä raportointia ja toiminnan avoimuutta energiavirastolle. Ilman luvanvaraisuutta raportointivaatimukset ovat vähäisempiä. Näiden vapautusten ansiosta toiminta on joustavampaa, ja hallinnolliset kustannukset pienenevät. (Afry 2024).

#### 3.1 Energiavarastot

Hallitus on julkaissut esityksen sähkömarkkinalain muuttamisesta liittyen energiavarastoihin. Kyseinen esitys johtaa todennäköisesti siihen, että asiakkaat haluavat liittää myös energiavaraston tuotantonsa yhteyteen, sillä muutoksen myötä energiavaraston saisi liittää mukaan tuotantoon ilman, että siitä muodostuisi luvanvaraista sähköverkkotoimintaa. Alla esitetty ehdotus lakimuutoksesta:

##### ”3.7 Liittymisjohdon määritelmä

Sähkömarkkinalain liittymisjohdon määritelmän täsmentämisen tavoitteena on, että voimalaitosten yhteyteen sijoitettavat energiavarastot voisivat hyödyntää voimalaitoksen

liittymisjohtoa tai usean voimalaitoksen yhteistä liittymisjohtoa. Tällöin liittyjän sähkölaitteistoista ei muodostuisi sähkömarkkina-alueita tarkoitettua sähköverkkoa ja niiden operoinnista luvanvaraista sähköverkkotoimintaa. Esitetyillä muutoksilla on tarkoitus mahdollistaa voimalaitosten yhteyteen sijoitettavien energiavarastojen toteutettavuus lainsäädännön puitteissa. Tavoitteena on edistää investointeja tuuli- ja aurinkovoimalaitosten yhteyteen rakennettaviin energiavarastoihin, jotka puolestaan tukevat sähköjärjestelmän joustoa energiavarastojen osallistuessa sähkömarkkinoille, tasoittavat uusiutuviin energialähteisiin perustuvien voimalaitosten vaihtelevaa tuotantoa häiriötilanteissa, edesauttavat tuuli- ja aurinkosähkön tuottajien tuotantoennusteiden virheiden korjaamista ja tarkentavat siten tuotetun sähkön hinnan määräytymistä sekä vakauttavat suuntaajakytkettyjen voimalaitosten määrän kasvun vaikutuksia sähköjärjestelmän inertian vähenemiseen energiavarastojen osallistuessa voimalaitoksen tavoin verkon loissähkön ja jännitteen säätöön.” (HE 197/2024 vp)

### **3.2 Jakeluverkkoyhtiön liittyvä lainsäädäntö tuotantoverkkoyhtiön osalta**

Työssä tutkitaan jakeluverkkoyhtiön perustamaa tuotantoverkkoyhtiötä. Tämän takia täytyy myös tutkia millaisia vaikutuksia ja velvollisuuksia tulee jakeluverkkoyhtiön kontolle. Sähkömarkkinalain 77 § edellyttää, että verkkoyhtiön muu liiketoiminta, kuten liittymisjohtoliiketoiminta, eriytetään selkeästi sähköverkkotoiminnasta. Jos liittymisjohtojen rakentaminen ei ole vähäistä suhteessa verkkoliiketoimintaan, energiavirastolta on haettava poikkeuslupa. Verkkoyhtiö ei voi sisällyttää liittymisjohtoja sähköverkkonsa verkko-omaisuuteen, tai saada niistä kohtuullista tuottoa energiaviraston hinnoittelusääntöjen perusteella. Tämä velvoite varmistaa, että verkkotoiminta ja muu liiketoiminta pysyvät erillisinä. (Afry 2024)

## 4 LIKETOIMINTATAPAUKSEN KÄYNNISTYMINEN

Päätavoite tuotantoverkolla on saada jakeluverkon alueelle lisää uusiutuvaa energiantuotantoa helpottamalla tuotantoliittyjän liittymistä sähköverkkoon. Normaalisti Tuotantolaitoksen omistaja rakentaa itse liittymisjohdon. (Energiavirasto 2018). Tämä vaatisi suurempaa pääomaa tuotantolaitoksen omistajalta heti, joka saattaa huonontaa liiketoiminnan kannattavuutta, ja voisi olla este liiketoiminnan käynnistymiselle. Liiketoiminnan käynnistäminen onnistuu helpommin, jos tuotantoliittyjä pystyy siirtokustannuksilla maksamaan liittymisjohdon tuotantolaitoksen elinkaaren aikana. Koko summaa ei tarvitse olla heti, vaan sitä pystytään maksamaan myydystä sähköenergiasta saatavilla tuloilla. Tuotantoverkkoyhtiö pystyy perustamaan liiketoimintansa näiden liittymisjohtojen rakentamiseen, joka voi kasvattaa uusiutuvan energian tuotannon rakentamisen houkuttelevuutta. Liiketoiminnan on kuitenkin oltava molemmille osapuolille kannattavaa ja riittävän riskitöntä, tai yhteistyötä ei synny.

### 4.1 Riskit ja vaatimukset tuotantoverkon osalta

Toiminta ei ole luvanvaraista verkkotoimintaa, joten siihen liittyy erilaiset riskit. Luvanvaraisessa verkkotoiminnassa kulut pystytään kattamaan WACC-mallin perusteella ja omat sijoitetut pääomat pystytään perimään asiakkailta (Energiavirasto 2024). Verkkoyhtiö pystyy valvontajakson aikana myös muuttamaan hinnoitteluaan, jotta kohtuullinen tuotto voidaan saavuttaa (Energiavirasto 2024). Tuotantoverkkoyhtiön on tehtävä tarkat laskelmat liittymisjohdosta sekä kaikista siihen liittyvistä kuluista verkon elinkaaren ajalta. Tarkat laskelmat on tehtävä, jotta voidaan määrittää siirtohinnat, joilla omat kulut saadaan katettua. Näin yhtiö pystyy minimoimaan omat liiketoimintariskinsä, ja pitämään toimintansa kannattavana. Kaikki liiketoimintariskit on tunnistettava ennen toiminnan aloittamista, ja niihin on varauduttava. Laki mahdollistaa myös useamman tuotantoliittyjän liittämisen samaan liittymisjohtoon (Afry 2024). Useamman asiakkaan liittämistä on ehdottomasti tarkasteltava, koska se voisi tehdä liiketoiminnasta kannattavampaa molemmille osapuolille. Useampi asiakas voisi jakaa liittymisjohdon kustannukset, joka pienentää heidän riskiään, ja mahdollistaa tuotantoverkkoyhtiölle suuremman tuoton. Tämä pienentäisi myös tuotantoverkon riskiä, ja johtaisi suuremmalla todennäköisyydellä yhteistyöhön.

#### **4.1.1 Tuotantoverkon tekniset ja taloudelliset vaatimukset**

Tuotantoverkon suunnittelussa on tavoitteena varmistaa sähkön siirto tuotantolaitokselta kustannustehokkaasti ja luotettavasti. Verkon teknisten vaatimusten on täytettävä, mutta taloudellisista syistä elinkaaren aikana syntyvät kustannukset on pidettävä hallinnassa. Verkon kustannukset voidaan jakaa neljään pääryhmään. Nämä pääryhmät ovat investointikustannukset, häviökustannukset, keskeytyskustannukset ja kunnossapitokustannukset.

Verkon teknisessä suunnittelussa on otettava huomioon seuraavat asiat: jännitteenalenema, johtojen terminen kuormitettavuus, oikosulkukestoisuus, oikosulkusuojauksen toimivuus sekä sähköturvallisuus. Nämä huomioon ottaen voidaan varmistaa, että verkko toimii luotettavasti ja turvallisesti kaikissa olosuhteissa. Verkkoa suunniteltaessa on myös varauduttava energiantuotannon muutoksiin, sillä tuotantoliittyjiä voi tulla lisää liittymisjohdon elinkaaren aikana. Verkon mitoitus ja kaapelivalinnat perustuvat käyttäjän tai käyttäjien energian tuotannon määrään ja huipputehoon. Mikäli asiakkaan voimalaitokseen liittyy myös energiavarasto, saattaa se kasvattaa huipputehoa. Tarkastelemalla edellä mainittuja asioita voidaan varmistua, että liittymisjohto täyttää teknisesti kaikki vaatimukset, mutta on myös taloudellisesti järkevä rakentaa. (Suolanen, 2021)

#### **4.2 Riskit ja vaatimukset tuotantoliittyjän osalta**

Työssä tutkitaan tuotantoverkkoyhtiön liiketoiminnan kannattavuutta. Vaikka tuotantoliittyjän riskit eivät ole isossa roolissa työn tutkimuksen kannalta, on niitä kuitenkin tärkeää tarkastella. Liiketoiminnan käynnistymisen kannalta on tärkeää ymmärtää, minkälaisia epävarmuuksia liittymisjohdon kustannukset aiheuttavat energiantuottajalle. Tällä tavoin voimme arvioida millaisiin siirtotariffeihin tuotantoliittyjä voisi pystyä vastaamaan.

Tuotantoliittyjän riskit ovat suuret, koska liittyjän tuottojen arvioiminen on todella haastavaa pitkällä tähtäimellä. Tuottajan on arvioitava, millaiset kustannukset voimalaitoksen elinkaaren aikana aiheutuu. Tämän jälkeen heidän on arvioitava, kuinka paljon he voivat saada tuottoa myydystä energiasta elinkaaren aikana. Tähän voidaan käyttää arvioita sähkön

tukkuhinnasta, tai arviota pörssisähkön hinnan kehityksestä. Tulojen on oltava laskelmissa suurempia kuin kulujen, jotta voimalaitoksen rakentaminen on järkevää. (Seistola, 2023)

Tämän jälkeen on mietittävä myös verkkoon liittymistä. Verkkoon liittyminen aiheuttaa myös kustannuksia. Liittymiskustannukset riippuvat maantieteellisestä alueesta, sekä tuotannon etäisyydestä liittymispisteeseen. Mitä kauempana voimalaitos on liittymispisteestä, sitä enemmän verkkoa on rakennettava, ja sitä suuremmat kustannukset tulevat olemaan. Ei ole tarkkaa nyrkkisääntöä siitä, kuinka kauas liittymispisteestä voimalaitos kannattaa rakentaa alueellisten erojen takia, mutta aiheesta on tehty tutkimuksia. Tutkimuksessa (Pöyry 2016) on arvioitu aurinkopuiston liittymispisteen etäisyyksiä seuraavasti:

- Suuruudeltaan noin 50 MW tuotantolaitoksilla liittymisjohtoa (110 kV) voidaan rakentaa jopa 15 kilometrin päähän liittymispisteestä, jotta toiminta olisi vielä kannattavaa
- Suuruudeltaan noin 100 MW tuotantolaitoksilla liittymisjohtoa (110 kV) voidaan rakentaa jopa 30 kilometrin päähän liittymispisteestä, jotta toiminta olisi vielä kannattavaa

#### **4.2.1 Esimerkkilasku aurinkopuiston kannattavuuden arvioimisesta**

Erilaisille energiantuotantomuodoille on kehitetty tapa vertailla energian tuottamisesta aiheutuvia kustannuksia keskenään. Menetelmällä voidaan arvioida tuotannon hintoja muodossa (€/MWh) tai (snt/kWh). Kyseistä menetelmää kutsutaan nimellä LCOE (Levelized cost of electricity) (ScienceDirect 2017). Arvioidaan yksinkertaisilla laskumenetelmillä mikä on 50 MWp aurinkopuiston LCOE. Kyseisessä menetelmässä huomioidaan pääomakustannukset (capex), huolto ja ylläpitokustannukset (opex), sekä polttoainekustannukset. Kyseessä on aurinkovoimala, joten polttoainekustannuksia ei ole.

Laskennassa käytetyt parametrit ovat yleisiä suuruusluokkia Etelä-Suomessa, eivätkä minkään tietyn olemassa olevan aurinkopuiston arvoja. Laskuilla on tarkoitus esittää, millä tavoin kustannuksia voidaan arvioida tuotettua energiaa kohden, joka helpottaa voimalaitoksen kannattavuuden ymmärtämistä. Oikean samansuuruisen aurinkopuiston LCOE-arvot saattavat poiketa tässä lasketuista arvoista riippuen todellisista parametreista. Laskentaan valitut parametrit ja yhtälöt on löydetty seuraavista lähteistä: Aurinkopaneelien

hyötysuhde ja pinta-ala (Liite I). Vuosittainen auringon säteilyn määrä (Motiva 2024).  
Systeemin hyötysuhde (Motiva 2024). Puiston pitoaika, capex, opex ja yhtälöt (Breyer  
2024). Käytetyt parametrit on esitetty taulukossa 4.1

Taulukko 4.1 Aurinkosähköpuiston LCOE hinnan laskennassa käytetyt parametrit.

Parametri	Arvo
Puiston suuruus	50 MWp
Moduulien teho	400 W
Moduulien määrä	12500 kpl
Yhden moduulin pinta-ala	1,92 m <sup>2</sup>
Paneelien kokonaispinta-ala (A)	0,24 km <sup>2</sup>
Aurinkopaneelien hyötysuhde	20,8 %
Vuosittainen säteilyn määrä	1100 kWh/m <sup>2</sup>
Systeemin hyötysuhde ( $\eta$ )	90 %
Pitoaika	30 V
Capex	520 €/kW
Opex	2 % capexista

$$E = A * \text{paneelien hyötysuhde} * \text{säteilyn määrä} * \eta, \quad (4.1)$$

$$\text{Huipunkäyttöaika} = \frac{E}{\text{Asennettu kapasiteetti}}, \quad (4.2)$$

$$crf = \frac{WACC * (1 + WACC)^n}{(1 + WACC)^n - 1}, \quad (4.3)$$

$$LCOE = \frac{\text{Capex} * (crf + opex)}{\text{Huipunkäyttöaika}}, \quad (4.4)$$

missä

$E$  = Energia

$A$  = Pinta-ala

$\eta$  = Hyötysuhde

$n$  = Pitoaika

$crf$  = Pääoman takaisinmaksukerroin

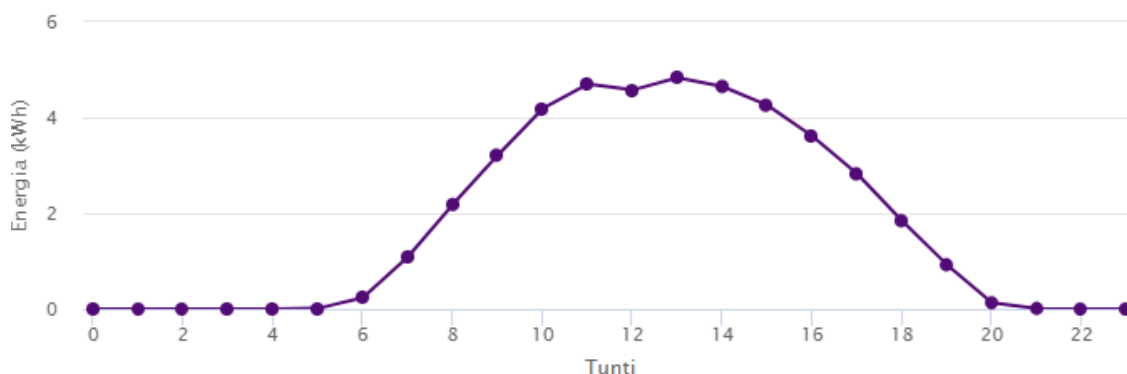
$WACC$  = Pääoman korkokanta

Aurinkopuiston tuotantokustannukset on laskettu eri WACC-arvoilla ja ne on esitetty taulukossa 4.2

Taulukko 4.2 Tuotetun aurinkosähkön LCOE-tulokset eri WACC arvoilla. Aurinkopuiston koko 50 MWp

WACC (%)	LCOE (snt/kWh)
4	4,09
5	4,47
6	4,87
7	5,29
8	5,72

Sähkön tuotantokustannusten lisäksi on tärkeää arvioida millä hinnalla sähköä voi myydä. Koska on mahdotonta ennustaa sähkön hintaa pitkälle tulevaisuuteen, käytetään viime vuosien pörssisähkön hintoja. Tarkastellaan kuitenkin myös aurinkopaneelien tuottoprofiilia eri kellonaikoina. Kuvassa 4.1 esitetty aurinkopaneelien keskimääräinen tuntiprofiili heinäkuulle.



Kuva 4.1 Aurinkopaneelien keskimääräinen tuntiprofiili heinäkuulle. (Hehku Energia Oy 2024).

Kuvasta 4.1 nähdään, etteivät aurinkopaneelit tuota energiaa yöaikaan. Tämän takia pörssisähkön kaikkien tuntien keskihinnan tarkastelu ei ole järkevää. Kaikki tunnit eivät ole samanarvoisia, koska aurinkopuistot tuottavat huomattavasti enemmän keskipäivällä kuin aamulla tai illalla. Tuotantoon painotetuilla pörssisähköhinnoilla voidaan arvioida paljon tuottoa myydystä energiasta voisi saada vuodessa. Pörssisähköhinnat ovat väliltä 1.1.2021-31.12.2024 (Pörssisähkö 2024). Aurinkopuiston tuotannon tuntiprofiilin avulla on laskettu painotetut keskiarvohinnat vuosille 2021–2024. Tulokset on esitetty taulukossa 4.3

Taulukko 4.3 Painotetut pörssisähköhinnat tuotetulle aurinkosähkölle, kun puiston koko on 50 MWp.

Vuosi	(snt/kWh)
2021	8,29
2022	22,14
2023	6,47
2024	4,93
2021–2024	10,46

Tässä tarkastelussa kaikki tuotettu energia oletetaan myytävän sen hetkellä pörssisähköhinnalla verkkoon. Pörssisähkön keskiarvohinta vaihteli tarkastelussa paljon eri vuosien välillä. Tämän takia kannattavuuden arvioiminen voi olla haastavaa. Tilanne voisi muuttua vielä kannattavammaksi, jos voimalaitoksen yhteyteen liitetään energiavarasto (NYAB 2024). Energiavarastolle on useita käyttötarkoituksia, ja niitä pitää tarkastella tapauskohtaisesti.

#### 4.2.2 Esimerkkilasku tuulipuiston kannattavuuden arvioimisesta

Tuulipuiston LCOE:n laskennassa on käytetty suurin piirtein samaa menetelmää kuin aurinkopuiston LCOE:n laskennassa. Menetelmä tuulipuiston laskennassa on hieman yksinkertaisempi, koska tarvittavat parametrit 50 MW:n tuulipuistolle on esitetty tutkimuksessa (Vakkilainen et al. 2017). Laskuissa käytetyt parametrit on esitetty taulukossa 4.4.

Taulukko 4.4 Tuulipuiston LCOE-hinnan laskennassa käytetyt parametrit.

Parametri	Arvo
Puiston koko (MW)	50
Pitoaika (a)	25
Huipunkäyttöaika (h)	2860
Capex (€/kW)	1360
Opex (€/MWh)	7,7

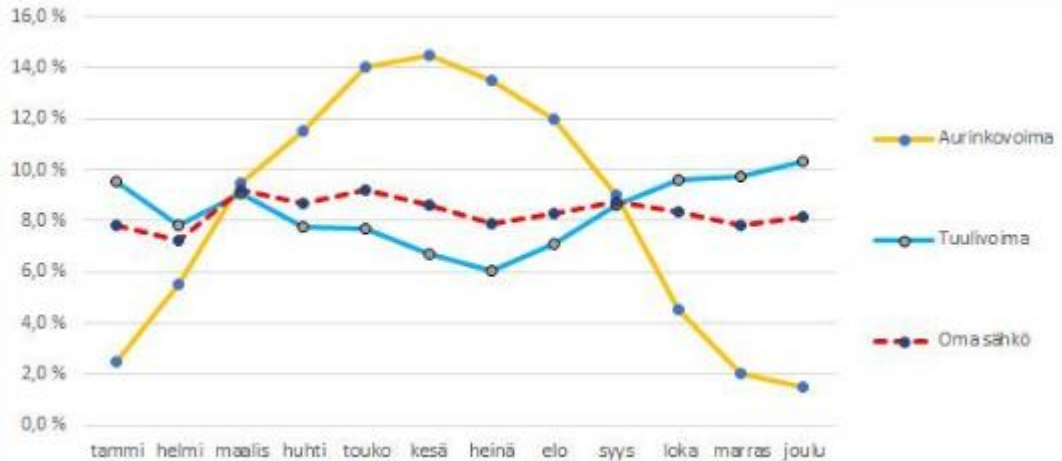
LCOE-tulokset on laskettu eri WACC-arvoilla aikaisemmin esitetyn yhtälön 4.4 avulla ja ne on esitetty taulukossa 4.5

Taulukko 4.5 LCOE-tulokset eri WACC arvoilla.

WACC (%)	LCOE (snt/kWh)
4	3,81
5	4,14
6	4,49
7	4,85
8	5,22

Vakkilaisen raportti on vuodelta 2017. Parametrit ovat saattaneet muuttua tämän jälkeen. Tämän takia tuulipuiston nykyinen LCOE saattaa poiketa taulukon 4.5 tuloksista.

Tuulipuistolle on määritettävä omat painotetut pörssisähköhinnat, koska tuulivoiman tuotantoprofiili on erilainen. Kuvassa 4.2 on esitetty tuulivoiman ja aurinkovoiman tuotantoprofiilit yhden vuoden aikana.



Kuva 4.2 Tuuli- ja aurinkovoiman tuotantoprofiili vuoden aikana. (Lapin Voima 2021).

