

LAPPEENRANNAN-LAHDEN TEKNILLINEN YLIOPISTO LUT

LUT School of Energy Systems

Sähkötekniikan koulutusohjelma

Diplomityö

Lauri Laivoranta

**TEOLLISEN KOKOLUOKAN AURINKO-, TUULI- SEKÄ
HYBRIDIVOIMATUOTANNON MITOITUSMENETELMÄ**

Työn tarkastajat: Apul. prof. Jukka Lassila

TkT Juha Haakana

Työn ohjaaja: Apul. prof. Jukka Lassila

TIIVISTELMÄ

Lappeenrannan-Lahden teknillinen yliopisto LUT

LUT School of Energy Systems

Sähkötekniikan koulutusohjelma

Lauri Laivoranta

Teollisen kokoluokan aurinko-, tuuli- sekä hybridivoimatuotannon mitoitusmenetelmä

Diplomityö

2024

108 sivua, 40 kuvaa, 12 taulukkoa ja 3 liitettä

Työn tarkastajat: Apul. prof. Jukka Lassila

TkT Juha Haakana

Työn ohjaaja: Apul. prof. Jukka Lassila

Hakusanat: uusiutuva energia, energiamurros, tasoitettu energiantuotantokustannus

Energia- ja ilmastotavoitteiden saavuttaminen edellyttää puhtaampaa ja edullisempaa energiantuotantoa sekä sen tehokkaampaa hyödyntämistä ja jakelua, mistä johtuen energijärjestelmä on merkittävien murrosten kohteena. Energijärjestelmään kohdistuvien muutosten myötä uusiutuvan energian osuus tuotannossa kasvaa sekä tuotannon sääätömahdollisuudet heikkenevät.

Tässä diplomityössä syvennyttään energiamurroksen aihepiiriin ja tavoitteena on lisätä uusiutuviin energiantuotantomuotoihin liittyvän teknis-taloudellisen mitoittamisen osaamista. Työssä kehitetään teollisen kokoluokan aurinko-, tuuli- sekä hybridivoimatuotannon mitoitusmenetelmä, jonka avulla selvitetään pienimmät tasoitettujen energiantuotantokustannukset muodostavat tekniset mitoitusperiaatteet, joita pidetään voimalaitoskokonaisuudelle suositeltavina mitoitusarvoina.

Mitoitusmenetelmän toimintaa sovelletaan case-ympäristössä, missä selvitetään voimalaitosalueelle kannattavimman tuotantokustannuksen muodostava voimalaitoskokonaisuus. Tulosten perusteella Uuteenkaupunkiin sijoittuvalle voimalaitosalueelle on tuotantokustannusten puitteissa kannattavinta rakentaa käytettävissä olevan pinta-alan mukaan tuotantokapasiteetiltaan mahdollisimman suuri tuulivoimalaitos sekä tehontuottokykyyn optimoitu sähkönsiirtoverkko.

Mitoitustuloksia arvioidaan herkkyyksianalyysien avulla, joissa todetaan, että tuotantokustannukset voivat muuttua merkittävästi lähtötietojen muuttuessa. Erityisesti pitkät liittymisjohdot sekä investointikustannusten muutokset voivat vaikuttaa kannattavimpaan tuotantomuotoon sekä tuotantokustannusten muodostumiseen kymmeniä prosentteja. Johtopäätöksinä esitetään jatkokehitysaiheita menetelmän hyödyntämiseksi.

ABSTRACT

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

Lauri Laivoranta

A sizing method for industrial scale photovoltaic, wind and hybrid power plants

Master's Thesis

2024

108 pages, 40 figures, 12 tables and 3 appendixes

Examiners: Assoc. Prof. Jukka Lassila
 D.Sc. (Tech.) Juha Haakana
Supervisor: Assoc. Prof. Jukka Lassila

Keywords: renewable energy, energy transition, levelized cost of electricity

Achieving energy and climate targets require cleaner and more affordable energy production and more efficient distribution and utilization of energy. As a consequence, the whole energy system is facing significant changes. Due to energy transition, the share of renewable energy sources is increasing as well as the power production control methods are becoming less adjustable.