Kuvasta 4.2 voidaan todeta tuulivoiman tuotannon olevan huomattavasti tasaisempaa läpi vuoden. Tuulipuiston painotetut pörssisähkön keskiarvohinnat on laskettu aikavälillä 1.1.2021-31.12.2024. Tulokset on esitetty taulukossa 4.6.

Taulukko 4.6 Painotetut pörssisähköhinnat tuotetulle tuulisähkölle. Tuulipuiston koko on 50 MW

Vuosi	(snt/kWh)
2021	8,96
2022	18,79
2023	7,11
2024	6,06
2021–2024	10,3

Taulukosta 4.6 nähdään, että tuotetun tuulienergian painotetut keskiarvohinnat ovat olleet suurin piirtein samansuuruisia kuin aurinkopuistossa. Tässä tarkastelussa on myös oletettu, että kaikki tuotettu energia on myyty suoraan sen hetkiselä pörssisähkön hinnalla.

## 5 LIITYMISJOHTOJEN SUUNNITTELUPERUSTEET

Liittymisjohdon rakentaminen lähtee liikkeelle asiakkaan tarpeesta. Asiakas tekee kyselyn tuotannon liittämistä verkkoon. Asiakas kertoo kyselyssään paikan, johon haluaisi tuotantonsa perustaa, sekä tuotannon kokoluokan. Mikäli uusi voimalaitos ei sijaitse jo olemassa olevien siirtoverkkojen varrella, joudutaan rakentamaan uutta siirtoverkkoa (Pöyry 2016). Komponenttien valinta ja verkon kapasiteetti ovat tilannekohtaisia ja riippuvat voimalaitoksen suuruudesta, sekä etäisyydestä liittymispisteeseen. Liittymisjohtoa rakennuttaessa on pyrittävä valitsemaan taloudellisesti järkevimmät komponentit niin, että asiakkaan tarpeet saadaan katettua. Liittymisjohdon reittivaihtoehdon on oltava mahdollisimman taloudellinen ja luontoarvot huomioon ottava. Pelkästään liittymisjohdon suunnittelu ja rakentaminen ei välttämättä riitä. Tämä johtuu siitä, että suuret voimalaitokset voivat aiheuttaa myös saneeraustarpeita olemassa olevaan alueverkkoon, joka kasvattaa kustannuksia. Ideaalit paikat tuotannon liittämiseksi ovat pisteitä, joissa kapasiteettiä on vapaana jo entuudestaan.

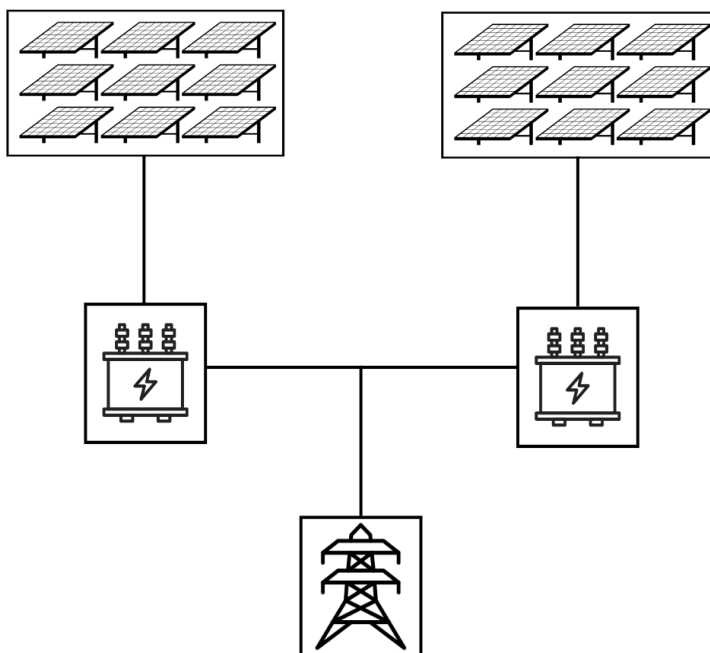
### 5.1 Liittymisjohdon kapasiteetti

Liittymisjohto pyritään rakentamaan mahdollisimman edullisesti niin, että verkko täyttää tekniset ja turvallisuusvaatimukset. Mitä pidempi liittymisjohto on rakennettava, sitä suuremmat kustannukset tulevat olemaan. Verkkoa suunnitellessa on otettava tarkasti huomioon huipputehot. Aurinko- ja tuulipuistot voivat aiheuttaa suuria huipputehoja, jotka on pystyttävä siirtämään ilman ylikuormituksia tai turvallisuusriskejä. Siirretyn sähkön on oltava myös riittävän laadukasta. Kyseinen tuotantotyyppi on tunnettava, koska kuormat, niiden koostumus ja ajallinen vaihtelu on tiedostettava. Laskelmien perusteella verkosta saadaan arvioitua seuraavat tekijät (Elovaara, 2011):

- Sähkön siirrossa syntyneet häviöt
- Verkon jänniteolot sekä jännitteenalenemien hyväksyttävyyys eri kuormitustilanteissa ja vaihtoehtoisilla verkkosuunnitelmissa
- Johdinpoikkipintojen riittävyys ja taloudellisuus
- Johtojen kuormittuminen ja kuormituksen tasaisuus
- Johtimien lämpeneminen
- Pyörivän varavoiman tarve

- Loistehon tuotanto ja kulutus sekä jännitteen säätö
- N-1 vikojen jälkitilanteet. Tulokset ovat riippuvaisia ennen vikaa vallinneesta tilanteesta ja vikatyypistä. Voidaan siis joutua tarkastelemaan useita erilaisia jälkitilanteita.

Verkon suunnittelussa ja kuormitusten arvioinnissa on mietittävä tulevaisuuden näkymiä. Liittymisjohtoa suunnitellessa täytyy miettiä, onko mahdollista, että tulevaisuudessa toinen tuotantolaitos voisi liittyä samaan liittymisjohtoon, joka pienentäisi molempien tuottajien siirtokustannuksia ja parantaisi liiketoimintaa. Suurjänniteverkkoa rakennetaan pitkälle tulevaisuuteen, ja sen pitoaika on 50–60 vuotta (Energiavirasto 2024). Tämän takia on tärkeää miettiä, olisiko järkevää varata ylimääräistä kapasiteettiä liittymisjohtoon siltä varalta, että toinen asiakas haluaisi myöhemmin liittyä samaan johtoon. Mikäli verkkoa joudutaan myöhemmin vahvistamaan, aiheutuu siitä suuria kustannuksia. Tämän takia verkko olisi hyvä rakentaa kerralla kuntoon. Toisessa skenaariossa, jossa kapasiteettiä varataan enemmän verkkoon, mutta toista tuotantoliittijää ei ikinä tule, on tehty taloudellisesti epäkannattavaa verkon suunnittelua. Huomioitavaa tässä on se, että tuotantoliittijältä on perittävä siirto- ja liittymismaksuissa rakennetusta verkosta aiheutuvat kustannukset. Muussa tapauksessa kustannukset jäävät verkkoyhtiölle. Kuvassa 5.1 on havainnollistettu kahden aurinkopuiston liittyminen samaan liittymisjohtoon.



Kuva 5.1 Kaksi aurinkopuistoa samassa liittymisjohdossa.

Jokainen tapaus on tutkittava yksityiskohtaisesti läpi ja tehtävä vaadittavat laskelmat. Laskelmissa voidaan arvioida paljon kustannukset nousevat, jos kapasiteettia varataan enemmän. Tällä perusteella pystytään arvioimaan, kuinka nopeasti toisen tuotantoliittyjän tulisi liittyä, jotta kapasiteetin varaaminen olisi kannattavaa. Kapasiteettia varaamalla voidaan myös houkuttaa tulevaisuudessa asiakasta helpommin samaan liittymisjohtoon. Tämä tarkoittaa sitä, että jos tulevaisuudessa uusi tuotantoliittyjä olisi halukas liittymään lähialueelle, tuotantoverkkoyhtiö voisi houkuttaa asiakasta rakentamaan tuotantonsa lähelle paikkaa, jossa on jo liittymisjohto valmiina. Tuotantoverkkoyhtiö pystyisi lupaamaan asiakkaalle pienemmät siirtohinnat, koska verkko on jo rakennettu.

Kukaan ei kuitenkaan pysty ennustamaan mitä tulevaisuudessa tulee tapahtumaan, varsinkin kun puhutaan kymmenistä vuosista. Tuuli- ja aurinkovoiman oletetaan kasvavan vauhdilla tulevaisuudessa (Energiateollisuus 2023). Suuren kasvun takia voidaan olettaa, että tulevaisuudessa tuotantoliittyjiä olisi tulossa enemmän markkinoille. Tällöin useamman tuotannon yhteinen liittymisjohto olisi kaikille osapuolille kannattava ratkaisu. Analyysija tehdessä olisi tärkeää tehdä eri skenaarioita. Skenaarioita vertailemalla pystyttäisiin arvioimaan, mikä olisi järkevin tapa rakentaa verkkoa sen hetkisten tietojen perusteella.

Käydään seuraavaksi läpi, miten johtojen siirtokykyjä voidaan laskea, ja miten valita sopiva johdin. Jokaista tuotantoliittyjää kohden on valittava taloudellisesti järkevä johdin. Johtimen terminen siirtokyky voidaan laskea seuraavalla yhtälöllä (Elovaara, 2011).

$$S = \sqrt{3} * U * I, \quad (5.1)$$

missä

$U$  = laskentajännite

$I$  = johtimen kuormitettavuus

Yhtälön 5.1 avulla on laskettu muutamille 110 kV ilmajohdoille terminen siirtokyky, ja ne on esitetty taulukossa 5.1. Johtimien kuormitettavuus on määritetty ympäristön lämpötilan ollessa + 30 celsiusastetta ja tuulen ollessa 0,6 m/s.

Taulukko 5.1 110 kV ilmajohtojen termisiä siirtokykyjä.

Johdin	I (A)	S (MVA)
Suursavo	350	67
Ostrich	430	82
Duck	640	122
2 x Duck	1280	244

Todellisessa tilanteessa Suomessa lämpötila on usein matalampi kuin + 30 °C. Johtojen terminen siirtokyky kasvaa ympäristön lämpötilan laskiessa alemmaksi. Talvisin johtoja pystytään tämän takia kuormittamaan enemmän. Tuulen nopeus ja kulma johtimeen nähdessä vaikuttaa myös johdinten siirtokykyyn, koska suuremmat tuulennopeudet viilentävät johtimia tehokkaammin. (Elovaara, 2011)

## 5.2 Liittymisjohdon rakennuttamisen kustannukset

Liittymisjohdon rakennuttamisen kustannukset ovat tärkeässä roolissa määrittäessä siirtotariffia. Rakennuttamisen kustannukset käydään läpi viidessä eri vaihtoehdossa: Ensimmäisessä vaihtoehdossa liittymisjohtona on Suursavo-ilmajohto. Toisessa vaihtoehdossa on Ostrich-ilmajohto. Kolmannessa vaihtoehdossa on Duck-johdin. Neljännessä vaihtoehdossa on 2 x Duck. Viides vaihtoehto on Duck-johdin sellaisilla pylväillä, jossa on yksi virtapiiri ja kaksi osajohdinta, jotta liittymisjohdosta saataisiin myöhemmin tehtyä tarvittaessa 2 x Duck lisäämällä toinen osajohdin. Tällöin pylväsrakenteita ei tarvitsisi muuttaa, ja kapasiteetin kasvattamisesta tulee huomattavasti halvempaa myöhemmässä vaiheessa. Kaikkien näiden skenaarioiden termiset siirtokyvyt löytyvät taulukosta 5.1.

Liittymisjohdon kustannukset voi laskea käyttämällä energiaviraston antamia yksikköhintoja. Johtimien ja pylväiden lisäksi tarvitsee myös ukkosjohtimet 110 kV verkon rakentamiseen (Fingrid, 2017). Energiaviraston johtimien hinnat on ilmoitettu johdinkohtaisesti, joten ukkosjohtimia tarvitaan kaksi. Suursavo, Ostrich ja Duck vaativat kolme johdinta ja 2 x Duck kuusi johdinta. Pylväinä laskennassa käytetään nykyään usein käytettyjä harustettuja teräsristikkopylväitä (Fingrid 2024). Käytetään harustettuja

teräsristikkopylväitä kaikissa vaihtoehdoissa. Lisäksi vaaditaan johtoerotin sekä johtoaluekorvaus, joka riippuu verkon rakennusalueen haastavuudesta (Elovaara, 2011). Vaadittujen komponenttien energiaviraston antamat hinnat on esitetty taulukossa 5.2.

Taulukko 5.2 Komponenttien yksikköhinnat (Energiavirasto 2024).

Komponentti	Hinta
Teräsristikkopylväs, harustettu: yksi virtapiiri, yksi osajohdin	27500 €/kpl
Teräsristikkopylväs, harustettu: yksi virtapiiri, kaksi osajohdinta	29900 €/kpl
Johdin (Suursavo)	2400 €/km
Johdin (Ostrich)	5900 €/km
Johdin (Duck)	9200 €/km
Ukkosjohdin	3100 €/km
Johtoerotin, kauko-ohjattu	47200 €/kpl
Johtoaluekorvaus helppo: asemakaavan ulkopuolinen alue	8300 €/km

110 kV johtojen pylväsvälit ovat Suomessa noin 250–300 metriä riippuen maastosta. Analyyseissa käytetään pylväsvälinä 275 metriä aina pyöristäen pylväiden lukumäärän ylöspäin. Verkon kustannukset lasketaan kaikissa vaihtoehdoissa 10 kilometrin matkalle. Taulukossa 5.3 on esitetty esimerkkilaskelma verkon kustannuksista Ostrich-johtimella.

Taulukko 5.3 Esimerkkilasku liittymisjohdon rakentamisen kustannuksista.

Komponentti	Määrä	Summa (€)
Teräsristikkopylväs (yksi virtapiiri, yksi osajohdin)	10000 m / 275 m = 37 kpl	37 kpl * 27500 €/kpl = 1,02 milj €
Johdin (Ostrich)	10 km * 3 = 30 km	30 km * 5900 €/km = 177 k€
Ukkosjohdin	10 km * 2 = 20 km	20 km * 3100 €/km = 62 k€
Johtoerotin, kauko-ohjattu	1 kpl	47,2 k€
Johtoaluekorvaus	10 km	10 km * 8300 €/km = 83 k€

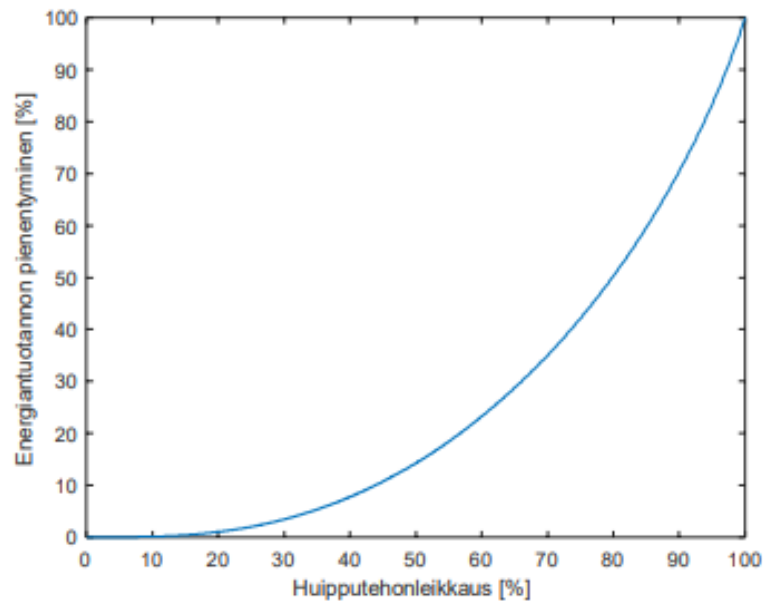
Kaikkien viiden eri vaihtoehtojen rakennuttamiskustannukset 10 kilometrin matkalle on esitetty taulukossa 5.4.

Taulukko 5.4 Eri vaihtoehtojen rakennuttamiskustannukset.

Liittymisjohto	Kustannukset (1 km)	Kustannukset (10 km)
Suursavo	128 k€	1,28 milj €
Ostrich	139 k€	1,39 milj €
Duck	149 k€	1,49 milj €
2 x Duck	185 k€	1,85 milj €
Duck-pylväillä, joissa paikka 2 osajohtimelle	157 k€	1,57 milj €

### 5.3 Huipputehojen rajoittaminen aurinkoenergian tuotannossa

Aurinkopaneelit tuottavat energiaa päiväsaikaan auringon paistaessa. Tuotanto ei siis ole tasaista. Tämä on ongelmallista verkon taloudellisen mitoituksen kannalta. Koska verkon kustannukset aiheutuvat pitkällä aikavälillä mitoitustehosta, on kallista rakentaa verkkoa lyhytaikaisten huipputehojen perusteella (Honkapuro et al. 2017). Yksi mahdollisuus olisi rajoittaa aurinkoenergian tuotannon huipputehoja. Huipputehoja leikkaamalla menetetään osa tuotetusta energiasta. Huipputehojen leikkaaminen voi silti olla järkevää, koska tällä tavoin voidaan säästää rahaa verkon rakentamisessa. Asiakas voisi saada liittymän halvemmalla, jos asiakas suostuu leikkaamaan huipputehoja, ja saada näin taloudellista hyötyä. Kuvassa 5.1 on esitetty, miten huipputehon leikkaaminen tyypillisessä aurinkosähköjärjestelmässä vaikuttaa tuotetun energian määrään. Kuvasta nähdään, että vaikka huipputehoja rajoitettaisiin puoleen, niin vuoden tuotantomäärä laskisi vain noin 10 %. (Lassila et al. 2019)



Kuva 5.1. Aurinkosähkön energiantuotannon vähentyminen huipputehon leikkauksen seurauksena.

Energiavarastojen käyttö mahdollistaa aurinkosähkön tuotannon tasaamisen sekä päiväaikaisen huipputuotannon tasaamisen sähköverkon näkökulmasta. Energiavarastojen avulla huipputehoja tasaamalla tuotantoa ei tarvitsisi menettää. Huipputuotannon aikaan osa sähköstä voitaisiin varastoida energiavarastoon. Huipputehoja leikkaamalla tai energiavaraston avulla voidaan vähentää verkon kapasiteetikustannuksia ja välttää suuria investointeja. Samalla ne mahdollistavat uusiutuvan energian tuotannon kasvun ilman suuria ongelmia. Aurinkopuistojen suunnittelussa ja toteutuksessa on tärkeää huomioida nämä mahdollisuudet, jotta niiden potentiaali voidaan hyödyntää täysimääräisesti.

#### 5.4 Kapasiteetin varaaminen toista liittijää varten

Kapasiteetin varaaminen heti alussa mahdolliselle toiselle liittijälle voi olla järkevää. Seuraavassa esimerkissä oletetaan, että kaikki rakennuttamisen kustannukset katetaan lainalla. Laskuissa käytetään annuiteetilainaa, jota lyhennetään kerran vuodessa. Annuiteetilaina esitetty yhtälössä (5.4) (Omaan tahtiin 2019).

$$D1 = h1 * l, \quad (5.2)$$

$$D2 = h2 * l, \quad (5.3)$$

$$C1 = D1 * r^n * \frac{1 - r}{1 - r^n}, \quad (5.4)$$

$$C2 = D2 * r^n * \frac{1 - r}{1 - r^n}, \quad (5.5)$$

missä

$D1$  = lainan suuruus ilman kapasiteettivarausta

$D2$  = lainan suuruus kapasiteettivarauksen kanssa

$l$  = liittymisjohdon pituus

$h1$  = verkon rakennuttamisen hinta kilometriä kohden ilman kapasiteettivarausta

$h2$  = verkon rakennuttamisen hinta kilometriä kohden kapasiteettivarauksen kanssa

$C1$  = maksettavan tasaerän suuruus ilman kapasiteettivarausta

$C2$  = maksettavan tasaerän suuruus kapasiteettivarauksen kanssa

$r$  = korkotekijä

$n$  = maksuerien määrä

Yhtälössä (5.6) on esitetty, milloin toisen sähkön tuottajan tulisi liittyä verkkoon, jotta kapasiteetin varaaminen on kannattavaa. Laskelmassa molempien tuottajien siirtohinnot laskevat alkuperäisestä hinnasta, sillä hetkellä, kun toinen tuottaja liittyy verkkoon. Yhtälössä ei huomioida voiton tekemistä ja oletetaan, että kustannukset saadaan katettua vaaditun takaisinmaksuajan puitteissa. Yhtälössä ensimmäinen liittynä maksaa siirtohintaa kapasiteetistä, jonka hänen tuotantonsa edellyttää. Toisen tuotannon liittyessä molempien siirtohinnot ovat yhtä suuret. Laskennoissa on oletettu myös, että toisen tuotannon kokoluokka on samansuuruinen kuin ensimmäisen liittynän. Eri johdinten siirtokapasiteetit on esitetty taulukossa 5.1 ja niiden kustannukset taulukossa 5.2

$$D2 * n < a * D1 + (n - a) * D1 * (1 - x) * 2, \quad (5.6)$$

missä

$a$  = vuosi, jolloin toinen liittynä liittyy

$x$  = siirtohintojen prosentuaalinen lasku

Taulukossa 5.5 on esitetty laskennassa käytetyt parametrit sekä yhtälöstä ratkaistu tulos  $a$  pyöristettynä alaspäin kokonaisluvuksi

Taulukko 5.5 Laskennassa käytetyt parametrit.

Parametri	Arvo
Tuotantojen suuruus	50 MW
L	10 km
h1 (Suursavo)	128 k€/km
h2 (Duck)	149 k€/km
K1	1,28 miljoonaa euroa
K2	1,49 miljoonaa euroa
Q	5 %
N	30 v
A1	83,27 k€
A2	97,00 k€
$x$	30 %
$a$	17

Taulukosta 5.5 nähdään, että toisen liittyjän olisi liityttävä 17 vuoden sisällä, jotta kapasiteetin varaaminen kannattaa 30 % hinnan laskulla ja 30 vuoden takaisinmaksuajalla. Taulukossa 5.6 on esitetty miten tulokset muuttuvat, kun takaisinmaksuaikaa lyhennetään.

Taulukko 5.6 Laskennan tulokset eri takaisinmaksuajalla.

n	a
30	17
25	14
20	11
15	8
10	6

### **5.5 Liittymisjohdon maksimipituus aurinko- ja tuulipuistoille**

Liittymisjohdon maksimipituus aurinko- ja tuulipuistoissa on tärkeää arvioida. Tällöin pystytään selvittämään, kuinka kauas liittymispisteestä voidaan edes teoriassa suunnitella energiantuotantoa. Työssä on arvioitu 110 kilovoltin liittymisjohdon maksimipituutta 50 MW:n aurinko- ja tuulipuistoille. Analyysissä on käytetty erilaisia vuotuisia voitto-odotuksia puiston omistajalle suhteutettuna yhden vuoden kustannuksiin. Tällä tavalla voimme arvioida, kuinka paljon rahaa jää käytettäväksi siirtokustannuksiin vuodessa. Tämän jälkeen voidaan laskea, kuinka monta kilometriä liittymisjohtoa on mahdollista rakentaa maksimissaan. Liittymisjohdon rakentamisessa käytetään annuiteettimenetelmää, joka on samalla korolla kuin puiston WACC. Liittymisjohdon kustannukset ja liittyminen kytkinlaitokseen maksetaan pois tasaeränä kerran vuodessa voimalaitoksen pitoajan aikana. Lisäksi on maksettava siirtomaksut. Siirtomaksuissa käytetään taulukossa 2.1 esitettyjä Fingridin siirtomaksuja tuotannolle. Voimalaitoksen tehomaksu muutetaan energiamaksuksi vuodessa tuotetun energian ja voimalaitoksen koon perusteella. Tämä on esitetty yhtälössä 5.8

Aurinkopuiston liittymisjohdon maksimipituuden arvioinneissa on käytetty aikaisemmin laskettuja arvoja. Aurinkopuiston parametrit on laskettu kappaleessa 4 ja rakennuttamisen kustannukset kappaleessa 5. Laskennassa käytetyt parametrit on esitetty taulukossa 5.7 ja tulokset taulukossa 5.8.

Taulukko 5.7 Liittymisjohdon pituuden laskennassa käytetyt parametrit aurinkosähköpuistossa.

Parametri	Arvo
Koko (MWp)	50
Pitoaika (a)	30
WACC (%)	7
LCOE (snt/kWh)	5,29
2023 painotettu spot (aurinko snt/kWh)	6,47
Huipunkäyttöaika (h)	990
Tuotettu energia vuodessa (GWh)	49,5
Johdon rakennuttamisen kustannukset (k€/km)	128
Voittoa suhteessa kustannuksiin vuodessa (%)	10

$$\text{Liittymisen kytkinlaitokseen} = 900 \text{ k€} * 1,07^{30} * \frac{1 - 1,07}{1 - 1,07^{30}} = 72,5 \frac{\text{k€}}{a} \quad (5.7)$$

$$\text{Siirtomaksut} = 0,66 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} + \left( \frac{\left( \frac{175\text{€}}{\text{MW}} * 12 \text{ kk} * 50 \text{ MW} \right)}{49,5 \text{ GWh}} \right) = 0,278 \frac{\text{c}}{\text{KWh}} \quad (5.8)$$

$$\text{Vuosikustannukset} = 72,5 \frac{\text{k€}}{a} + 49,5 \text{ GWh} * \left( \text{LCOE} + 0,278 \frac{\text{c}}{\text{KWh}} \right) = 2826 \text{ k€}/a \quad (5.9)$$

$$\text{Tavoiteltu voitto vuodessa} = \text{Vuosikustannukset} * 0,1 = 282,6 \text{ k€} \quad (5.10)$$

$$\text{Tuotot vuodessa} = 49,5 \text{ GWh} * 6,47 \frac{\text{snt}}{\text{kWh}} = 3203 \text{ k€} \quad (5.11)$$

$$\text{Käytettävissä liittymisjohtoon} = (3203 - 2826,6 - 282,6) * \text{k€} = 93,7 \text{ k€} \quad (5.12)$$

$$\text{Liittymisjohdon hinta vuodessa} = 128 \frac{\text{k€}}{\text{km}} * 1,07^{30} * \frac{1 - 1,07}{1 - 1,07^{30}} = 10,3 \frac{\text{k€}}{\text{km}} \quad (5.13)$$

$$\text{Liittymisjohdon pituus} = \frac{93,7 \text{ k€}}{10,3 \frac{\text{k€}}{\text{km}}} = 9,1 \text{ km} \quad (5.14)$$

Taulukko 5.8 Aurinkosähköpuiston liittymisjohdon maksimipituus eri tuotto-odotuksilla.

Voittoa suhteessa sijoitettuun pääomaan vuodessa	Liittymisjohdon maksimipituus
5 %	22,8 km
10 %	13,6 km
12 %	3,6 km
13 %	0,87 km

Tuulipuiston liittymisjohdon maksimipituuden laskennassa käytetyt parametrit on esitetty taulukossa 5.9. Kokoluokka, pitoaika, LCOE ja huipunkäyttöaika on tutkimusraportista (Vakkilainen et al. 2017). Tuulipuiston liittymisjohdon maksimipituudet voitto-odotuksien muuttuessa on esitetty taulukossa 5.10.

Taulukko 5.9 Liittymisjohdon pituuden laskennassa käytetyt parametrit tuulipuistossa.

Parametri	Arvo
Koko (MW)	50
Pitoaika (a)	25
WACC (%)	7
LCOE (snt/kWh)	4,85
2024 painotettu spot (tuuli snt/kWh)	6,06
Huipunkäyttöaika (h)	2860
Tuotettu energia vuodessa (GWh)	143
Johdon rakennuttamisen kustannukset (k€/km)	128
Liittymisjohdon hinta annuiteettilainalla (k€/km)	10,3
Voittoa suhteessa kustannuksiin vuodessa (%)	10
Liittymisjohdon maksimi pituus (km)	66,6

Taulukko 5.10 Tuulipuiston liittymisjohdon maksimipituus eri tuotto-odotuksilla.

Voittoa suhteessa sijoitettuun pääomaan vuodessa	Liittymisjohdon maksimi pituus
10 %	66,6 km
15 %	33,8 km
20 %	1,0 km

## 6 SIIRTOHINNAT ERI LIITTYMISJOHDOILLA

Tuotantoverkkoyhtiön on saatava katettua liittymisjohdon kustannukset riippumatta tariffirakenteesta. Näin siirtohinnot määritellään analyysien perusteella siten, että liittymisjohdon kustannukset saadaan katettua takaisinmaksuajan vaihdellessa 10–30 vuoden välillä. Taulukossa 5.4 esitetyille liittymisjohdoille on laskettu vuosittaiset kustannukset annuiteettilainana 7 % korolla. Käyttämällä yhtälöä 5.4 on saatu seuraavat tulokset, jotka on esitetty taulukossa 6.1

Taulukko 6.1 Siirtohinnoilla vaaditut tuotot 10 kilometrin liittymisjohdolle 7 % korolla.

Takaisinmaksuaika	Suursavo	Ostrich	Duck	Duck (2 x duck pylväillä)	2 x Duck
30 v	103 k€/a	112 k€/a	120 k€/a	127 k€/a	149 k€/a
25 v	110 k€/a	119 k€/a	127 k€/a	135 k€/a	159 k€/a
20 v	121 k€/a	131 k€/a	140 k€/a	149 k€/a	175 k€/a
15 v	141 k€/a	152 k€/a	163 k€/a	173 k€/a	203 k€/a
10 v	182 k€/a	197 k€/a	212 k€/a	224 k€/a	263 k€/a

Kaikille aurinkopuistojen kokoluokille käytetään huipunkäyttöaikana taulukon 4.1 arvoilla yhtälössä 4.2 ratkaistua 990 tuntia. Tuulipuiston huipunkäyttöaikana käytetään taulukossa 4.4 esitettyä 2860 tuntia. Liittymisjohdon pituutena käytetään kaikissa tapauksissa 10:tä kilometriä. Tuotetun energian vuodessa pystyy laskemaan, kun ratkaisee E:n yhtälöstä 4.2. Tuotettu energia vuodessa on esitetty yhtälössä 6.1.

$$E = \text{Huipunkäyttöaika} * \text{Asennettu kapasiteetti} \quad (6.1)$$

### 6.1 Aurinko- ja tuulipuiston siirtohintojen suuruudet

Useimmissa tapauksissa suurille tuotannoille ei ole alueverkossa kapasiteettia niin, että siihen pystyisi liittymään ilman muun verkon saneeraamista. Tällöin muuta verkkoa joudutaan saneeraamaan tuotantoliittyjän takia. Mikäli verkossa olisi valmiiksi kapasiteettia ja tuotantoliittyjä käyttää sen, voidaan verkkoa joutua myöhemmin saneeraamaan toisia asiakkaita varten. Tämän takia on kehitetty maksu, jota kutsutaan nimellä

kapasiteettivarausmaksu. Tämä maksu on otettava huomioon tuotantoliittyjän kustannuksia arvioidessa. (Energiavirasto 2010).

Tässä tarkastelussa ei huomioida loistehoon tai loisenergiaan liittyviä kustannuksia, vaan käytetään kiinteää kuukausittain maksettavaa voimalaitoksen tehonmaksua sekä siirretystä energiasta aiheutuvaa maksua. Sähkönsiirrossa suurin osa kustannuksista on kiinteitä kustannuksia, eivätkä liity siirretyn energian määrään (Honkapuro et al. 2017). Tämän takia käytetään hinnoittelussa mallia, jossa 70 % liittymisjohdon kustannuksista koostuu kiinteästä voimalaitoksen tehonmaksusta ja 30 % siirretystä energiasta. Taulukosta 5.1 voidaan aina katsoa mikä johdinrakenne on valittava, jotta sen kapasiteetti riittää siirtämään vaaditun tehon. Tämän jälkeen on valittava taulukosta 6.1 mikä takaisinmaksuaika halutaan kyseiselle johtimelle. Tämän lisäksi kaikkiin tehomaksuihin on lisättävä taulukon 2.1 voimalaitoksen tehomaksu. Tämä johtuu siitä, että Fingrid perii kyseistä maksua suoraan tai välillisesti sähköverkkoon liittyneistä voimalaitoksista (Fingrid 2024). Lisäksi on maksettava kiinteä kapasiteettivarausmaksu, joka vaihtelee jakeluverkkoyhtiöiden välillä. Tämän maksun suuruus on kiinni vain voimalaitoksen koosta. Yhtälössä 6.2 on esitetty Järvi-Suomen energian kapasiteettivarausmaksun suuruus. Tehomaksun suuruus voidaan ratkaista yhtälöllä 6.3 ja energiamaksun suuruus voidaan ratkaista yhtälöllä 6.4.

$$\text{Kapasiteettivarausmaksu} = 7,3 \frac{\text{€}}{\text{kVA}} * \text{kapasiteetti} \quad (6.2)$$

$$\text{Teho maksu} = \frac{\text{Vaadittu tuotto} * 0,7}{12 \text{ kk} * \text{kapasiteetti}} + 175 \frac{\text{€}}{\text{MW/kk}} * \text{kapasiteetti} \quad (6.3)$$

$$\text{Energia maksu} = \frac{\text{Vaadittu tuotto} * 0,3}{\text{Huipunkäyttöaika} * \text{kapasiteetti}} \quad (6.4)$$

Yhtälöissä vaadittu tuotto tarkoittaa jotain taulukon 6.1 summaa, joka riippuu valitusta johtimesta ja takaisinmaksuajasta.

Kapasiteettivarausmaksu maksetaan kiinteänä summana verkkoon liittymisen yhteydessä, eikä sitä sisällytetä siirtohintoihin tämän luvun laskuesimerkeissä. Kaikissa laskuesimerkeissä on käytetty 10 kilometrin liittymisjohdon pituutta.

Edellä määritettyjä yhtälöitä käyttämällä on laskettu, kuinka suuret siirtohinnat 50 MW:n tuuli- ja aurinkopuisto vaatisivat eri johtimen takaisinmaksuajoilla. 50 MW:n puistot vaativat Suursavo-johtimen. Aurinkopuiston tulokset on esitetty taulukossa 6.2 ja tuulipuiston taulukossa 6.3.

Taulukko 6.2 Tuotantoverkkoyhtiön siirtohinnat 50 MW:n aurinkosähköpuistolle Suursavo-johtimella.

Takaisinmaksuaika (a)	Tehomaksu (€/MW/kk)	Energiamaksu (€/MWh)
30	295,5	0,63
25	303,3	0,67
20	316,1	0,73
15	339,2	0,85
10	387,9	1,1

Taulukko 6.3 Tuotantoverkkoyhtiön siirtohinnat 50 MW:n tuulipuistolle Suursavo-johtimella.

Takaisinmaksuaika (a)	Tehomaksu (€/MW/kk)	Energiamaksu (€/MWh)
30	295,5	0,22
25	303,3	0,23
20	316,1	0,25
15	339,2	0,30
10	387,9	0,38

Siirtotariffit vaihtelevat riippuen voimalaitoksen suuruudesta. Duck-johdinta voidaan käyttää taulukon 5.1 mukaan voimalaitoksissa, joiden suuruus on välillä 82–122 MW. Siirtohinnat on laskettu samalla tavalla kuin aikaisemmin yhtälöiden 6.3 ja 6.4 avulla 100 MW:n aurinko- ja tuulipuistoille. Siirtohinnat 100 MW:n aurinkopuistolle eri johtimen takaisinmaksuajalla on esitetty taulukossa 6.4 ja tuulipuistolle taulukossa 6.5.

Taulukko 6.4 Tuotantoverkkoyhtiön siirtohinnat 100 MW:n aurinkosähköpuistolle Duck-johtimella.

Takaisinmaksuaika (a)	Tehomaksu (€/MW/kk)	Energiamaksu (€/MWh)
30	244,8	0,36
25	249,4	0,39
20	256,8	0,42
15	267,2	0,49
10	298,4	0,64

Taulukko 6.5 Tuotantoverkkoyhtiön siirtohinnat 100 MW:n tuulipuistolle Duck-johtimella

Takaisinmaksuaika (a)	Tehomaksu (€/MW/kk)	Energiamaksu (€/MWh)
30	244,8	0,11
25	249,4	0,12
20	256,8	0,13
15	267,2	0,15
10	298,4	0,19

Liittymisjohdon siirtokykyä pystyttäisiin käyttämään tehokkaammin, jos aurinko- ja tuulipuisto ovat samassa liittymisjohdossa. Kuvasta 4.2 nähdään, että tuuli- ja aurinkopuiston tuotantokäyrät ovat hyvin erilaisia. Tällöin kapasiteettia pystytään käyttämään tasaisemmin, ja tuotantojen huiput eivät osu samaan hetkeen kuin jos kyseessä olisi kaksi saman tuotannon puistoa. Käytetään tarkastelussa 50 MW:n tuuli- ja aurinkopuistoa. Tarkastelussa käytettyjen tuntidatojen suurin yhteenlaskettu tuotanto oli 77,6 MW. Tällöin vaikka puistojen yhteenlaskettu nimellisteho on 100 MW, voidaan käyttää Ostrich-johdinta, jonka siirtokapasiteetti on 82 MW. Siirtohinnat eri takaisinmaksuajoille on laskettu samalla tavalla kuin aikaisemmin niin, että aurinkopuisto kattaa 50 % hinnoista ja tuulipuisto 50 %. Tällöin koska tuulipuisto tuottaa enemmän energiaa, sen yksikköhinta tuotetusta energiasta tulee olemaan pienempi. Aurinkopuiston hinnat on esitetty taulukossa 6.6 ja tuulipuiston taulukossa 6.7.

Taulukko 6.6 Tuotantoverkkoyhtiön siirtohinnot 50 MW:n aurinkosähköpuistolle. Tuuli- ja aurinkosähköpuisto samassa liittymisjohdossa.

Takaisinmaksuaika (a)	Tehomaksu (€/MW/kk)	Energiamaksu (€/MWh)
30	240,2	0,34
25	244,4	0,36
2	251,4	0,40
15	263,8	0,46
10	290,2	0,60

Taulukko 6.7 Tuotantoverkkoyhtiön siirtohinnot 50 MW:n tuulipuistolle. Tuuli- ja aurinkopuisto samassa liittymisjohdossa.

Takaisinmaksuaika (a)	Tehomaksu (€/MW/kk)	Energiamaksu (€/MWh)
30	240,2	0,12
25	244,4	0,13
20	251,4	0,14
15	263,8	0,16
10	290,2	0,21

Liittymisjohdot olisi hyvä rakentaa pylväillä, joissa on paikka toiselle osajohtimelle. Nämä pylväävät ovat vain hieman kalliimpia ja tällöin voidaan kasvattaa liittymisjohdon kapasiteettia myöhemmin edullisesti koska pylväitä ei tarvitsisi vaihtaa. Käydään vielä läpi skenaario, jossa liittymisjohto rakennetaan Duck-johtimeksi 2 x Duck pylväillä. Tähän johtimeen liittyy 100 MW:n aurinkopuisto. Tässä tapauksessa myöhemmin pystyisi liittymään 100–144 MW kapasiteettia, kun lisätään toinen osajohdin. Tällöin ensimmäinen asiakas maksaisi siirtohintoja Duck-johtimesta, jossa 2 x Duck-pylväävät. Nämä hinnat on esitetty taulukossa 6.8. Toisen asiakkaan liittyessä koko liittymisjohdosta tehdään 2 x Duck, jolloin molemmat asiakkaat maksavat sitä yhdessä. Oletetaan, että toinen asiakas liittyy myös 100 MW:n aurinkopuistolla. Hinnat, jotka molemmat liittymiset maksavat tässä skenaariossa, on esitetty taulukossa 6.9.

Taulukko 6.8 Tuotantoverkkoyhtiön siirtohinnot 100 MW:n aurinkosähköpuistolle Duck-johtimella jossa 2 x Duck-pylväät.

Takaisinmaksuaika (a)	Tehomaksu (€/MW/kk)	Energiamaksu (€/MWh)
30	249,0	0,38
25	253,8	0,41
20	261,7	0,45
15	275,8	0,52
10	305,8	0,68

Taulukko 6.9 Tuotantoverkkoyhtiön siirtohinnot kahdelle 100 MW:n aurinkosähköpuistolle 2 x Duck-johtimella.

Takaisinmaksuaika (a)	Tehomaksu (€/MW/kk)	Energiamaksu (€/MWh)
30	249,0	0,23
25	253,8	0,24
20	261,7	0,26
15	275,8	0,31
10	305,8	0,40

Tuloksista huomataan, että voimalaitoksen koon kasvaessa hinnat pienentyvät merkittävästi. Tämä johtuu siitä, että liittymisjohdon rakennuttamiskustannukset eivät kasva paljoa suhteessa kapasiteetin kasvuun. Tämän takia suuremmat tuotantolaitokset saisivat siirtohinnot edullisemmin, joka voisi kasvattaa liiketoiminnan kannattavuutta.

Kiinteissä maksuissa on hyvänä puolena, että molemmat osapuolet tietävät hinnan suuruuden pitkällä aikavälillä, eikä siinä tule yllätyksiä. Energiamaksun huomioiminen on kuitenkin myös tärkeää, sillä kaikkea tuotettua energiaa ei välttämättä pystytä käyttämään paikallisesti jakeluverkon alueella. Tällöin osa tuotetusta energiasta siirrettäisiin Fingridin verkkoon, joka aiheuttaisi lisäkustannuksia jakeluverkon haltijalle taulukon 2.1 mukaisesti. Pelkkä energiamaksu toisi mukanaan epävarmuutta siirtohintojen suuruudesta. Energiantuotanto saattaa vaihdella eri vuosina riippuen sääolosuhteista, tällöin ei ole varmuutta energiamaksusta saatujen tulojen suuruudesta. Myös sähköntuottajan mahdolliset

energiavarastot voivat vaikuttaa siirretyn energian määrään. Tämä aiheuttaisi riskejä tuotantoverkon omistajalle.