In this thesis, the general idea is to familiarize to the theme of energy transition and the main target of this study is to increase techno-economical competence in sizing of renewable energy power plants. A sizing method for industrial scale photovoltaic, wind and hybrid power plants is developed. It is used to find out the recommendable technical sizing principles producing the lowest levelized cost of energy.

The sizing method is applied to a case environment, where the power plant complex formed by the most profitable production cost in the power plant area is investigated. Based on the results, for a power plant area located in Uusikaupunki, it is most profitable to build a wind power plant with the largest possible production capacity according to the surface area and an electricity transmission network optimized for power generation.

The sizing results are evaluated using sensitivity analyses, which state that the production costs can change significantly as the input data changes. Especially long transmission lines and changes in investment costs can affect to the form of the most profitable form of production and to the formation of production costs by tens of percent. As a conclusion, the sizing method and results are evaluated and further development topics for utilizing the method are presented.

ALKUSANAT

Tämä diplomityö on tehty vuoden 2023 syksyn sekä vuoden 2024 kevään aikana. Diplomityön aihe on muodostunut motivaatiosta selvittää, miten sähköverkon liittymispistettä voitaisiin hyödyntää tehokkaimmin sääriippuvaisessa energiantuotannossa. Aihepiiriin syventymisen myötä kehitettiin mitoitusmenetelmä, jonka avulla voidaan selvittää teknis-taloudellisesti kannattavin tapa tuottaa uusiutuvaa energiaa sähkönsiirtoverkon rajoitteet sekä sääriippuvaisen tuotannon luonne huomioiden.

Työhön liittyvä energiamurroksen aihepiiri sekä työssä suoritettu kehitystyöprosessi olivat mielenkiintoisia, laajoja sekä haastavia teemoja, joiden ansiosta onnistuttiin laatimaan kattava energiantuotantoa käsittelevä teos. Haluan kiittää työn ohjaajaa Jukka Lassilaa diplomityön mahdollistamisesta sekä rakentavasta ja asiantuntevasta ohjauksesta tavoitteiden saavuttamiseksi. Lisäksi haluan kiittää läheisiäni kaikesta saamastani tuesta, jota ilman opintojeni suorittaminen päivätyöni ohessa olisi ollut mahdotonta.

Kaarinassa 1.4.2024

Lauri Laivoranta

SISÄLLYSLUETTELO

KÄYTETYT MERKINNÄT JA LYHENTEET	7
1 JOHDANTO	10
1.1 Työn esittely ja merkitys.....	10
1.2 Työn tavoitteet ja rajaukset.....	14
1.3 Työn kulku ja tutkimusmenetelmät	15
2 UUSIUTUVA ENERGIA SEKÄ SEN HYÖDYNTÄMINEN.....	18
2.1 Uusiutuva energia	18
2.2 Energiantuotanto ja -käyttö Suomessa.....	20
2.3 Aurinkosähkötuotanto sekä voimalat Suomessa.....	25
2.4 Tuulivoimatuotanto sekä voimalat Suomessa.....	31
2.5 Uusiutuvan energiantuotannon kustannukset	36
3 TUOTANNON MITOITUSMENETELMÄ.....	38
3.1 Mitoitusmenetelmän tausta	38
3.2 Mitoitusmenetelmän kuvaus	39
3.3 I-vaihe: tuotannon elinkaariarvojen määrittäminen	41
3.4 II-vaihe: edullisimpien tuotantokustannusten määrittäminen.....	45
4 MITOITUSMENETELMÄSSÄ HYÖDYNNETTÄVÄT LÄHTÖTIEDOT.....	48
4.1 Voimalaitosalueeseen liittyvät lähtötiedot.....	48
4.2 Voimalaitoksiin liittyvät lähtötiedot	50
4.3 Sähkönsiirtoverkkoon liittyvät lähtötiedot.....	55
5 MITOITUSMENETELMÄN HYÖDYNTÄMINEN.....	58
5.1 Tuotantokustannusten elinkaariarvojen laskenta	58
5.2 Energiantuotannon elinkaariarvojen laskenta	62
5.3 Edullisimpien tuotantokustannusten laskenta sekä mitoituseriaatteet	70
6 MUUTTUIEN VAIKUTUS TUOTANTOKUSTANNUKSIIN	78
6.1 Muuttujien vaikuttavuusanalyysi	78
6.2 Vuosittaisen energiantuotannon vaikutus tuotantokustannuksiin.....	81
6.3 Investointi- ja käyttökustannusten vaikutus tuotantokustannuksiin	82
6.4 Pitoaikojen vaikutus tuotantokustannuksiin	85
6.5 Korkokannan vaikutus tuotantokustannuksiin.....	87
6.6 Liittymisjohdon pituuden vaikutus tuotantokustannuksiin.....	88