Hinnoitteluun voisi lisäksi olla järkevää ottaa mukaan huipputehoon perustuva rajatariffi. Huipputehoon perustuvalla hinnoittelulla voidaan luoda asiakkaalle kannustin olla ylittämättä ennalta sovittua tehoa. Laittamalla tarpeeksi suuret tehoon perustuvat siirtohinnat tietyn pisteen ylittävälle teholle voidaan houkutella asiakasta leikkaamaan huipputehoja. Tehorajan ylittämisestä voisi seurata asiakkaalle lisämaksu, joka voisi olla €/kW tai €/ylityskerta. Maksujen suuruutta täytyy kuitenkin miettiä tapauskohtaisesti. Jos hinnat ovat tarpeeksi suuret, on sähkön siirtäminen tietyn pisteen jälkeen kalliimpaa kuin siitä saatavat tuotot, jonka takia asiakas ei sitä halua tehdä. Tällöin voitaisiin rakentaa tuotantoverkkoa pienemmällä siirtokapasiteetilla, joka kasvattaisi toiminnan kannattavuutta. (Honkapuro et al. 2017).

Edellä mainitussa toiminnassa on kuitenkin riskinsä. Käyttämällä kyseistä hinnoittelumenetelmää ei voida kuitenkaan voida täysin varmistua siitä, ettei asiakas haluaisi ylittää tiettyä tehoa. Varsinkin tulevaisuudessa sähkön hinta voi vaihdella suuresti sääriippuvaisen tuotannon takia (Energiauutiset 2021). Täten voidaan joutua tilanteeseen, jossa sähkön markkinahinta olisi niin korkea, että asiakas ylittäisi huipputehon hinnoittelun kannustimesta huolimatta. Tämän takia verkon kapasiteetin mitoittaminen puhtaasti luottaen hinnoittelun kannustimiin ei ole luotettavaa toimintaa.

Siirtotariffeja suunnitellessa sekä kustannuksia arvioidessa on tärkeää ottaa huomioon myös taustaverkon mahdolliset saneeraustarpeet. On todennäköistä, ettei suurille voimalaitoksille ole alueverkossa valmiiksi tarpeeksi kapasiteettia, jolloin taustaverkkoa joudutaan saneeraamaan. Huipputehoon perustuvalla hinnoittelulla pystytään vaikuttamaan myös siihen, kuinka suuresti taustaverkkoa on saneerattava voimalaitoksen takia. Aikaisemmin lasketut teho- ja energiamaksut on laskettu ihanteellisessa tilanteessa, jossa tuotantoa ei siirry Fingridin verkkoon. Todellisuudessa suuresta tuotannosta osa tulisi siirtymään Fingridin verkkoon, jos samassa liittymisjohdossa ei ole suuria kulutuksia kuten datakeskuksia.

## 7 TUOTANTOVERKKOYHTIÖN SIIRTOHINNAT JÄRVI-SUOMEN ENERGIAN VERKOSSA

Tuotantoverkkoyhtiön tapauksessa tuotantoliittyjä voisi maksaa siirtohintojen muodossa myös kapasiteettivarausmaksua. Tällöin puolestaan tuotantoverkkoyhtiö maksaisi sille jakeluverkkoyhtiölle, jonka verkkoon liittymisjohtoa ollaan rakentamassa, heidän hinnastonsa mukaisen kapasiteettivarausmaksun. Tällä menetelmällä kaikki verkkoon liittymisestä aiheutuvat kustannukset saadaan tuotantoliittyjälle siirtohintojen muodossa, joita heidän pitäisi joka tapauksessa maksaa.

Mikäli tuotantoa tulee jonkin jakeluverkkoyhtiön suurjänniteverkkoon, on huomioitava heidän käyttämänsä hinnasto. Käytetään tässä työssä Järvi-Suomen Energian suurjännitetariffeja, kun tutkitaan kustannuksia tuotannosta tai kulutuksesta. Järvi-Suomen Energian suurjännitetariffit on esitetty taulukossa 7.1.

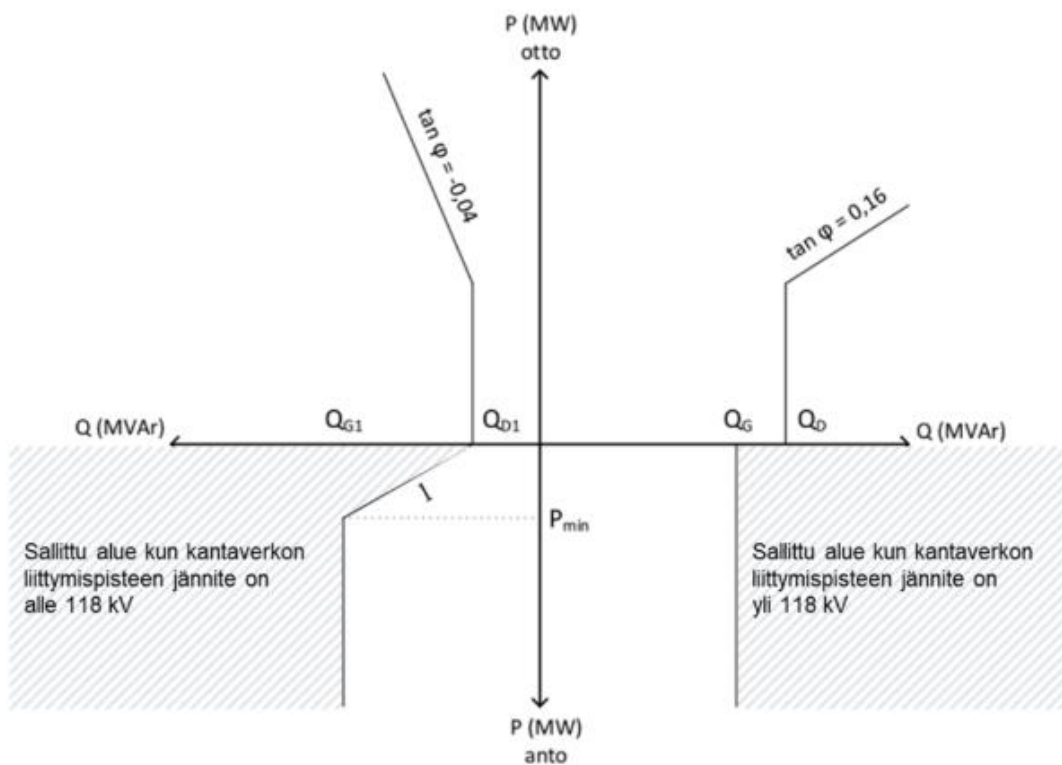
Taulukko 7.1 Järvi-Suomen energian suurjännitteisen sähkönjakelun siirtohinnasto.

Perusmaksu	1000 €/kk
Kantaverkkoonantomaksu	0,3 €/MWh
Kantaverkostaottomaksu	1,5 €/MWh

Taulukossa 7.1 esiintyvät hinnat tulevat vielä Fingridin kantaverkkomaksujen päälle, jotka on esitetty taulukossa 2.1.

Toinen kuluerä, joka täytyy huomioida laskuissa, on kantaverkkoonantomaksu Fingridille. Kantaverkkoonantomaksu tarkoittaa sähköenergian määrää, joka siirtyy kantaverkon liittymispisteen yli Fingridin verkkoon. Mikäli liittymisjohdon liittymispiste on Fingridin omistamassa kantaverkossa, joutuu energian siirtämisen Fingridin verkkoon maksamaan liittymisjohdon omistaja. Toisessa vaihtoehdossa liittymisjohdon liittymispiste on jakeluverkkoyhtiön suurjännitteisessä alueverkossa. Tällöin kustannukset ylimääräisen tuotannon siirtämisestä Fingridin verkkoon joutuu maksamaan kyseinen jakeluverkkoyhtiö kantaverkkopalvelumaksuina. Toisaalta kaikki tuotanto, joka saadaan kulutettua paikallisesti, tuo säästöjä. Tämä johtuu siitä, että energiaa tuotetaan lähellä kulutusta, jolloin ei ole tarvetta siirtää tehoa kantaverkosta jakeluverkkoon. Tämän takia kantaverkosta antojaottomaksu täytyy olla mukana laskennoissa. (Fingrid 2024).

Todellisessa tilanteessa voi joutua maksamaan myös loistehomaksuja. Loissähköä eli loistehoa toimitetaan ja vastaanotetaan asiakkaan liittymispisteessä. Sen hallinnalla pyritään varmistamaan verkon tehokas toiminta sekä käyttöteknisesti että siirtokyvyn näkökulmasta. Jos loistehon käytössä ylitetään sovitut rajat, siitä aiheutuu lisäkustannuksia, jotka laskutetaan erikseen taulukon 2.1 mukaisilla hinnoilla. Tarkemmat yksityiskohdat loissähkön käytöstä ja ylläpidosta määritellään kantaverkkosopimuksen liitteessä 1, joka käsittelee kantaverkkopalveluehtoja (KVPE2020), sekä ohjeistuksessa, joka koskee loissähkön toimitusta ja loistehoreservin ylläpitoa. Kuvassa 7.1 on esitetty loissähköikkunan toimintaperiaate. (Fingrid 2024)



Kuva 7.1 Fingridin loissähköikkuna (Fingrid 2024).

### 7.1 Siirtohintojen suuruudet, kun tuotantoa siirtyy kantaverkkoon

Tuotantoa siirtyy kantaverkkoon riippuen voimalaitoksen tuottamasta energiasta sekä alueen kulutuksesta. Laskennassa on arvioitu vuoden 2024 data-aineiston perusteella sähköenergian määrä, joka siirtyy Fingridin verkkoon. Tarkastelussa on käytetty 100 MW<sub>p</sub> aurinkopuistoa. Kaikissa tarkasteluissa liittymisjohdon pituutena käytetään 10 kilometriä. Tässä

tarkastelussa ei oteta loistehomaksuja huomioon. Jatkossa kaikissa laskuissa tulevaisuuden tulot siirtohinnoista on diskontattava nykyarvoon. Tämä johtuu siitä, että liittymisjohdon kustannukset ja kapasiteettivarausmaksu maksetaan heti puiston pitoajan alussa. Lasketaan siirtohintojen suuruuksia niin, että niiden nykyarvo kattaa liittymisjohdon ja kapasiteettivarausmaksun eri takaisinmaksuajoilla. Diskontattujen tulojen päälle tulee vielä Fingridin ja Järvi-Suomen Energian tariffit. Tulevaisuudessa saatava kassavirta voidaan diskontata nykyarvoon yhtälön 7.1 avulla (Hyvärinen, 2024).

$$NPV = \frac{K_1}{(1+r)^1} + \frac{K_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{K_n}{(1+r)^n}, \quad (7.1)$$

missä

$K$  = Kassavirta vuodessa

$r$  = Korkokanta

$n$  = Vuosien järjestysnumero

$NPV$  = Rahan diskontattu nykyarvo

Yhtälön 7.1 avulla voimme arvioida paljon kassavirran oltava vuodessa, jotta tulevaisuudessa saatavien rahojen nykyarvolla saadaan katettua liittymisjohto ja kapasiteettivarausmaksu vaaditulla takaisinmaksuajalla. Kun kyseinen kassavirta on selvillä, voidaan laskea kaikki kulut vuodessa ja muuttaa ne kiinteäksi tehomaksuksi ja energiamaksuksi.

Liittymisjohto rakennetaan Duck johtimeksi pylväillä, joissa paikka toiselle osajohtimelle mahdollista toista liittijää varten. Korkokantana käytetään 4 %. Kaikki kustannusten laskentaan tarvittavat tiedot löytyvät taulukosta 7.2.

Taulukko 7.2 Aurinkosähköpuiston liittymisestä aiheutuvien kustannuksien laskentaan tarvittavat tiedot liittymisjohdon pituuden ollessa 10 km.

Parametri	Arvo
Aurinkopuiston koko	100 MWp
Kapasiteettivarausmaksu	7,3 €/KVA
Diskonttaus korko	4 %
Fingridin tehomaksu	175 €/MW/kk
Kantaverkkoonantomaksu	0,96 €/MWh
Perusmaksu	1000 €/kk
Tuotannosta siirtyy Fingridin verkkoon	80 %
Tuotettu energia vuodessa	99 GWh

Kun kaikki kuluerät ovat arvioitu, voidaan laskea kulujen suuruudet. Kustannukset yhtä vuotta kohden on arvioitu niin, että liittymisjohdon ja kapasiteettivarausmaksun takaisinmaksuaika on 30 vuotta. Kustannukset on esitetty taulukossa 7.3.

Taulukko 7.3 Tuotantoverkkoyhtiön kulut aurinkopuiston liittymisestä johdon ja kapasiteettivarausmaksun 30 vuoden takaisinmaksuajalla.

Kustannuserä	Arvo
Kapasiteettivarausmaksu	730 k€
Liittymisjohdon kustannukset	1574,5 k€
Vaadittu kassavirta kattamaan liittymisjohto ja kapasiteettivarausmaksu	133,3 k€/a
Fingridin tehomaksu	210,0 k€/a
Kantaverkkoonantomaksu	76,0 k€/a
Perusmaksu	12 k€/a
Vuotuiset kustannukset yhteensä	431,3 k€/a

Siirtotariffit on laskettu liittymisjohdon ja kapasiteettivarausmaksun eri takaisinmaksuajoilla diskontattuna nykyarvoon. Kustannuksista 70 % katetaan kiinteällä voimalaitoksen tehomaksulla ja 30 % tulee energiansiirrosta. Tulokset eri takaisinmaksuajoilla on esitetty taulukossa 7.4.

Taulukko 7.4 Tuotantoverkkoyhtiön siirtotariffit 100 MW:n aurinkosähköpuistolle eri takaisinmaksuajoilla.

Takaisinmaksuaika (a)	Tehomaksu (€/MW/kk)	Energiamaksu (€/MWh)
30	251,6	1,3
25	259,9	1,35
20	272,8	1,42
15	294,8	1,53
10	339,6	1,76

Tuulipuistoissa siirtohinnat poikkeavat aurinkopuiston siirtohinnoista. Arvioidaan 100 MW:n tuulipuistolle kiinteä tehomaksu sekä energiamaksu samalla tavalla kuin aurinkopuistolle. Taulukosta 4.4 nähdään, että tuulipuiston huipunkäyttöaika on 2860 tuntia vuodessa. Tällöin 100 MW:n tuulipuisto tuottaa paljon enemmän energiaa kuin samankokoinen aurinkopuisto. Tällöin tarkastelussa muuttuvat tuotetun energian määrä, sekä Fingridin verkkoon siirtyneen sähköenergian määrä. Vuoden 2024 tuntidatan perusteella noin 70 % tuotetusta energiasta siirtyisi Fingridin verkkoon. Tuulipuiston kuluerät vuodessa on esitetty taulukossa 7.5. Liittymisjohto on sama kuin aurinkopuiston tapauksessa. Tuulipuiston teho- ja energiamaksut esitetty taulukossa 7.6.

Taulukko 7.5 Tuotantoverkkoyhtiön kulut tuulipuiston liittymisestä johdon ja kapasiteettivarausmaksun 30 vuoden takaisinmaksuajalla.

Kustannuserä	Arvo
Kapasiteettivarausmaksu	730 k€
Liittymisjohdon kustannukset	1574,5 k€
Vaadittu kassavirta kattamaan liittymisjohto ja kapasiteettivarausmaksu	133,3 k€/a
Fingridin tehomaksu	210,0 k€/a
Tuotettu energia vuodessa	286 GWh
Tuotannosta siirtyy Fingridin verkkoon	70 %
Kantaverkkoonantomaksu	192,2 k€/a
Perusmaksu	12 k€/a
Yhteensä	547,5 k€/a

Taulukko 7.6 Tuotantoverkkoyhtiön siirtotariffit 100 MW:n tuulipuistolle eri takaisinmaksuajoilla.

Takaisinmaksuaika (a)	Tehomaksu (€/MW/kk)	Energiamaksu (€/MWh)
30	319,4	0,57
25	327,7	0,59
20	340,5	0,61
15	362,5	0,65
10	407,4	0,73

## 7.2 Huipputehon rajoittamisen vaikutus siirtohintoihin

Voimalaitoksen tehomaksun ja energiamaksun lisäksi olisi hyvä ottaa mukaan luvussa 6 selitetty huipputehoon perustuva rajatariffi. Tällöin liittymisjohtoa voitaisiin rakentaa pienemmällä kapasiteetilla, tai saataisiin säästöjä taustaverkon saneeraamisessa. Kapasiteettivarausmaksun sijaan tuotantoverkkoyhtiö voisi osallistua taustaverkon saneeraamiseen siltä kuin itse käyttää kapasiteetista. Taulukossa 7.7 on esitetty 100 MW:n aurinko- ja tuulipuiston tuotannon ylitykset 50 sekä 60 MW:n tuotantorajaa vasten.

Taulukko 7.7 Aurinko- ja tuulipuiston rajateho tarkastelu.

Aurinko raja 50 MW	Aurinko raja 60 MW	Tuuli raja 50 MW	Tuuli raja 60 MW
Ylitetty 714 tuntina	163 tuntina	1468 tuntina	861 tuntina
Hukattu 4649 MWh	363 MWh	22944 MWh	11591 MWh

Aurinkopuiston tapauksessa tuotanto ei ylittäisi koskaan 70 megawattia. Voimalaitoksen tehomaksu tuulivoimaloissa lasketaan kilpitehosta. Aurinkovoimalassa asiakkaan tulee itse määrittää suuntaajalaitteen AC-mitoitusteho. Paneelien piikkiteho (MW<sub>p</sub>) voi usein olla kymmeniä prosentteja suurempi, mutta tehomaksu laskutetaan AC-tehon mukaisesti (Talka 2025). Tämän takia AC-tehon mitoittaminen 60 megawattiin suuntaajalaitteella voi olla aurinkopuistoissa erittäin kannattavaa. Taulukosta 7.7 nähdään, että tässä menetetään kuitenkin 363 MWh tuotantoa, mutta säästetään huomattavasti voimalaitoksen tehomaksuissa. Tällöin myös säästetään kapasiteettivarausmaksuissa, koska kapasiteettia varataan vain 60 MW. Tuulivoimalassa tätä alennusta kiinteissä tehomaksuissa ei saada koska se lasketaan puiston kilpitehosta, joten jätetään se tutkimatta.

Lasketaan millaiset kulut tällöin aiheutuvat 30 vuoden takaisinmaksuajalla käyttäen muuten samoja arvoja kuin taulukossa 7.2 vuotuiset kustannukset on esitetty taulukossa 7.8.

Taulukko 7.8 Aurinkopuiston liittymisestä aiheutuvat kustannukset tuotantoverkkoyhtiölle tilanteessa, jossa AC tehoa rajataan 60 megawattiin johdon ja kapasiteettivarausmaksun 30 vuoden takaisinmaksuajalla.

Kustannuserä	Arvo
Kapasiteettivarausmaksu	438 k€
Liittymisjohdon kustannukset	1574,5 k€
Vaadittu kassavirta kattamaan liittymisjohto ja kapasiteettivarausmaksu	116,4 k€/a
Fingridin tehomaksu	126,0 k€/a
Kantaverkkoonantomaksu	75,7 k€/a
Perusmaksu	12 k€/a
Yhteensä	330,1 k€/a

Fingridin kiinteä tehomaksu on suurissa voimalaitoksissa yksittäin suurin kuluerä. Tähän maksuun tuotantoverkkoyhtiö ei voi vaikuttaa. Tällöin varsinkin suurissa energian tuotantolaitoksissa liittymisjohdon valinnalla ei ole merkittävää vaikutusta liiketoiminnan käynnistymiseen.

### 7.3 Tuotanto ja kulutus samassa liittymisjohdossa

Jos liittymisjohtoon liitetään myös tuotantoa, voi joissain tapauksissa olla mahdollista päästä edullisempiin hintoihin kuin Fingridin hinnasto liittyjille, jotka liittyvät olemassa olevan 110 kV:n johdon varteen. Tämä olisi tuotantoverkkoyhtiölle ihanteellinen tilanne, sillä silloin asiakas haluaisi mieluummin liittyä heidän avullansa, kuin liittyä itse kantaverkkoon. Fingridin kantaverkkopalvelumaksut on esitetty taulukossa 2.1. Sisällytetään kertamaksu liittymisestä nykyiseen 110 kV:n kytkinlaitokseen voimalaitoksen tehonmaksuun 30 vuoden takaisinmaksuajalla diskontattuna nykyarvoon eri kokoluokan tuotannolle. Tällöin tuotantoverkkoyhtiön hintoja pystytään vertaamaan Fingridin hinnastoon helposti. Käytetään kaikissa tämän luvun laskuissa diskonttaus korkona 4 %. Fingridin siirtomaksut tuottajalle on esitetty taulukossa 7.9.

Taulukko 7.9 Fingridin siirtomaksut 30 vuoden takaisinmaksuajalla eri voimalaitoksen koolla.

Voimalaitoksen koko (MW)	Voimalaitoksen tehomaksu (€/MW/kk)	Energiamaksu (€/MWh)
25	348,5	0,66
50	261,8	0,66
70	237	0,66
100	218,4	0,66
150	203,9	0,66

Energian kulutuksesta aiheutuu taulukon 2.1 kulutusmaksuja riippuen siitä, onko kyseessä talviaika vai muu aika, sekä kantaverkosta perittävä ottomaksu. Kiinteisiin kustannuksiin tulee liittyminen kytkinlaitokseen. Tämä kustannus katetaan tässä tarkastelussa kuukausittain maksettavana perusmaksuna, joka diskontataan nykyarvoon samalla korolla kuin aikaisemmin. Perusmaksun suuruus riippuu takaisinmaksuajan suuruudesta. Tasaisella kulutuksella talviajan osuus olisi 900 tuntia vuodessa ja muun ajan 7860 tuntia. Lasketaan näiden perusteella keskimääräinen energian hinta sekä perusmaksun suuruus. Fingridin siirtomaksujen suuruudet eri takaisinmaksuajoille on esitetty taulukossa 7.10.

Taulukko 7.10 Fingridin kulutusmaksut eri takaisinmaksuajalla.

Takaisinmaksuaika (a)	Perusmaksu (€/kk)	Energiamaksu (€/MWh)
30	4337	4,45
25	4800	4,45
20	5519	4,45
15	6746	4,45
10	9247	4,45

Tuotanto ja kulutus samassa liittymisjohdossa on tuotantoverkkoyhtiölle ihanteellinen tilanne. Tällöin osa tuotannosta pystyttäisiin kuluttamaan tuotannon vieressä, jolloin säästettäisiin kuluja taustaverkon saneeraamisessa sekä energian automaksuissa, kun energiaa ei siirry Fingridin verkkoon. Jos osa kulutuksesta pystytään kattamaan tuottamalla energiaa kulutuksen vieressä, säästetään myös kantaverkon ottomaksussa, koska energiaa ei tarvitse ottaa kantaverkosta. Kantaverkosta otto ja automaksut ovat Järvi-Suomen Energian ja Fingridin tariffien summa. Tällöin kantaverkkoon automaksun suuruus on 0,96 €/MWh ja ottomaksun suuruus on 2,49 €/MWh.

Arvioidaan, että 10 kilometrin liittymisjohtoon, johon liitetään 100 MW:n voimalaitos voitaisiin liittää myös 22,5 MW:n datakeskus. (Salkunrakentaja 2024). Arvioidaan myös, ettei datakeskus toimi täydellä teholla, vaan käyttää vuoden aikana keskimäärin 80 % nimellistehostaan vuoden jokaisena tuntina. Tällöin kulutus olisi jokaisena vuoden tuntina 18 MWh. Käytetään laskennassa samoja sähkön tuotannon tuntidatoja kuin aikaisemmin. Lasketaan myös säästöt, kun kaikkea datakeskuksen kulutusta ei tarvitse siirtää kantaverkon kautta. Nyt on kuitenkin myös huomioitava Fingridin kulutusmaksut, koska liittymisjohtoon tulee kulutusta. Kulutusmaksu tulee datakeskuksen käyttämästä energiasta vuodessa, kerrottuna yksikköhinnalla riippuen siitä, onko talviarkipäivä vai muu aika (Fingrid 2024). Kulutusmaksujen yksikköhinnat on esitetty taulukossa 2.1. Lasketaan kaikki kustannukset, jota tuotannon ja kulutuksen liittymisestä aiheutuvat tuotantoverkkoyhtiölle. Aiemmin todettiin, että rajoittamalla 100 MWp:n aurinkopuiston teho 70 megawattiin ei hukata yhtään energiaa ja säästetään voimalaitoksen tehomaksuissa. Rajataan tässä se 70 megawattiin, jolloin voidaan käyttää Ostrich-johdinta, sillä taulukosta 5.1 nähdään, sen siirtokyvyn olevan riittävä. Aurinkopuiston ja datakeskuksen liittymisestä aiheutuvat kustannukset tuotantoverkkoyhtiölle 30 vuoden johdon ja kapasiteettivarausmaksun takaisinmaksuajalla on esitetty taulukossa 7.11.

Taulukko 7.11 Aurinkosähköpuiston (70 MWp) ja datakeskuksen liittymisestä aiheutuvat kustannukset tuotantoverkkoyhtiölle 10 km liittämisohjolla. Kantaverkosta ottomaksu 2,49 €/MWh ja kantaverkkoon antomaksu 0,96 €/MWh.

Kustannuserä	Arvo
Kulutuskulutusmaksu (talviaika) (16,2 GWh)	157,0 k€/a
Kulutuskulutusmaksu (Muu aika) (141,48 GWh)	389,0 k€/a
Kulutuksen perusmaksu	12 k€/a
Sähköenergiaa otetaan Fingridin verkosta (106,6 GWh)	265,4 k€/a
Kulutuksen liittymisestä aiheutuvat kustannukset tuotantoverkkoyhtiölle yhteensä	823,4 k€/a
Tuotantoa siirtyy Fingridin verkkoon (47,9 GWh)	46,0 k€/a
Fingridin tehomaksu (70 MW)	147,0 k€/a
Tuotannon perusmaksu	12 k€/a
Tuotannon liittymisestä aiheutuvat kustannukset tuotantoverkkoyhtiölle yhteensä	205,0 k€/a
Kapasiteettivarausmaksu	511 k€
Liittymisjohtoon kustannukset (Ostrich)	1386,7 k€
Vaadittu kassavirta kattamaan liittymisjohto ja kapasiteettivarausmaksu	109,7 k€/a

Taulukossa 7.11 kaikki kustannukset on jaettu tuotannon aiheuttamiin kustannuksiin, kulutuksen aiheuttamiin kustannuksiin sekä yhteisiin kustannuksiin. Tämä on tehty sen takia, ettei tuotantoliittyjä joutuisi maksamaan kustannuksia, joita vain kuluttaja aiheuttaa tuotantoverkolle, tai toisinpäin. Yhteiset kustannukset ovat sellaisia, joita molemmat aiheuttavat, eli liittymisjohto ja kapasiteettivarausmaksu. Kapasiteettivarausmaksua maksetaan suuremman liittäjän mukaan. Ei ole perusteltua laskuttaa kapasiteettivarausmaksua tuotannosta ja kulutuksesta koska kuluttaja pienentää tuottajan aiheuttamaa tehoa ei kasvata sitä. Aurinkopuiston kustannukset on laskettu siten, että niihin sisältyvät omat kustannukset sekä puolet yhteisistä kustannuksista. Käytetään edelleen mallia, jossa 70 % kustannuksista on kiinteää tehomaksua ja 30 % on energiamaksuja tuotetusta energiasta. Tulokset eri takaisinmaksuajoilla on esitetty taulukossa 7.12.

Taulukko 7.12 Tuotantoverkon siirtotariffit aurinkopuistolle, kun aurinkopuisto ja datakeskus samassa liittymisjohdossa.

Takaisinmaksuaika (a)	Tehomaksu (€/MW/kk)	Energiamaksu (€/MWh)
30	216,6	0,79
25	221,5	0,81
20	229,0	0,83
15	242,0	0,88
10	268,3	0,98

Taulukosta 7.11 nähdään, että kulutuksen aiheuttamat kustannukset aiheutuvat energian kulutuksesta ja perusmaksusta. Tämän takia muodostetaan tariffi, jossa kiinteät kustannukset maksetaan kuukausittaisena perusmaksuna, ja loput kulutuksesta riippuvat kustannukset energiamaksuna. Tällöin energiamaksun suuruus on sama riippumatta takaisinmaksuajasta. Perusmaksun suuruus eri takaisinmaksuajoilla sekä energiamaksu on esitetty taulukossa 7.13.

Taulukko 7.13 Tuotantoverkon siirtotariffit datakeskukselle, kun aurinkopuisto ja datakeskus samassa liittymisjohdossa.

Takaisinmaksuaika (a)	perusmaksu (€/kk)	Energiamaksu (€/MWh)
30	5573	5,15
25	6061	5,15
20	6818	5,15
15	8111	5,15
10	10749	5,15

Taulukon 7.12 hinnat ovat 30 vuoden takaisinmaksuajalla halvemmat tuottajalle verrattuna taulukon 7.9 hintoihin. Tuottaja pääsisi kyseisen kuluttajan kanssa halvemmalla tuotantoverkossa kuin kantaverkossa. Taulukon 7.13 tuloksista huomataan, että ne ovat suuremmat verrattuna taulukon 7.10 hintoihin. Tuotantoverkko ei pysty tarjoamaan kyseisen aurinkopuiston kanssa kuluttajalle yhtä edullisia hintoja kuin mitä se saisi kantaverkossa ottamalla oman liittymän.

Säästöt tuottajalle ja kuluttajalle, kun he ovat liittymisjohdossa yhdessä, on esitetty taulukossa 7.14. Tässä tarkastelussa liittymisjohdon kustannukset sekä kapasiteettivarausmaksu on maksettu puoliksi.

Taulukko 7.14 Aurinkopuiston ja datakeskuksen säästöt vuodessa, kun liittyvät yhdessä.  
Liittymisjohdon rakennuttamiskustannusten sekä kapasiteettivarausmaksun takaisinmaksuaika 30 vuotta.

Liittyjät	Johto	Kapasiteettivarausmaksu	Energian otto	Energian anto	Yhteensä
Tuottaja	40,1 k€	14,8 k€	-	49,0 k€	103,9 k€
Kuluttaja	40,1 k€	14,8 k€	127,2 k€	-	182,1 k€

Taulukosta 7.14 nähdään, että kuluttajan rahalliset säästöt ovat suuremmat kuin tuottajan säästöt. Tämä johtuu siitä, että kantaverkosta ottomaksut ovat suuremmat kuin kantaverkkoonantomaksut. Säästöt ovat kuitenkin molemmilla osapuolilla merkittäviä.

Tuulipuistolle ja kuluttajalle tulee tehdä oma tuntidatatarkastelu kulutuksen osalta. Johtimena on käytettävä Duckia koska Ostrich johtimen siirtokyky ei riitä 100 MW:n tuulipuistolle. Johdinrakenteeksi on valittu Duck pylväillä, jossa paikka toiselle osajohtimelle. Tämä tehdään siksi, että kapasiteettia voidaan tarvittaessa kasvattaa myöhemmin. Kapasiteettivarausmaksu on tuulipuiston tapauksessa maksettava 100 MW:n tehosta. Liittymisestä aiheutuvat kustannukset tuotantoverkkoyhtiölle on esitetty taulukossa 7.15.

Taulukko 7.15 Tuulipuiston (100 MW) ja datakeskuksen liittymisestä aiheutuvat kustannukset tuotantoverkkoyhtiölle 10 km liittämisyhdöllä. Kantaverkosta ottomaksu 2,49 €/MWh ja kantaverkkoonantomaksu 0,96 €/MWh.

Kustannuserä	Arvo
Kulutuskulutusmaksu (talviaika) (16,2 GWh)	157,0 k€/a
Kulutuskulutusmaksu (Muu aika) (141,48 GWh)	389,0 k€/a
Kulutuksen perusmaksu	12 k€/a
Sähköenergiaa otetaan Fingridin verkosta (20,6 GWh)	51,3 k€/a
Kulutuksen liittymisestä aiheutuvat kustannukset tuotantoverkkoyhtiölle yhteensä	609,3 k€/a
Tuotantoa siirtyy Fingridin verkkoon (148,9 GWh)	142,9 k€/a
Fingridin tehomaksu (100 MW)	210,0 k€/a
Tuotannon perusmaksu	12 k€/a
Tuotannon liittymisestä aiheutuvat kustannukset tuotantoverkkoyhtiölle yhteensä	364,9 k€/a
Kapasiteettivarausmaksu (100 MW)	730 k€
Liittymisyhdön kustannukset (Duck 2 x Duck pylväillä)	1574,5 k€
Vaadittu kassavirta kattamaan liittymisyhdön ja kapasiteettivarausmaksu	133,3 k€/a

Siirtotariffit tuottajalle eri johtimen ja kapasiteettivarausmaksun takaisinmaksuajalla on esitetty taulukossa 7.16.

Taulukko 7.16 Tuotantoverkon siirtotariffit tuulipuistolle, kun tuulipuisto ja datakeskus samassa liittämisyhdössä.

Takaisinmaksuaika (a)	Tehomaksu (€/MW/kk)	Energiamaksu (€/MWh)
30	251,8	0,45
25	255,9	0,46
20	262,3	0,47
15	273,3	0,49
10	295,8	0,53

Siirtotariffit kuluttajalle tuulipuiston kanssa on esitetty taulukossa 7.17.

Taulukko 7.17 Tuotantoverkon siirtotariffit datakeskukselle, kun tuulipuisto ja kuluttaja samassa liittymisjohdossa.

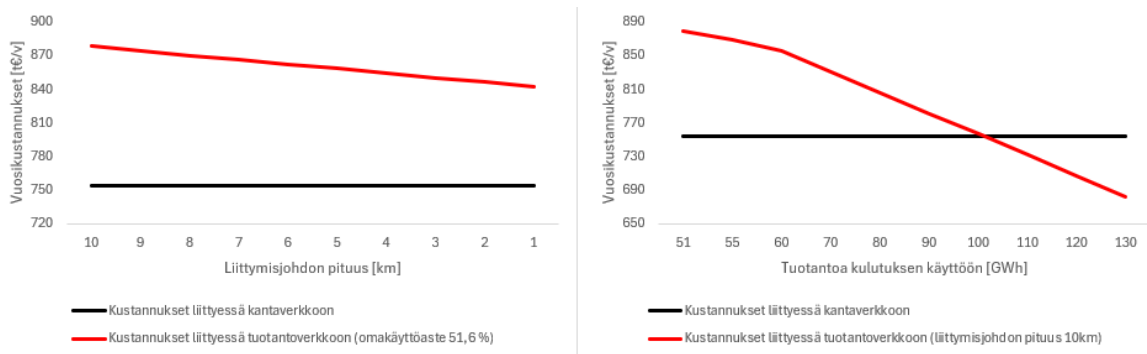
Takaisinmaksuaika (a)	perusmaksu (€/kk)	Energiamaksu (€/MWh)
30	6553	3.80
25	7146	3.80
20	8065	3.80
15	9636	3.80
10	12839	3.80

Taulukoista 7.16 ja 7.17 nähdään, että tuottajan energiamaksu olisi pienempi kaikilla takaisinmaksuajoilla, kuin Fingridin tarjoama energiamaksu. Tehomaksu olisi kuitenkin Fingridillä pienempi kaikissa tilanteissa 100 MW:n tuotannolle. Kuluttajalla perusmaksu olisi hieman suurempi kuin Fingridillä, mutta energiamaksu pienempi. Kuluttajalla energiamaksu on kuitenkin suurempi tekijä, minkä takia sen olisi kannattavampaa liittyä tarkastelussa olevan tuulipuiston kanssa tuotantoverkkoon kuin yksin kantaverkkoon. Säästöt molemmille osapuolille on esitetty taulukossa 7.18.

Taulukko 7.18 Tuulipuiston ja datakeskuksen säästöt vuodessa, kun liittyvät yhdessä.  
Liittymisjohdon rakennuttamiskustannusten sekä kapasiteettivarausmaksun takaisinmaksuaika 30 vuotta.

Liittyjät	Johto	Kapasiteettivarausmaksu	Energian otto	Energian anto	Yhteensä
Tuottaja	45,5 k€	21,1 k€	-	131,6 k€	198,2 k€
Kuluttaja	45,5 k€	21,1 k€	341,4 k€	-	408,0 k€

Tarkastelussa olevalla tuulipuistolla ja kulutuksella sekä tuottajan että kuluttajan siirtotariffit vuodessa olisivat edullisemmat tuotantoverkossa Järvi-Suomen Energian verkkoalueella kuin kantaverkossa 30 vuoden takaisinmaksuajalla. Tarkastelussa olevalla aurinkopuistolla ja kulutuksella siirtotariffit ovat tuottajalle halvemmat tuotantoverkossa mutta kuluttajalle kalliimmat. Seuraavassa kuvassa 7.2 on esitetty herkkyyshanalyysi liittymisjohdon pituuden sekä tuotannon omakäyttöasteen vaikutuksesta kuluttajan vuosittaisiin siirtokustannuksiin.



Kuva 7.2 datakeskuksen siirtokustannukset vuodessa tuotantoverkossa aurinkopuiston kanssa verrattuna liittyessä kantaverkkoon.

Kuvasta 7.2 nähdään, ettei pelkästään liittymisjohdon pituutta pienentämällä päästä samoihin vuosikustannuksiin kantaverkon kanssa. Aurinkopuistosta saatavaa tuotantoa pitäisi saada hieman yli 100 GWh kulutuksen käyttöön, jotta kulutuksen olisi edullisempaa liittyä tuotantoverkon kanssa. Tämä ei olisi tarkastelussa olevan aurinkopuiston kanssa mahdollista, sillä puisto tuottaa vuodessa 99 GWh eikä kulutus ikinä tarvitse tunnissa enempää kuin 18 MWh.

#### 7.4 Tuotanto ja muuttuva kulutus samassa liittymisjohdossa

Järvi-Suomen Energian verkkoalueelle mahdollinen kulutuskohde voisi olla sähkökattila. Tässä tarkastelussa tutkitaan, miten aurinko- ja tuulipuiston tuotannot osuisivat sähkökattilan kulutuksen kanssa. Tässä tarkastelussa käytetään 30 MW:n sähkökattilan energian kulutusta vuonna 2024. Sähkökattilan käyttö riippuu suuresti sähkön hinnasta, joten eri vuosina sähkön kulutus voi vaihdella (Adven 2024). Vuonna 2024 kyseinen sähkökattila oli kuluttanut tuntidatan perusteella noin 43,4 GWh. Sähkön tuotannossa käytetään samoja 100 MW:n aurinko- ja tuulipuiston tuntidatoja kuin edellä. Laskentamenetelmä on muuten tismalleen sama kuin edellisessä esimerkissä mutta nyt käytetään tasaisen kulutuksen sijaan muuttuvaa kulutusta. Taulukossa 7.19 on esitetty aurinkopuiston ja sähkökattilan liittymisestä aiheutuvat kustannukset 30 vuoden johdon ja kapasiteettivarausmaksun takaisinmaksuajalla.

Taulukko 7.19 Aurinkosähköpuiston (70 MWp) ja sähkökattilan liittymisestä aiheutuvat kustannukset tuotantoverkkoyhtiölle 10 km liittämisohjolla. Kantaverkosta ottomaksu 2,49 €/MWh ja kantaverkkoon antomaksu 0,96 €/MWh.

Kustannuserä	Arvo
Kulutuskulutusmaksu (talviaika) (6,25 GWh)	60,5 k€/a
Kulutuskulutusmaksu (Muu aika) (37,1 GWh)	102,0 k€/a
Kulutuksen perusmaksu	12 k€/a
Sähköenergiaa otetaan Fingridin verkosta (31,7 GWh)	78,9 k€/a
Kulutuksen liittymisestä aiheutuvat kustannukset tuotantoverkkoyhtiölle yhteensä	253,4 k€/a
Tuotantoa siirtyy Fingridin verkkoon (86,4 GWh)	83,0 k€/a
Fingridin tehomaksu (70 MW)	147,0 k€/a
Tuotannon perusmaksu	12 k€/a
Tuotannon liittymisestä aiheutuvat kustannukset tuotantoverkkoyhtiölle yhteensä	242,0 k€/a
Kapasiteettivarauskulutusmaksu	511 k€
Liittämisohjolla kustannukset (Ostrich)	1386,7 k€
Vaadittu kassavirta kattamaan liittämisohjo ja kapasiteettivarauskulutusmaksu	109,7 k€/a

Taulukossa 7.19 Kulutuksen liittymisestä aiheutuvat kustannukset ovat sellaisia, joita vain kuluttaja aiheuttaa liittyessään, ja tuotannon liittymisestä aiheutuvat kustannukset ovat sellaisia, joita vain tuottaja aiheuttaa liittyessään. Tuottaja ja kuluttaja maksavat liittämisohjolla ja kapasiteettivarauskulutusmaksun yhdessä.

Taulukossa 7.20 on määritetty tuottajalle siirtohinna, ja taulukossa 7.21 on määritetty kuluttajalle siirtohinna. Siirtohinna eri johtimen ja kapasiteettivarauskulutusmaksun takaisinmaksuajalla on määritetty sillä perusteella, että kaikki taulukon 7.19 kustannukset saadaan katettua.

Taulukko 7.20 Tuotantoverkon siirtotariffit aurinkopuistolle, kun aurinkopuisto ja sähkökattila samassa liittymisjohdossa.

Takaisinmaksuaika (a)	Tehomaksu (€/MW/kk)	Energiamaksu (€/MWh)
30	247,4	0,90
25	252,3	0,92
20	259,8	0,94
15	272,8	0,99
10	299,1	1,1

Taulukko 7.21 Tuotantoverkon siirtotariffit sähkökuluttajalle, kun aurinkopuisto ja sähkökattila samassa liittymisjohdossa.

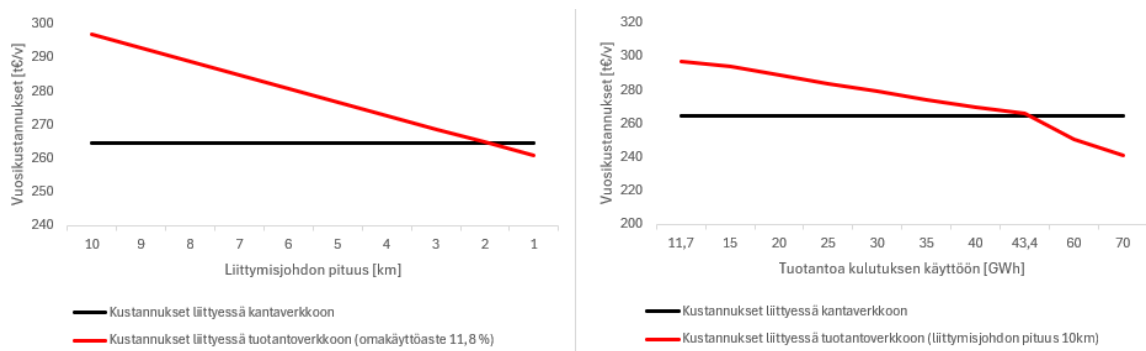
Takaisinmaksuaika (a)	perusmaksu (€/kk)	Energiamaksu (€/MWh)
30	5573	5,57
25	6061	5,57
20	6818	5,57
15	8112	5,57
10	10749	5,57

Säästöt siirtohinnoissa tuottajalle ja kuluttajalle, kun ovat liittymisjohdossa yhdessä on esitetty taulukossa 7.22. Tässä tarkastelussa liittymisjohdon kustannukset sekä kapasiteettivarausmaksu on maksettu puoliksi

Taulukko 7.22 Aurinkopuiston ja sähkökattilan säästöt vuodessa, kun liittyvät yhdessä. Liittymisjohdon rakennuttamiskustannusten sekä kapasiteettivarausmaksun takaisinmaksuaika 30 vuotta.