7	JOHTOPÄÄTÖKSET	90
7.1	Mitoitustulosten arviointi.....	90
7.2	Mitoitusmenetelmän arviointi.....	93
7.3	Mitoitusmenetelmän sekä sen hyödyntämisen jatkokehitysmahdollisuudet	95
8	YHTEENVETO.....	97
	LÄHDELUETTELO	98

LIITTEET

LIITE I: Sähkönsiirtoverkon verkkokomponenttien investointikustannusarvot

LIITE II: Sähkönsiirtoverkon investointikustannusten rakenne

LIITE III: Eri energiantuotantomuotojen kapasiteettikertoimet

KÄYTETYT MERKINNÄT JA LYHENTEET

muuttujat

A_{PP}	voimalaitosalueen kokonaispinta-ala
a_{PP}	voimalaitoskomponenttien asennuksiin soveltuva osuus pinta-alasta
$C_{L CPP}$	voimalaitoskokonaisuuden elinkaarikustannusten arvo
E_{aPP}	voimalaitoksella vuoden aikana tuotettu ja verkkoon siirretty energiamäärä
$E_{L CPP}$	voimalaitoksella elinkaaren aikana tuotettu ja verkkoon siirretty energiamäärä
i_{cHVTL}	suurjännitteisen liittymisjohdon pituuteen suhteutettu investointikustannus
IC_{PP}	voimalaitoksen investointikustannus
i_{cPP}	voimalaitoksen tuotantokapasiteettiin suhteutettu investointikustannus
IC_{SS}	siirtoverkon rakentamiseen liittyvät muut investointikustannukset
IC_{TN}	siirtoverkon investointikustannus
$LCOE_{PP}$	voimalaitoskokonaisuuden tasoitettu energiantuotantokustannus
$LCOE_{PPmin}$	voimalaitoskokonaisuuden edullisin tasoitettu energiantuotantokustannus
l_{HVTL}	suurjännitteisen liittymisjohdon pituus
n	voimalaitostyyppien lukumäärä
o_{cPP}	voimalaitoksen tuotantokapasiteettiin suhteutettu käyttökustannus
o_{cTN}	siirtoverkon tehonsiirtokapasiteettiin suhteutettu käyttökustannus
P_{hPP}	voimalaitoksen keskimääräinen tuntipätöteho
p_{hPP}	voimalaitoksen suhteellinen tuntikohtainen tuotantoteho
PP	tarkasteltava voimalaitostyyppi
r	taloudellinen laskentakorkokanta
S_{APP}	voimalaitoksen pinta-alaan suhteutettu tuotantokapasiteetti
S_{PP}	voimalaitoksen tuotantokapasiteetti
S_{PPmax}	voimalaitoksen suurin tarkasteltava tuotantokapasiteetti
S_{PPmin}	voimalaitoksen pienin tarkasteltava tuotantokapasiteetti
S_{TN}	siirtoverkon tehonsiirtokapasiteetti
S_{TNmax}	siirtoverkon suurin tarkasteltava tehonsiirtokapasiteetti
S_{TNmin}	siirtoverkon pienin tarkasteltava tehonsiirtokapasiteetti
t_{PP}	voimalaitoksen taloudellinen pitoaika
t_{TN}	siirtoverkon taloudellinen pitoaika

alaindeksit

A	pinta-ala (<i>engl. area</i>)
a	vuosi (<i>lat. annus</i>)
h	tunti (<i>engl. hour</i>)
HVTL	suurjännitteinen siirtojohto (<i>engl. high voltage transmission line</i>)
HY	hybridi (<i>engl. hybrid</i>)
LC	elinkaari (<i>engl. life cycle</i>)
max	maksimi (<i>engl. maximum</i>)
min	minimi (<i>engl. minimum</i>)
n	nimellinen (<i>engl. nominal</i>)
p	piikki (<i>engl. peak</i>)
PP	voimalaitos (<i>engl. power plant</i>)
PV	aurinkovoima (<i>engl. photovoltaics</i>)
SS	sähköasema (<i>engl. substation</i>)
TN	siirtoverkko (<i>engl. transmission network</i>)
WT	tuulivoima (<i>engl. wind turbine</i>)