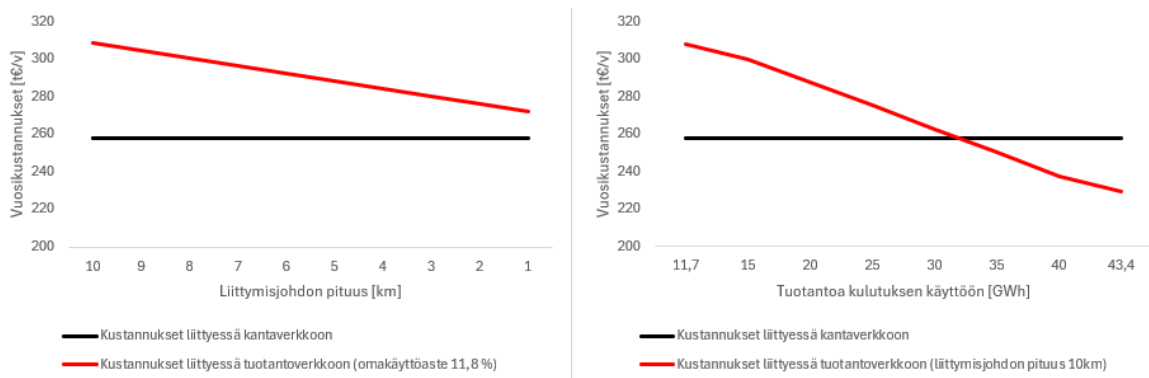
Liittyjät	Johto	Kapasiteettivarausmaksu	Energian otto	Energian anto	Yhteensä
Tuottaja	40,1 k€	14,8 k€	-	11,2 k€	66,1 k€
Kuluttaja	40,1 k€	14,8 k€	29,1 k€	-	84,0 k€

Seuraavassa kuvassa 7.3 on esitetty herkkyysanalyysi liittymisjohdon pituuden sekä tuotannon omakäyttöasteen vaikutuksesta sähkön tuottajan vuosittaisiin siirtokustannuksiin.



Kuva 7.3 Aurinkopuiston siirtokustannukset vuodessa tuotantoverkossa sähkökattilan kanssa verrattuna liittyessä yksin kantaverkkoon.

Kuvasta 7.3 nähdään, että johto pitäisi lyhentää noin kahteen kilometriin päästäkseen samoihin vuosikustannuksiin kantaverkon kanssa. Toisessa vaihtoehdossa tuotantoa pitäisi kuluttaa liittymisjohdossa hieman yli 43,4 GWh, jotta saavutettaisiin samat kustannukset kuin kantaverkkoon liittyessä. Tämä ei olisi tarkastelussa olevan kulutuksen kanssa mahdollista, sillä sähkökattilan vuosikulutus on noin 43,4 GWh. Kuluttajan herkkyysanalyysi liittymisjohdon pituuden sekä tuotannon omakäyttöasteen vaikutuksesta sähkökuluttajan vuosittaisiin siirtokustannuksiin on esitetty kuvassa 7.4



Kuva 7.4 Sähkökuluttajan siirtokustannukset vuodessa tuotantoverkossa aurinkopuiston kanssa verrattuna liittyessä yksin kantaverkkoon.

Kuvasta 7.4 nähdään, ettei kuluttajakaan pääsisi lyhentämällä johtimen pituutta samoihin vuosikustannuksiin tuotantoverkon kanssa kuin kantaverkkoon liittyessään. Mikäli kulutus saisi omaan käyttöön tuotannosta hieman yli 30 GWh, se pääsisi samoihin vuosikustannuksiin tuotantoverkon kanssa kuin liittyessään kantaverkkoon.

Taulukossa 7.23 on esitetty tuulipuiston ja sähkökattilan liittymisestä aiheutuvat kustannukset 30 vuoden johdon ja kapasiteettivarausmaksun takaisinmaksuajalla.

Taulukko 7.23 Tuulipuiston (100 MW) ja sähkökattilan liittymisestä aiheutuvat kustannukset tuotantoverkkoyhtiölle 10 km liittämisyhdöllä. Kantaverkosta ottomaksu 2,49 €/MWh ja kantaverkkoon antomaksu 0,96 €/MWh.

Kustannuserä	Arvo
Kulutusmaksu (talviaika) (6,25 GWh)	60,5 k€/a
Kulutusmaksu (Muu aika) (37,1 GWh)	102,0 k€/a
Kulutuksen perusmaksu	12 k€/a
Sähköenergiaa otetaan Fingridin verkosta (5,8 GWh)	14,5 k€/a
Kulutuksen liittymisestä aiheutuvat kustannukset tuotantoverkkoyhtiölle yhteensä	189,0 k€/a
Tuotantoa siirtyy Fingridin verkkoon (248,5 GWh)	238,5 k€/a
Fingridin tehomaksu (100 MW)	210,0 k€/a
Tuotannon perusmaksu	12 k€/a
Tuotannon liittymisestä aiheutuvat kustannukset tuotantoverkkoyhtiölle yhteensä	460,5 k€/a
Kapasiteettivarausmaksu (100 MW)	24,3 k€/a
Liittymisyhdön kustannukset (Duck 2 x Duck pylvällä)	1574,5 k€/a
Vaadittu kassavirta kattamaan liittymisyhte ja kapasiteettivarausmaksu	133,3 k€/a

Taulukossa 7.24 on määritetty tuottajalle siirtohinnat, ja taulukossa 7.25 on määritetty sähkökuluttajalle siirtohinnat. Siirtohinnat eri johtimen ja kapasiteettivarausmaksun takaisinmaksuajalla on määritetty sillä perusteella, että kaikki taulukon 7.23 kustannukset saadaan katettua.

Taulukko 7.24 Tuotantoverkon siirtotariffit tuulipuistolle, kun tuulipuisto ja sähkökattila samassa liittymisyhdössä.

Takaisinmaksuaika (a)	Tehomaksu (€/MW/kk)	Energiamaksu (€/MWh)
30	307,5	0,55
25	311,7	0,56
20	318,1	0,57
15	329,1	0,59
10	351,5	0,63

Taulukko 7.25 Tuotantoverkon siirtotariffit sähkönkuluttajalle, kun tuulipuisto ja sähkökattila samassa liittymisjohdossa.

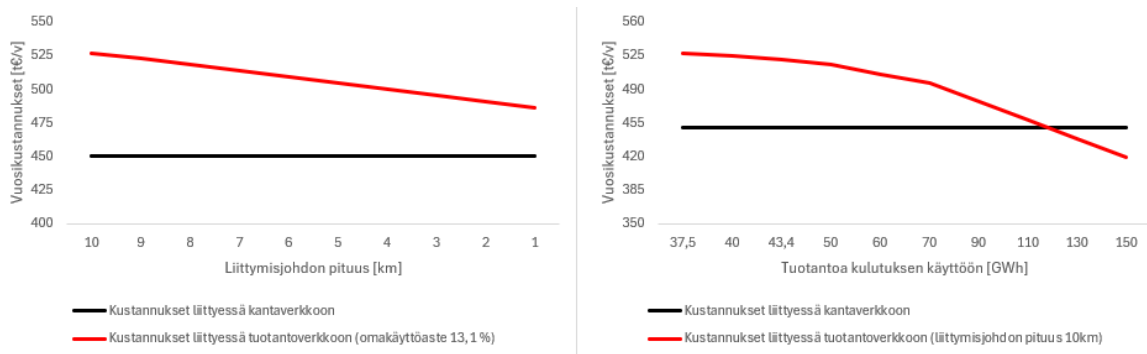
Takaisinmaksuaika (a)	perusmaksu (€/kk)	Energiamaksu (€/MWh)
30	6653	4,10
25	7146	4,10
20	8065	4,10
15	9636	4,10
10	12838	4,10

Tuottajan ja kuluttajan siirtotariffit ovat suuremmat, kun liittymisjohtoon lisätään sähkökattila verrattuna tasaiseen kulutukseen. Erot selittyvät tasaisen kulutuksen huomattavasti suuremmasta vuosittaisesta kulutuksesta. Tasainen kuluttaja, eli datakeskus kulutti vuodessa noin 157,7 GWh. Muuttuva kulutus, eli sähkökattila kulutti noin 43,4 GWh. Tuulipuisto tuottaa kuitenkin datan perusteella kohtalaisen tasaisesti, minkä takia tasainen kulutus sopisi myös paremmin samaan liittymisjohtoon. Taulukossa 7.26 on esitetty säästöt, kun tuulipuisto ja sähkökattila liittyvät samaan liittymisjohtoon.

Taulukko 7.26 Tuulipuiston ja sähkökattilan säästöt vuodessa, kun liittyvät yhdessä. Liittymisjohdon rakennuttamiskustannusten sekä kapasiteettivarausmaksun takaisinmaksuaika 30 vuotta.

Liittyjät	Johto	Kapasiteettivarausmaksu	Energian otto	Energian anto	Yhteensä
Tuottaja	45,5 k€	21,1 k€	-	36,0 k€	102,6 k€
Kuluttaja	45,5 k€	21,1 k€	93,4 k€	-	160,0 k€

Seuraavassa kuvassa 7.5 on esitetty herkkyyssanalyysi liittymisjohdon pituuden sekä tuotannon omakäyttöasteen vaikutuksesta tuulipuiston vuosittaisiin siirtokustannuksiin.



Kuva 7.5 Sähkötuottajan siirtokustannukset vuodessa tuotantoverkossa sähkökattilan kanssa verrattuna liittyessä yksin kantaverkkoon.

Kuvasta 7.5 nähdään, ettei tuottaja pääse johtoa lyhentämällä kyseisen kuluttajan kanssa samoihin vuosikustannuksiin kantaverkon kanssa. Tuottaja pääsisi samoihin kustannuksiin, jos sen tuottamaa energiaa pystyttäisiin kuluttamaan hieman yli 110 GWh. Kyseinen kuluttaja oli kuluttanut vuodessa vain noin 43,4 GWh, joten tämä ei olisi mahdollista tämän kuluttajan kanssa. Kuluttaja pääsee jo tuotantoverkossa halvemmalla kyseisen tuulipuiston kanssa kuin pääsisi yksinään kantaverkossa. Tämän vuoksi siitä ei esitetä kuvaajia.

Kokonaisuudessaan voidaan todeta, että tuotannon ja kulutuksen yhteisliittymä on kannattava vaihtoehto. Joissain tapauksissa pystytään pääsemään jopa pienempiin siirtohintoihin kuin yksinään kantaverkossa. Kukin tapaus on kuitenkin tutkittava erikseen. Tämä johtuu siitä, että tuotannon ja kulutuksen koko sekä tuotanto ja kulutus profiilit vaikuttavat tapaukseen. Mitä paremmin tuotanto ja kulutus osuvat samoille tunneille, sitä suuremmat hyödyt saataisiin.

## 8 KANTAVERKKOPALVELUMAKSUJEN HINNOITTELUMALLI

Kantaverkkopalvelumaksujen muuttuminen aiheuttamisperiaatteen mukaiseksi tekisi tuotannon ja kulutuksen yhteisliittymisestä kannattavampaa. Tällä hetkellä kuluttajan on maksettava kulutusmaksua Fingridille kaikesta vuodessa kuluttamasta energiastaan. Tällöin, vaikka kuluttaja ei ottaisi yhtään energiaa kantaverkosta, on sen silti maksettava kulutusmaksua Fingridille.

Tuottaja kokee myös haittaa kiinteästä voimalaitoksen tehomaksusta, joka määräytyy voimalaitoksen nimellistehon mukaan. Tasainen kulutus vuoden jokaisena tuntina pienentäisi maksimitehoa verkkoon päin. Luvussa 7.3 käytettiin kulutuksena tasaista 18 megawattituntia vuoden jokaisena tuntina. Tällöin kulutus pienentäisi 18 megawatin verran tuotannon tehoa vuoden jokaisena tuntina. Tässä tapauksessa voimalaitoksen teho ei voisi ikinä olla nimellistehon verran Fingridin liittymispisteessä, mutta siitä pitäisi silti maksaa kiinteää voimalaitoksen tehomaksua nimellistehon mukaan.

Tämänhetkinen kantaverkon hinnoittelumalli ei kannusta aktiivisesti lisäämään tuotantoa alueille, joissa on kulutusta, tai toisinpäin. Fingrid on kuitenkin esittänyt uudistusehdotuksia maksujen rakenteeseen. Fingridin ehdottamassa maksu-uudistuksessa esitetään muutoksia kantaverkon liittymismaksujen rakenteeseen, sekä joustavampia palvelumalleja kantaverkon hallintaan.

Ensimmäinen muutos koskee liittymismaksujen rakennetta. Nykyisen suoran kantaverkon liittymismaksun rinnalle tulisi alueellinen liittymän tehomaksu, jonka tarkoituksena on ohjata uusia liittymiä sijoittumaan kantaverkon kannalta optimaalisesti. Tämä maksu lisäisi uusien liittyjien osuutta niistä kustannuksista, joita heidän liityntänsä aiheuttavat verkon vahvistustarpeille. Käytännössä tämä tarkoittaisi lisämaksua, jos tuotantopainotteiselle alueelle liitetään lisää tuotantoa, tai kulutuspainotteiselle alueelle lisää kulutusta. Tasapainoisempi alueellinen tuotannon ja kulutuksen suhde vähentäisi investointitarpeita ja tukisi Suomen säilymistä yhtenä sähkömarkkina-alueena. (Fingrid 2024)

Toinen uudistus on joustavan kantaverkkopalvelun käyttöönotto. Tämä malli olisi käytettävissä sekä nykyisille että uusille liittyjille, jotka voivat tietyissä tilanteissa joustaa sähkönkulutuksessa tai tuotannossa kantaverkon tarpeiden mukaisesti. Tästä joustosta

asiakas saisi taloudellista hyvitystä, joka perustuisi heidän kulutukseensa tai tehomaksuunsa. Esimerkiksi sähkökattilat, joiden käyttö on lisääntynyt, voisivat hyötyä tästä mallista. (Fingrid 2024)

Kolmantena uudistuksena Fingrid esittää, että joustavat liittynät otettaisiin pysyväksi vaihtoehdoksi. Joustavassa liittynässä voidaan sopia rajoituksista liittymään vika- tai ylikuormitustilanteissa, mikä mahdollistaa liittymisen nopeammin. Tähän asti tällaiset rajoitukset ovat olleet tilapäisiä, eikä niistä ole maksettu erillistä korvausta. Uudessa mallissa joustavasta liittynästä maksettaisiin asiakkaalle taloudellinen hyvitys, jos siitä sovitaan pysyvä ratkaisu. (Fingrid 2024)

### **8.1 Tulevaisuuden mahdolliset muutokset kantaverkkopalvelumaksuissa**

Tulevaisuudessa uusiutuvan energian lisääntyessä ja sähkön kulutuksen kasvaessa kantaverkkomaksuihin saattaa tulla muutoksia. Tämä johtuu siitä, että yhä enemmän halutaan enemmän tuotantoa sinne, missä on kulutusta. Tällöin sähköenergiaa ei tarvitsisi siirtää yhtä paljon tai pitkiä matkoja. Näin säästetään siirroista aiheutuvista kustannuksista sekä investoinneissa siirtoverkkoon. Koko yhteiskunnan etu on kannustaa sijoittamaan tuotantoa ja kulutusta samaan paikkaan.

Aikaisemmin todettiin, ettei nykyinen hinnoittelumalli kannusta riittävästi lisäämään tuotantoa sinne, missä on kulutusta tai toisinpäin. Sähkön tuottaja ja kuluttaja voisivat hyötyä toisistaan enemmän liittyessään yhdessä, jos kantaverkon hinnoittelumalli olisi aiheuttamisperiaatteinen. Aiheuttamisperiaatteen mukaisessa menetelmässä tehomaksua maksetaan suurimmasta kuukauden mitatusta tehosta, joka näkyy kantaverkossa. Tällöin liittymisjohdossa oleva tasainen kulutus pienentää mitattua tehoa, jonka seurauksena voimalaitoksen tehomaksu on kuukausittain pienempi. Kuluttaja puolestaan maksaisi kulutusmaksua vain siitä energiasta, joka otetaan kantaverkosta. Kantaverkkopalvelumaksujen yksikköhinnat on esitetty taulukossa 2.1. Luvun 7.3 datakeskuksen sekä 100 MW:n aurinko- ja tuulipuiston tuntidatan perusteella on analysoitu siirtohintojen suuruudet aiheuttamisperiaatteen mukaisella menetelmällä. Aurinko- ja tuulipuiston huipputehot jokaisena kuukautena tasaisen kulutuksen kanssa on esitetty taulukossa 8.1.

Taulukko 8.1 Suurimmat tuotannon huipputehot kulutuksen jälkeen aurinko- ja tuulipuistossa.

Kuukausi	Huipputeho (aurinkopuisto MW)	Huipputeho (tuulipuisto MW)
Tammikuu	0	77,2
Helmikuu	35,8	79,7
Maaliskuu	45,6	78,6
Huhtikuu	47,4	60,1
Toukokuu	46,9	74,4
Kesäkuu	45,7	68,2
Heinäkuu	44,7	57,2
Elokuu	42,9	52,3
Syyskuu	39,0	67,4
Lokakuu	24,5	79,2
Marraskuu	15,2	62,5
Joulukuu	0	77,2

Taulukossa 8.2 on esitetty aurinko- ja tuulipuiston kantaverkkopalvelumaksut vuodessa aiheuttamisperiaatteen mukaisella menetelmällä liittyessään tasaisen kulutuksen kanssa, ja taulukossa 8.3 nykyisellä menetelmällä.

Taulukko 8.2 Aurinko- ja tuulipuiston kantaverkkopalvelumaksut vuodessa aiheuttamisperiaatteella.

Kulut vuodessa	Aurinkopuisto	Tuulipuisto
Voimalaitoksen tehomaksu	68 k€/a	146 k€/a
Kantaverkkoon anto	32 k€/a	98 k€/a
Yhteensä	100 k€/a	244 k€/a

Taulukko 8.3 Aurinko- ja tuulipuiston kantaverkkopalvelumaksut vuodessa nykyisellä menetelmällä.

Kulut vuodessa	Aurinkopuisto	Tuulipuisto
Voimalaitoksen tehomaksu	147 k€/a	210 k€/a
Kantaverkkoon anto	32 k€/a	96 k€/a
Yhteensä	179 k€/a	306 k€/a

Taulukossa 8.4 on esitetty kuluttajan kantaverkkopalvelumaksut vuodessa aiheuttamisperiaatteen mukaisella menetelmällä liittyessään aurinko- ja tuulipuiston kanssa, ja taulukossa 8.5 nykyisellä menetelmällä.

Taulukko 8.4 Datakeskuksen kantaverkkopalvelumaksut vuodessa aiheuttamisperiaatteella.

Kulut vuodessa	Datakeskus aurinkopuiston kanssa	Datakeskus tuulipuiston kanssa
Kulutuskulutusmaksu (talviaika)	140 k€/a	14 k€/a
Kulutuskulutusmaksu (muu aika)	256 k€/a	52 k€/a
Kantaverkosta otto	106 k€/a	20 k€/a
Yhteensä	502 k€/a	86 k€/a

Taulukko 8.5 Datakeskuksen kantaverkkopalvelumaksut vuodessa nykyisellä menetelmällä.

Kulut vuodessa	Datakeskus aurinkopuiston kanssa	Datakeskus tuulipuiston kanssa
Kulutuskulutusmaksu (talviaika)	157 k€/a	157 k€/a
Kulutuskulutusmaksu (muu aika)	389 k€/a	389 k€/a
Kantaverkosta otto	106 k€/a	20 k€/a
Yhteensä	652 k€/a	566 k€/a

Taulukoista nähdään, että vuosikustannukset nykyisellä periaatteella ovat huomattavasti suuremmat verrattuna aiheuttamisperiaatteeseen. Mikäli kantaverkkomaksut olisivat aiheuttamisperiaatteen mukaisia, tämä kannustaisi enemmän sijoittamaan tuotantoa ja kulutusta samaan paikkaan. Menetelmässä on kuitenkin haasteena se, että Fingrid kerää tuottoa valvontamallin mukaisesti. Näin on tehtävä, jotta kantaverkkoon voidaan investoida riittävästi. Mikäli nämä kuluerät pienentyisivät, se voisi tarkoittaa, että jotkin muut maksut nousisivat, jotta valvontamallin mukainen sallittu tuotto saadaan kerättyä.

## 8.2 Siirtotariffit aiheuttamisperiaatteen mukaisella kantaverkon hinnoittelulla

Siirtohinnot tuottajalle ja kuluttajalle voidaan laskea samalla tavalla kuin luvussa 7 on esitetty. Nyt on käytetty kantaverkkopalvelumaksuissa aiheuttamisperiaatteen mukaista mallia, joka esitettiin aikaisemmin luvussa 8.1. Analyseissa käytetään muuten samoja parametrejä kuin luvussa 7.3. Liittymisjohdon pituus on 10 kilometriä, ja se liitetään Järvi-

Suomen Energian verkkoon, jolloin mukana on heidän suurjännitetariffinsa. Tässä luvussa käytetään myös liittymisjohdon ja kapasiteettivarausmaksun diskonttauskorkona 4 %:n korkoa. Taulukossa 8.6 on esitetty aurinkopuiston ja tasaisen kulutuksen liittymisestä aiheutuvat kustannukset johdon ja kapasiteettivarausmaksun 30 vuoden takaisinmaksuajalla.

Taulukko 8.6 Aurinkosähköpuiston (70 MWp) ja datakeskuksen liittymisestä aiheutuvat kustannukset tuotantoverkkoyhtiölle 10 km liittämisjohdolla aiheuttamisperiaatteen mukaisella kantaverkkohinnoittelulla. Kantaverkosta ottomaksu 2,49 €/MWh ja kantaverkkoon antomaksu 0,96 €/MWh

Kustannuserä	Arvo
Kulutuserä (talviaika)	140,0 k€/a
Kulutuserä (Muu aika)	256,0 k€/a
Kulutuksen perusmaksu	12 k€/a
Sähköenergiaa otetaan Fingridin verkosta (106,6 GWh)	265,4 k€/a
Kulutuksen liittymisestä aiheutuvat kustannukset tuotantoverkkoyhtiölle yhteensä	673,4 k€/a
Tuotantoa siirtyy Fingridin verkkoon (47,9 GWh)	46,0 k€/a
Fingridin tehomaksu	68,0 k€/a
Tuotannon perusmaksu	12 k€/a
Tuotannon liittymisestä aiheutuvat kustannukset tuotantoverkkoyhtiölle yhteensä	126,0 k€/a
Kapasiteettivarausmaksu	511 k€
Liittymisjohdon kustannukset (Ostrich)	1386,7 k€
Vaadittu kassavirta kattamaan liittymisjohto ja kapasiteettivarausmaksu	109,7 k€/a

Siirtotariffien suuruudet eri johtimen ja kapasiteettivarausmaksun takaisinmaksuajalla on esitetty taulukossa 8.7 tuottajalle ja taulukossa 8.8 kuluttajalle.

Taulukko 8.7 Tuotantoverkon siirtotariffit aurinkopuistolle aiheuttamisperiaatteisella kantaverkkohinnoittelulla, kun aurinkopuisto ja datakeskus samassa liittymisjohdossa.

Takaisinmaksuaika (a)	Tehomaksu (€/MW/kk)	Energiamaksu (€/MWh)
30	150,7	0,55
25	155,6	0,57
20	163,2	0,59
15	176,1	0,64
10	202,5	0,74

Taulukko 8.8 Tuotantoverkon siirtotariffit sähkönkuluttajalle aiheuttamisperiaatteisella kantaverkkohinnoittelulla, kun aurinkopuisto ja datakeskus samassa liittymisjohdossa.

Takaisinmaksuaika (a)	Perusmaksu (€/kk)	Energiamaksu (€/MWh)
30	5573	4,19
25	6061	4,19
20	6818	4,19
15	8112	4,19
10	10749	4,19

Kyseisillä siirtotariffeilla tuottaja pääsee kulutuksen kanssa Järvi-Suomen Energian verkossa halvemmalla kaikilla takaisinmaksuajoilla, kuin yksinään liittyessä kantaverkkoon 30 vuoden takaisinmaksuajalla, jos hinnoittelu olisi aiheuttamisperiaatteen mukainen. Kuluttaja pääsisi tuottajan kanssa halvemmalla kyseisellä menetelmällä, jos takaisinmaksuaika olisi 20 vuotta tai enemmän, kuin mitä se pääsisi kantaverkossa 30 vuoden takaisinmaksuajalla.

Samaa menetelmää käyttäen on laskettu hinnat, jos tasainen kulutus liittyisi tuulipuiston kanssa ja käytössä olisi aiheuttamisperiaatteen mukainen kantaverkkohinnoittelu. Taulukossa 8.9 on esitetty tuulipuiston ja kulutuksen liittymisestä aiheutuvat kustannukset johdon ja kapasiteettivarausmaksun 30 vuoden takaisinmaksuajalla. Laskuissa on käytetty muuten tismalleen samoja parametrejä kuin luvussa 7.3 tuulipuiston ja tasaisen kulutuksen tapauksessa.

Taulukko 8.9 Tuulipuiston (100 MW) ja datakeskuksen liittymisestä aiheutuvat kustannukset tuotantoverkkoyhtiölle 10 km liittämisyhdöllä aiheuttamisperiaatteen mukaisella kantaverkkohinnoittelulla. Kantaverkosta otto 2,49 jaantomaksu 0,96 €/MWh.

Kustannuserä	Arvo
Kulutuskulutusmaksu (talviaika)	14,0 k€/a
Kulutuskulutusmaksu (Muu aika)	52,0 k€/a
Kulutuksen perusmaksu	12 k€/a
Sähköenergiaa otetaan Fingridin verkosta (20,6 GWh)	51,3 k€/a
Kulutuksen liittymisestä aiheutuvat kustannukset tuotantoverkkoyhtiölle yhteensä	129,3 k€/a
Tuotantoa siirtyy Fingridin verkkoon (148,9 GWh)	142,9 k€/a
Fingridin tehomaksu	146,0 k€/a
Tuotannon perusmaksu	12 k€/a
Tuotannon liittymisestä aiheutuvat kustannukset tuotantoverkkoyhtiölle yhteensä	300,9 k€/a
Kapasiteettivarausmaksu (100 MW)	730 k€
Liittämisyhdön kustannukset (Duck 2 x Duck pylvällä)	1574,5 k€
Vaadittu kassavirta kattamaan liittämisyhdön ja kapasiteettivarausmaksu	133,3 k€/a

Tuottajan siirtotariffit on esitetty taulukossa 8.10 ja kuluttajan siirtotariffit taulukossa 8.11.

Taulukko 8.10 Tuotantoverkon siirtotariffit tuulipuistolle aiheuttamisperiaatteisella kantaverkkohinnoittelulla, kun tuulipuisto ja datakeskus samassa liittämisyhdössä.

Takaisinmaksuaika (a)	Tehomaksu (€/MW/kk)	Energiamaksu (€/MWh)
30	214,4	0,39
25	218,6	0,39
20	225,0	0,40
15	236,0	0,42
10	258,4	0,46

Taulukko 8.11 Tuotantoverkon siirtotariffit sähkökuluttajalle aiheuttamisperiaatteisella kantaverkkohinnoittelulla, kun tuulipuisto ja datakeskus samassa liittymisjohdossa.

Takaisinmaksuaika (a)	perusmaksu (€/kk)	Energiamaksu (€/MWh)
30	6553	0,74
25	7146	0,74
20	8065	0,74
15	9636	0,74
10	12838	0,74

Kyseisillä siirtohinnoilla tuulipuiston haltija pääsee Järvi-Suomen Energian verkossa halvemmalla kaikilla takaisinmaksuajoilla, kuin mitä se pääsisi kantaverkossa 30 vuoden takaisinmaksuajoilla. Kuluttaja pääsisi kyseisellä mallilla kaikissa tarkastelussa olevilla takaisinmaksuajoilla halvemmalla tuottajan kanssa Järvi-Suomen Energian verkossa.

Mikäli kantaverkkohinnoittelu olisi tulevaisuudessa aiheuttamisperiaatteen mukainen, voisivat tuottaja ja kuluttaja jakaa hyötyjä keskenään. Molemmat hyötyvät toisistaan, jolloin myös hyödyt voisivat jakautua tasaisemmin. Tässä tarkastelussa kustannukset oli jaettu tuotannon aiheuttamiin ja kulutuksen aiheuttamiin kustannuksiin. Näiden perusteella siirtohinnot muodostuivat molemmille osapuolille. Taulukosta 8.9 nähdään, että kuluttajan kustannukset pienenevät paljon, kun se liittyy tuulipuiston kanssa verrattuna taulukon 8.6 tapaukseen, jossa se liittyy aurinkopuiston kanssa. Tuulipuiston tapauksessa kuluttaja saa merkittävästi taloudellista hyötyä vieressä tuotetusta energiasta. Hinnoittelua voisi muuttaa niin, että kuluttaja maksaisi myös osan tuottajan omista kustannuksista, koska se saa tuottajasta suuren hyödyn. Molemmat osapuolet voisivat jakaa hyötyjä. Liittymisestä yhdessä tulisi mielekkäämpää tuottajalle ja kuluttajalle, jolloin liiketoimintatapaus käynnistyisi todennäköisemmin. Tulevaisuudessa olisi tärkeää yrittää löytää ratkaisuja uusiutuvan energian lisäämiseen taloudellisesti ja sähköverkon kannalta järkevästi.

## 9 TEHOTARIFFI SIIRTOHINNOISSA

Huipputehoon perustuvalla tariffilla on tarkoitus ohjata hinnoittelun avulla asiakasta leikkaamaan huipputehoja. Tässä luvussa tutkitaan tehotariffin suuruutta ja vaikutuksia energiantuottajalle. Tarkastelussa käytetään aurinko- ja tuulipuistojen tuotannon tuntidataa. Tehotariffin avulla ei ole tarkoitus pystyä rakentamaan liittymisjohtoa pienemmällä kapasiteetilla, vaan saada hyötyjä taustaverkon osalta. Tehotariffilla voidaan vaikuttaa siihen, miten tuotanto kuormittaa liittymisjohtoa edeltävää verkkoa. Tällä tavoin voidaan vaikuttaa siihen, pitääkö taustaverkkoa saneerata tuotannon takia. Tehotariffilla pyritään myös siihen, että jo olemassa olevan taustaverkon kapasiteetin käyttämisestä aiheutuu kustannuksia tuottajalle. Tämä johtuu siitä, että tulevaisuudessa saattaa liittyä myös muita asiakkaita, joita varten taustaverkkoa pitäisi saneerata, koska aikaisempi tuotanto on jo varannut olemassa olevan kapasiteetin. Tällöin aikaisemman asiakkaan tehotariffista saaduilla tuotoilla voidaan saneerata verkkoa seuraava asiakasta varten.

Dynaamisella tehotariffilla tarkoitetaan hinnoittelua, jossa tietyn rajan jälkeen tehotariffin suuruus kasvaa tehon kasvaessa. Tällöin pystytään vaikuttamaan myös siihen, kuinka suuresti asiakas ylittäisi rajatehon. Tällä menetelmällä ei suoraan kielletä asiakasta ylittämästä tiettyä tehoa, vaan luodaan kannustimia. Tuottaja seuraa sähkön pörssihintaa, ja tuottaa energiaa verkkoon tehotariffista huolimatta, jos myydystä energiasta saa suuremmat tuotot kuin siirtotariffeista aiheutuvat kulut. Pörssisähkön hinta saattaa olla hyvinkin korkea joillakin tunneilla, jolloin asiakas siirtäisi kaiken tuottamansa energian verkkoon leikkaamatta tehoja ollenkaan. Tällöin dynaamisella tehotariffilla verkon haltija saisi näillä tunneilla hyvän korvauksen.

Jokaisessa kohteessa tehoraja, jonka jälkeen tehotariffi astuisi voimaan, olisi tutkittava erikseen. Tämä riippuu taustaverkon kapasiteetista ja energian kulutuksesta. Mikäli kulutus olisi jatkuvasti suurta ja voimalaitoksen koko ei olisi liian suuri kulutukseen nähden, voisi olla järkevämpää, ettei tehotariffia olisi. Silloin kun kulutusta on paljon, mitä suurempi osa siitä pystytään tuottamaan lähellä, sitä suuremmat säästöt saadaan kantaverkon siirtomaksuissa. Tämän takia on mahdotonta luoda yhtä tehotariffia, joka toimisi kaikissa tilanteissa.

### 9.1 Dynaamisen tehotariffin määrittäminen pörssihintojen avulla

Dynaaminen tehotariffi voidaan määrittää aurinko- ja tuulipuistojen painotetun pörssihinnan avulla. Taulukossa 4.3 esitettiin painotetut pörssisähköhinnat aurinkopuistolle ja taulukossa 4.6 tuulipuistolle vuosina 2021–2024. Aurinko- ja tuulipuistolle on käytetty vuoden 2024 painotettuja pörssisähkön hintoja. Aurinkopuistolle tämä oli 4,93 snt/kWh kohden ja tuulipuistolle 6,06 snt/kWh. Hinnoittelun tulisi olla tietyn rajan jälkeen sellainen, ettei asiakas haluaisi normaalissa tilanteessa sitä ylittää. Tehorajan ylittämisestä aiheutuvan kustannuksen pitäisi olla suurempi kuin painotettu pörssisähkön hinta kyseiselle tuotantomuodolle, jotta asiakas ei normaaleissa olosuhteissa sitä tekisi. Taulukossa 10.1 on esitetty yksi tehotariffin hinnoittelumalli 50 MW:n aurinko- ja tuulipuistoille.

Taulukko 9.1 Dynaamisen tehotariffin hintaportaat aurinko- ja tuulipuistolle.

Tehorajan ylitys	Hinta aurinkopuistolle	Hinta tuulipuistolle
1–5 MW	74,0 €/MWh	91,0 €/MWh
5–10 MW	148,0 €/MWh	182,0 €/MWh
10–15 MW	222,0 €/MWh	273,0 €/MWh

Taulukossa 9.1 esitetyssä mallissa tehorajan ylitys 1–5 megawatilla tarkoittaisi 1,5 kertaista painotetun pörssisähkön hintaa vuonna 2024, joka oli aurinkopuistolle 49,3 €/MWh ja tuulipuistolle 60,6 €/MWh. Jos rajan ylittää 5–10 megawatilla joutuisi maksamaan kaksinkertaista hintaa verrattuna rajaan 1–5. Jos rajan ylittää 10–15 megawatilla hinta olisi kolminkertainen verrattuna 1–5 megawatin ylitykseen. Tässä menetelmässä maksetaan siis jokaisesta ylitetystä megawatista kerrottuna ylityksen yksikköhinnalla. Menetelmä perustuu siihen, että pörssisähkön hinnan pitäisi olla hyvin korkea niillä tunneilla, kun satutaan tuottamaan paljon energiaa, jotta tehoraja ylitettäisiin. Tällä menetelmällä tehorajat saatettaisiin joskus ylittää, mutta silloin verkon haltija saisi siitä korvauksen. Tutkitaan vielä tuntidatan perusteella 50 MW:n aurinko- ja tuulipuistoissa sitä, kuinka monta kertaa vuoden 2024 pörssisähköhinnoilla hinnat olisivat olleet korkeita silloin kun tuotetaan paljon energiaa. Käytetään molemmissa puistoissa tehorajana 30 megawattia. Aurinkopuiston tapauksessa samana tuntina tuotannon olisi oltava yli 30 MW ja sähkön hinnan yli 7,4 snt/kWh. Tuulipuistossa tuotannon olisi oltava yli 30 MW samana tuntina, kun sähkön hinta yli 9,1 snt/kWh. Tarkastelun tulokset on esitetty taulukossa 9.2.

Taulukko 9.2 Tehorajojen ylitykset vuoden 2024 sähköpörssihinnoilla aurinko- ja tuulipuistossa.

Aurinko	Tuuli
Tehoraja 30 MW	Tehoraja 30 MW
Spot-hinnan raja 7,4 snt/kWh	Spot-hinnan raja 9,1 snt/kWh
Molemmat ylitetty samaan aikaan 49 kertaa	Molemmat ylitetty samaan aikaan 281 kertaa

Taulukosta 9.2 nähdään, että aurinkopuiston tapauksessa asetettu tehoraja ylitettäisiin 49 tuntina vuodessa. Tuulipuiston tapauksessa tehoraja ylitettäisiin 281 tuntina vuodessa. Ylityksiä voitaisiin vähentää nostamalla tehorajaa tai kasvattamalla ylityksestä aiheutuvia siirtokustannuksia.

## 9.2 Tehotariffin avulla saadut tulot aurinko- ja tuulipuistossa

Taulukon 9.1 mukaisella tehotariffilla voidaan laskea, kuinka paljon tuottoja aurinko- ja tuulipuisto toisivat verkon haltijalle. Nämä tuotot ovat laskettu siten, että kyseisillä rajoilla tuottajan olisi järkevää tuottaa energiaa tehotariffista huolimatta, koska sähkön hinta on ollut riittävän korkea. Tällä perusteella voimme arvioida paljon verkkoa pystyisi saneeraamaan tehotariffista saatavilla tuotoilla. Tarkastelussa on käytetty 50 MW:n aurinko- ja tuulipuistoa. Aurinkopuiston tehorojana käytetään 27 megawattia ja tuulipuistolla 35 megawattia. Saadut tuotot vuodessa aurinko- ja tuulipuistossa on esitetty taulukossa 9.3

Taulukko 9.3 Tehorajan avulla saadut vuosituotot aurinko- ja tuulipuistossa.

Tehorajan ylitys	Aurinko (Tuotot k€/a)	Tuuli (Tuotot k€/a)
1–5 MW	23,1	59,7
5–10 MW	0,1	11,5
10–15 MW	0	1,7
Yhteensä	23,2	72,8

Tuottoa tehorojasta tulisi puiston koko pitoajalta. Pystyäksemme arvioimaan, kuinka paljon tulevaisuuden tuotoilla voidaan saneerata verkkoa, on diskontattava tulevaisuuden tuotot nykyhetkeen. Diskonttaamisen laskentakaava on esitetty yhtälössä 7.1

Verkon saneeraamista on tutkittu kasvattamalla johtimen kapasiteettia vaihtamalla johdin suuremman poikkiastian johtimeen. Analyysissa on käytetty taulukossa 5.1 esitettyjä johtimia. Tutkimuksessa on käytetty kahta eri vaihtoehtoa, jotka ovat Suursavo → Ostrich-johtimeksi tai Suursavo/Ostrich → Duck-johtimeksi. Kyseisten johtimien yksikköhinnat on esitetty taulukossa 5.3. Maksimipituudet johdinten vaihdolle määritetään 4–7 % diskonttauksen korkokannoilla. Suursavon vaihtaminen Ostrich-johdoksi on esitetty taulukossa 9.4. Suursavon tai Ostrich johdon vaihtaminen Duck-johtimeksi on esitetty taulukossa 9.5. Puiston pitoaikana on käytetty 30:tä vuotta.

Taulukko 9.4 Maksimipituudet taustaverkon johdinvaihdolle tehorajan avulla saaduilla tuotoilla eri diskonttauksen korkokannalla aurinko- ja tuulipuistossa. Johdin vaihettu Ostrich-johtimeksi.

Korkokanta	Saneeraus aurinkopuiston tuotolla (km)	Saneeraus tuulipuiston tuotolla (km)
4 %	22,6	71,2
5 %	20,1	63,3
6 %	18,0	56,7
7 %	16,2	51,1

Taulukko 9.5 Maksimipituudet taustaverkon johdinvaihdolle tehorajan avulla saaduilla tuotoilla eri diskonttauksen korkokannalla aurinko- ja tuulipuistossa. Johdin vaihdettu Duck-johtimeksi.

Korkokanta	Saneeraus aurinkopuiston tuotolla (km)	Saneeraus tuulipuiston tuotolla (km)
4 %	14,5	45,6
5 %	12,9	40,6
6 %	11,6	36,3
7 %	10,4	32,8

Taulukosta 9.4 ja 9.5 nähdään, että pelkästään tehorajan avulla saaduilla tuotoilla pystyttäisiin saneeraamaan taustaverkkoon enemmän kapasiteettia pitkille matkoille. Tuulipuiston tehorajalla pystytään saneeraamaan huomattavasti enemmän, koska tuulipuisto myös kuormittaa taustaverkkoa enemmän. Taulukosta 5.1 voidaan katsoa kuinka paljon kapasiteetti kasvaisi taustaverkossa johdinvaihdon myötä.

Mikäli taustaverkon saneeraaminen vaatisi myös johdinvaihdon lisäksi pylväiden saneeraamisen, olisivat kustannukset huomattavasti korkeammat. Lasketaan vielä kapasiteettivarausmaksun ja tehorajan avulla saaduilla tuotoilla kuinka paljon uutta verkkoa pystyisi rakentamaan. Kapasiteettivarausmaksun suuruus on esitetty taulukossa 7.1. Käytetään uuden verkon rakentamiseen taulukossa 5.4 esitettyjä hintoja. Kapasiteettivarausmaksu maksetaan heti liittymishetkellä, ja tehorajan ylitystä maksetaan joka vuosi, kun tehorajaa ylitetään. Tehorajan ylityksestä saatavien tuottojen nykyarvo määritetään yhtälön 7.1 avulla. Korkokantana on käytetty 4 %. Tulokset uuden verkon rakentamisen maksimipituuksista eri johtimille kapasiteettivarausmaksun ja tehorajasta saatujen tuottojen avulla on esitetty taulukossa 9.6. Tehorajat ja puistojen koot ovat samoja kuin taulukossa 9.3.

Taulukko 9.6 Maksimipituudet taustaverkon saneeraamiselle kapasiteettivarausmaksun ja tehorajan avulla. Tehorajalla saadut tuotot diskontattu nykyarvoon 4 % korolla.

Johdin	Maksimipituus aurinkopuistossa (km)	Maksimipituus tuulipuistossa (km)
Suursavo	6,0	12,7
Ostrich	5,5	11,7
Duck	5,1	10,9
2x Duck	4,1	8,8

Tehorajaa käyttämällä voidaan saada lisätuottoja, jotka voidaan hyödyntää taustaverkon saneeraamiseen. Tehorajalla ei ole kuitenkaan vain tarkoitus kerätä lisää tuottoja vaan antaa kannusteita leikkaamaan huipputehoja. Verkon saneeraustarkasteluissa on käytetty oletusta, että rajatehotariffilla saataisiin sama tuotto joka vuosi. Tämä ei kuitenkaan todellisuudessa menisi niin. Saatu summa vaihtelisi vuosittain. Tämä johtuu siitä, että sähkön markkinahinta vaihtelee joka vuosi.

Tehorajan arvioiminen ja maksujen suuruuden asettaminen voi olla hyvin haasteellista pitkällä aikavälillä. Tämä johtuu siitä, että pörssisähkön hintaa on mahdotonta ennustaa tulevaisuuteen. Mikäli saadut tuotot tehorajasta ovat joko liian pienet tai liian suuret, niitä olisi mietittävä uudestaan. Ongelmana kuitenkin on, että taustaverkkoa voidaan joutua saneeraamaan ennen asiakkaan liittymistä verkkoon. Tässä vaiheessa ei vielä tiedettäisi tehotariffista saatavia tuottoja.

Kyseisen mallin käyttäminen huipputehoon perustuvassa tariffissa voi toimia hyvin, kun toimitaan reguloimattomassa sähköverkossa. Tällöin rajat ja hintojen suuruudet voivat vaihdella tuotantotyyppin, koon ja taustaverkon mukaisesti. Kyseistä hinnoittelumallia ei sovelleta missään reguloidussa sähköverkkotoiminnassa Suomessa.

## 10 YHTEENVETO JA JOHTOPÄÄTÖKSET

Työn tavoitteena oli tutkia uusiutuvan energian jakeluverkkoon liittämisen edellytyksiä reguloimattoman verkon avulla. Työssä oli tarkoitus kehittää siirtotariffeja erilaisille liittyjille ja tilanteille. Lähestymistapana käytettiin menetelmää, jossa arvioidaan kaikki liittymisestä aiheutuvat kustannukset tuotantoverkkoyhtiölle. Tällä tavoin pystytään määrittelemään sellaiset siirtohinnat, joilla tuotantoverkkoyhtiö pystyisi pitämään toiminnan kannattavana. Työssä tutkittiin reguloimatonta sähköverkkotoimintaa. Tämä mahdollisti täysin vapaan ajattelumallin hintojen suuruuteen ja rakenteeseen. Työssä käytettiin mallia, jossa 70 % koostuisi kiinteistä kustannuksista ja 30 % energiamaksusta. Tämän jälkeen pystyttiin arvioimaan voimalaitoksen koon mukaan kiinteä nimellistehoon perustuva maksu, sekä tuotettuun energiaan perustuva maksu. Kiinteiden kustannusten osuus asetettiin korkealle koska se takaisi tuotantoverkkoyhtiölle ennustettavat tulot. Näin voidaan varmistua, että toiminta pysyy kannattavana.

Työssä havaittiin liittymisestä aiheutuvat kustannukset hyvin pieneksi osaksi suurien puistojen kokonaiskustannuksista. Tämä tuo mukanaan negatiivisia ja positiivisia asioita. Positiivisena asiana on se, ettei johtimen valinnalla tai liittymisjohdon kustannuksilla ole suurta vaikutusta liiketoimintatapauksen käynnistymiseen. Suurimmat tekijät asiakkaan investointipäätökseen ovat puiston kustannukset sekä sähkön markkinahinta. Mikäli tuotannon rakentaminen todetaan kannattavaksi, eivät siirtohinnat todennäköisesti tee sitä kannattamattomaksi. Negatiivisena asiana puolestaan on se, että uusiutuvan tuotannon markkinat ohjaavat vahvasti tuotantoverkkoyhtiön toimintaa. Mikäli tulevaisuudessa sähkön hinta olisi sellainen, ettei uusiutuvaan energiaan kannata investoida, ei tuotantoverkkoyhtiö voisi jatkaa toimintaansa. Myös liittymisjohdon pitoaika suhteessa aurinko- ja tuulipuiston pitoaikaan voi tuoda mukanaan uhkia ja mahdollisuuksia. Koska liittymisjohdon pitoaika on pidempi kuin aurinko- ja tuulipuiston pitoaika, voisi johto jäädä tyhjilleen puiston poistuttua. Toisaalta puiston poistumisen jälkeen jo olemassa oleva liittymismahdollisuus voisi olla houkutteleva tuleville liittyjille.

Tutkimuksessa todettiin myös välttämättömien kantaverkkomaksujen olevan suurin osa siirtohinnoista. Tämäkin tuo mukanaan niin positiivisia kuin negatiivisia asioita. Positiivisena asiana on se, ettei liittyessä kantaverkkoon ole suuria kustannuseroja verrattuna liittymiseen tuotantoverkon kanssa. Tällöin tuotantoverkko voisi nopealla ja vaivattomalla

liittymisellä kerätä asiakkaita. Koska hintaerot ovat joka tapauksessa kohtalaisen pienet, voisi tuotantoverkkoyhtiön paras strategia olla liittymisen mahdollistaminen nopeasti. Nykyinen kantaverkon hinnoittelu tuo kuitenkin mukanaan paljon rajoitteita. Koska hintojen suuruuteen ei pysty vaikuttamaan, ei tuotannon käyttämisestä paikallisesti saada tarpeeksi suuria hyötyjä. Koska saatavat hyödyt ovat pienet, voi olla haastavaa houkutella kulutusta samaan paikkaan tuotannon kanssa, tai toisinpäin. Työssä todettiin myös, että Fingrid on ehdottanut kantaverkkopalvelumaksujen muutosta liittyen tuotannon ja kulutuksen alueelliseen sijoittamiseen. Aurinko- ja tuulipuistojen pitoaika voi olla 30–40 vuotta, ja liittymisjohdon pitoaika 50–60 vuotta. Tässä ajassa hinnoittelumalliin, lainsäädäntöön ja sähkön markkinahintaan voi tulla suuria muutoksia, joita on mahdotonta ennustaa. Tämän takia tulevaisuudessa kyseiseen liiketoimintaan voi sisältyä paljon uhkia ja mahdollisuuksia.

Tuotantoverkkoyhtiön olisi suunniteltava siirtotariffit niin, että oma sijoitettu pääoma saataisiin vähintään takaisin. Tämän takia on mahdotonta löytää siirtohintoja, jotka toimisivat kaikissa tilanteissa. Investoinnit eivät rajoitu vain liittymisjohtoon vaan myös taustaverkon vahvistamiseen. Tuotannon koko ja sijoituspaikka määräävät kuinka paljon ja kuinka pitkiä matkoja taustaverkkoa on saneerattava. Tämän takia jokainen kohde vaatii omat taustaselvityksensä ja kustannusarvionsa. Työssä esitetyt menetelmiä voidaan soveltaa kuitenkin todelliseen tilanteeseen.

Luvussa 1.1 esitettiin tutkimuskysymykset, joihin työssä on pyritty vastaamaan. Sähköverkon taloudellisesti ja teknisesti optimaaliseen rakentamiseen tuotantoliittyjää varten ei ole yhtä oikeaa mallia. Jokainen liittyjä edellyttää yksilöllistä tarkastelua sekä liittymisjohdon että taustaverkon osalta. Tulevien liittyjien määrää tai ajankohtaa on mahdotonta ennustaa, joten kapasiteetin varaamisen kannattavuutta mahdollisia tulevia liittyjiä varten ei voida arvioida varmuudella. Siksi verkon rakentamista ja kapasiteetin mitoittamista koskevat päätökset on tehtävä parhaalla mahdollisella tavalla käytettävissä olevan tiedon perusteella. Tuotantoverkkoyhtiön ja tuotantoliittyjän molemminpuolisen liiketoimintahyödyn saavuttamiseksi optimaalinen tariffi on sellainen, joka on liittyjälle mahdollisimman edullinen, mutta takaa samalla verkkoyhtiölle riittävän tuoton kannattavan toiminnan turvaamiseksi. Uudet tuotantoliittymät ovat tärkeitä sillä ne lisäävät monin tavoin alueellista elinvoimaa.

## LÄHDELUETTELO

- Adven 2024. Sähkökattiloista on moneksi energiantuotannossa. Saatavilla: <https://adven.com/fi/uutiset/sahkokattiloista-on-moneksi-energiantuotannossa/>
- Afry 2024. Taustaselvitys suurjännitejohtojen sääntelyhankkeeseen. Liittymisjohto. Saatavilla: <https://tem.fi/documents/1410877/196402993/Taustaselvitys%20suurj%C3%A4nnitejohtojen%20s%C3%A4ntelyhankkeeseen%20lopullinen%20raportti%20211024.pdf>
- Breyer, C. 2024. Solar Energy. BL20A1300 Energy Resources. [verkkoaineisto Moodlessa]. Saatavilla: (Rajattu pääsy). Viitattu 16.12.2024.
- Fingrid 2024. Fingrid ehdottaa uudistuksia kantaverkkomaksujen rakenteeseen. Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/ajankohtaista/tiedotteet/2024/fingrid-ehdottaa-uudistuksia-kantaverkkomaksujen-rakenteeseen>
- Fingrid 2024. Kantaverkko sopimus ja kantaverkkopalvelumaksut. Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/liitynta-kantaverkkoon/kantaverkkosopimus-ja--palvelumaksut>
- Fingrid 2017. Tiedä ennen kuin toimit sähköverkon läheisyydessä. Saatavilla [https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/kantaverkko/turvallisuus/hengenvaara\\_esite-update2017.pdf](https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/kantaverkko/turvallisuus/hengenvaara_esite-update2017.pdf)
- Fingrid 2024. Kantaverkko. Kunnossapito. Voimajohdot. Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/kunnossapito/voimajohdot/>
- Eduskunta 2024. Hallituksen esitys HE 197/2024 vp. Saatavilla: [https://www.eduskunta.fi/FI/vaski/HallituksenEsitys/Sivut/HE\\_197+2024.aspx](https://www.eduskunta.fi/FI/vaski/HallituksenEsitys/Sivut/HE_197+2024.aspx)
- Elovaara, J. & Haarala, L. 2011. Sähköverkot 1. Järjestelmäteknikka ja sähköverkon laskenta. Otatieto. ISBN 978-951-672-360-3.
- Elovaara, J. & Haarala, L. 2011. Sähköverkot 2. Verkon suunnittelu, järjestelmät ja laitteet. Otatieto. ISBN 978-951-672-364-4.
- Energiateollisuus 2023. Vihreät investoinnit nousemassa yli 85 miljardiin euroon teollisuus hankkeiden edellytyksenä tuuli- ja aurinkovoiman ripeä lisärakentaminen. Saatavilla: <https://energia.fi/tiedotteet>
- Energiauutiset 2021. Miksi sähkön hinta vaihtelee. Saatavilla: <https://www.energiiauutiset.fi/kategoriat/markkinat/miksi-sahkon-hinta-vaihtelee.html>
- Energiavirasto 2024. Hinnoittelun valvonta. Saatavilla: <https://energiavirasto.fi/hinnoittelun-valvonta>

Energiavirasto 2024. Sähkön jakeluverkkotoiminta. Sähkön suurjännitteinen jakeluverkkotoiminta. Saatavilla:

<https://energiavirasto.fi/documents/11120570/12766832/S%C3%A4hk%C3%B6n%20jake lu%20-%20Menetelm%C3%A4liite.pdf>

Energiavirasto 2018. Menetelmät liittämistä perittävien maksujen määrittämiseksi (Liittymien hinnoittelumenetelmät) Saatavilla:

<https://energiavirasto.fi/documents/11120570/12768744/Liittymien-hinnoittelumenetelm%C3%A4t.pdf>

Energiavirasto 2010. Menetelmät verkonhaltijan tuotannon liittämistä perittävien maksujen määrittämiseksi. Saatavilla:

<https://energiavirasto.fi/documents/11120570/12768744/Menetelm%C3%A4t-tuotannon-liitt%C3%A4misest%C3%A4-peritt%C3%A4vien-maksujen-m%C3%A4%C3%A4ritt%C3%A4miseksi.pdf>

Energiavirasto 2024. Toimialat. Sähkö- ja maakaasuverkot. Verkkotoiminnan luvanvaraisuus. Sähköverkonhaltijat. Saatavilla: <https://energiavirasto.fi/verkkotoiminnan-luvanvaraisuus>

Energiavirasto 2024. Yksikköhinnat.

Hekku Energia Oy 2024. Aurinkopaneelien tuotto Suomessa. Saatavilla: <https://hekuenergia.fi/aurinkopaneelit/aurinkopaneelien-tuotto-ja-takaisinmaksuaika/>

Helen 2022. Uutiset ja artikkelit. Mistä sähkön hinta muodostuu? – 3 asiaa. Saatavilla: <https://www.helen.fi/artikkelit/2022/mista-sahkon-hinta-muodostuu>

Honkapuro, S. Haapaniemi, J. Haakana, J. Lassila, J. Partanen, J. Lummi, K. Rautiainen, A. Supponen, A. Koskela, J. & Järventausta, P. 2017. Jakeluverkon tariffirakenteen kehitysmahdollisuudet ja vaikutukset. Tutkimusraportti. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Saatavilla:

[https://lutpub.lut.fi/bitstream/handle/10024/143710/Tariffirakennetutkimus\\_LUT\\_TUT\\_ra portti\\_final.pdf](https://lutpub.lut.fi/bitstream/handle/10024/143710/Tariffirakennetutkimus_LUT_TUT_ra portti_final.pdf)

Hyvärinen, T. 2024. Investointilaskentamenetelmän valinta energiatehokkuushankkeen kannattavuusarvioinnissa – case koy e.o. Lappeenrannan-Lahden teknillinen yliopisto, Lappeenranta. Saatavilla:

[https://lutpub.lut.fi/bitstream/handle/10024/167140/Diplomityo\\_Tatu\\_Hyvarinen.pdf](https://lutpub.lut.fi/bitstream/handle/10024/167140/Diplomityo_Tatu_Hyvarinen.pdf)

Hämeen sähkö 2024. Loistehomaksut 2024. Saatavilla: <https://www.hameensahko.fi/loistehomaksut/>

- Järvi-Suomen Energia 2024. Järvi-Suomen Energia lukuina. [Verkkolähde]. [Viitattu 27.11.2024]. Saatavilla: <https://www.jseoy.fi/tietoa-meista/jarvi-suomen-energia-lukuina/#06408123>
- Järvi-Suomen Energia 2024. Palvelut ja hinnat. Mikä verkkopalvelussa maksaa. Saatavilla: <https://www.jseoy.fi/palvelut-ja-hinnat/mika-verkkopalvelussa-maksaa/>
- Järvi-Suomen Energia 2024. Tietoa meistä. [Verkkolähde]. [Viitattu 26.11.2024]. Saatavilla: <https://www.jseoy.fi/tietoa-meista/#06408123>
- Lapin Voima 2021. Tuulivoima. Saatavilla: <https://lampinvoima.fi/teknologia/tuulivoima/>
- Lassila, J. Haakana, J. Haapaniemi, J. Räisänen, O. & Partanen, J. 2019. Sähköasiakas ja sähköverkko 2030. Lappeenrannan-Lahden teknillinen yliopisto. Saatavilla: <https://lutpub.lut.fi/bitstream/handle/10024/159320/S%C3%A4hk%C3%B6asiakas%20ja%20s%C3%A4hk%C3%B6verkko%202030-loppuraportti.pdf>
- Motiva 2024. Auringonsäteilyn määrä Suomessa. Saatavilla: [https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva\\_energia/aurinkosahko/aurinkosahkon\\_perusteet/auringonsateilyn\\_maara\\_suomessa](https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/aurinkosahkon_perusteet/auringonsateilyn_maara_suomessa)
- Motiva 2024. Aurinkosähköjärjestelmän teho. Saatavilla: [https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva\\_energia/aurinkosahko/jarjestelman\\_valinta/aurinkosahkojarjestelman\\_teho](https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/jarjestelman_valinta/aurinkosahkojarjestelman_teho)
- NYAB 2024. Akkupohjaiset energiavarastot tuovat joustavuutta sähköverkkoihin. Saatavilla: <https://nyabgroup.com/fi/uutishuone/akkupohjaiset-energiavarastot-tuovat-joustavuutta-sahkoverkkoihin/>
- Omaan tahtiin 2019. Pitkäaikaiset lainat. Tasaerälaina eli annuiteettilaina. Saatavilla: <https://x.omaantahtiin.com/lyhyt-matematiikka/mab6/pitk%C3%A4aikaiset-lainat>
- Prysmian Group 2023. Tuulipuistojen kaapeliratkaisut. Saatavilla: [https://fi.prysmian.com/sites/default/files/atoms/files/Prysmian\\_Tuulipuisto-esite\\_WEB\\_2023-03.pdf](https://fi.prysmian.com/sites/default/files/atoms/files/Prysmian_Tuulipuisto-esite_WEB_2023-03.pdf)
- Pörssisähkö 2024. Hintatilastot. Saatavilla: <https://porssisahko.net/tilastot>
- Pöyry Finland Oy 2016. Esiselvitys aurinkoenergian tuotantoalueista. Saatavilla: [https://satakunta.fi/wp-content/uploads/2021/05/101001204\\_Satakuntaliitto\\_Esiselvitys\\_aurinkoenergian\\_tuotantoalueista\\_20160428\\_LOPPURAPORTTI.pdf](https://satakunta.fi/wp-content/uploads/2021/05/101001204_Satakuntaliitto_Esiselvitys_aurinkoenergian_tuotantoalueista_20160428_LOPPURAPORTTI.pdf)
- Salkunrakentaja 2024. Algoritmitreidaukseen keskittyvä XTX Markets perustaa Kainuuseen datakeskuksen. Saatavilla: <https://www.salkunrakentaja.fi/2024/04/xtx-markets-kajaani/>

ScienceDirect 2017. Levelized Cost of Electricity. Saatavilla:

<https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/levelized-cost-of-electricity>

Seistola, E. 2023. Teollisenmittakaavan aurinkosähköhankkeen kannattavuuden tarkastelu.

Lappeenrannan-Lahden teknillinen yliopisto, Lappeenranta. Saatavilla:

[https://lutpub.lut.fi/bitstream/handle/10024/166894/Diplomityo%F6\\_Seistola\\_Elmeri.pdf?sequence=1](https://lutpub.lut.fi/bitstream/handle/10024/166894/Diplomityo%F6_Seistola_Elmeri.pdf?sequence=1)

Suolanen, O. 2021. Pientalon energian ja tehon käytön tarkastelu. Diplomityö

Lappeenrannan-Lahden teknillinen yliopisto, Lappeenranta. Saatavilla:

[https://lutpub.lut.fi/bitstream/handle/10024/163296/Diplomityo\\_Suolanen\\_Ossi.pdf?sequence=3](https://lutpub.lut.fi/bitstream/handle/10024/163296/Diplomityo_Suolanen_Ossi.pdf?sequence=3)

Talka, M. 2025. Yksityinen sähköpostiviesti 30.1.2025. Viestin saaja: V.V.

Vakkilainen, E. Kivistö, A. 2017. Sähkön tuotantokustannusvertailu. Lappeenrannan

teknillinen yliopisto. Saatavilla:

[https://lutpub.lut.fi/bitstream/handle/10024/143861/S%c3%a4hk%c3%b6n%20tuotantokustannusvertailu\\_ok.pdf?sequence=2&isAllowed=y](https://lutpub.lut.fi/bitstream/handle/10024/143861/S%c3%a4hk%c3%b6n%20tuotantokustannusvertailu_ok.pdf?sequence=2&isAllowed=y)

## LIITTEET

Liite I. Aurinkopaneelin datalehti. Saatavilla:

[https://static.trinasolar.com/sites/default/files/EN\\_Datasheet\\_Vertex\\_DE09.pdf](https://static.trinasolar.com/sites/default/files/EN_Datasheet_Vertex_DE09.pdf)

### ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- $P_{MAX}$ (Wp)*	390	395	400	405
Power Tolerance- $P_{MAX}$ (W)	0 ~ +5			
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	33.8	34.0	34.2	34.4
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	11.54	11.62	11.70	11.77
Open Circuit Voltage- $V_{OC}$ (V)	40.8	41.0	41.2	41.4
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	12.14	12.21	12.28	12.34
Module Efficiency $\eta_m$ (%)	20.3	20.5	20.8	21.1

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. \*Measuring tolerance: ±3%.

### MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	120 cells
Module Dimensions	1754×1096×30 mm (69.06×43.15×1.18 inches)
Weight	21.0 kg (46.3 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	EVA/POE
Backsheet	White
Frame	30mm (1.18 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm <sup>2</sup> (0.006 inches <sup>2</sup> ), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Landscape: 1100/1100 mm(43.31/43.31 inches)
Connector	MC4 EVQ2 / TS4*

\*Please refer to regional datasheet for specified connector.