lyhenteet

A	pinta-ala (<i>engl. area</i>)
ac	eekkeri (<i>engl. acre</i>)
C	kustannus (<i>engl. cost</i>)
E	energia (<i>engl. energy</i>)
GSEE	aurinkovoimatuotannon tehonmäärittäminen (<i>engl. Global Solar Energy Estimator</i>)
IC	investointikustannus (<i>engl. investment cost</i>)
LCOE	tasoitettu energiantuotantokustannus (<i>engl. Levelized Cost of Energy</i>)
MERRA-2	tietoaaineisto (<i>engl. Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications, Version 2</i>)
OC	käyttökustannus (<i>engl. operating cost</i>)
ONAF	luonnollisella öljyn- sekä koneellisella ilmankierrolla varustettu muuntaja (<i>engl. Oil Natural, Air Forced</i>)
ONAN	luonnollisella öljyn- ja ilmankierrolla varustettu muuntaja (<i>engl. Oil Natural, Air Natural</i>)

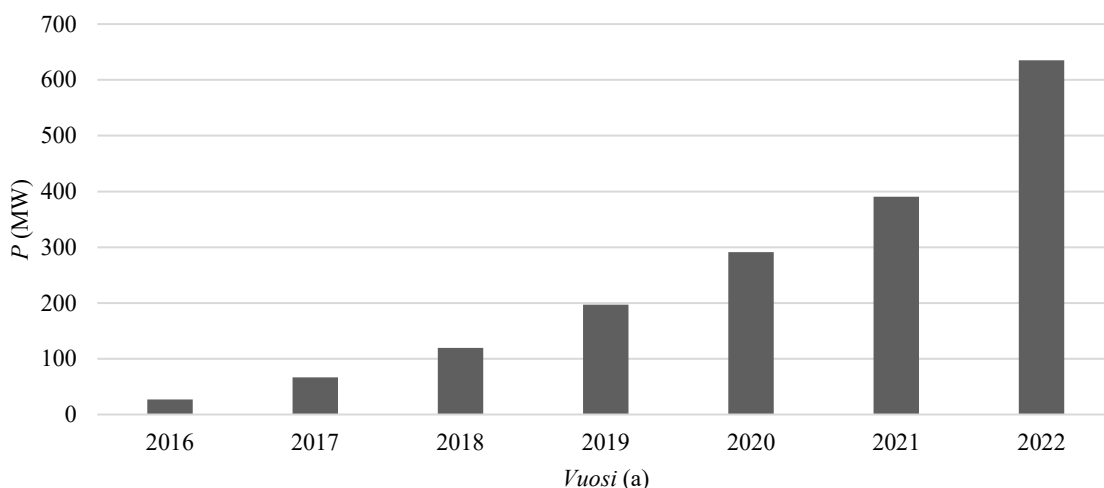
P	pätöteho (<i>engl. power</i>)
PP	voimalaitos (<i>engl. power plant</i>)
PPA	pitkäaikainen sähkönostosopimus (<i>engl. Power Purchase Agreement</i>)
S	näennäisteho (<i>engl. apparent power</i>)
VWF	tuulivoimatuotannon tehonmäärittäminen (<i>engl. Virtual Wind Farm</i>)

1 JOHDANTO

Energiajärjestelmä on väistämättömien muutosten edessä ilmastonmuutoksen torjunnan edellyttäessä edullisempaa ja puhtaampaa energiantuotantoa sekä sen tehokkaampaa jakelua ja hyödyntämistä. Energiamurroksen myötä uusiutuvan energian osuus tuotannossa kasvaa, ja samalla tuotannon säätömahdollisuudet heikkenevät. Energiatehokkuuden parantumisen myötä myös kulutuksen dynamiikka muuttuu, muun muassa lämpöpumppujen, sähköautojen sekä akkujen hyödyntämisen yleistyessä. Lisäksi sekä Suomen että Euroopan unionin vähähiilisyystavoitteet kasvattavat uusiutuvan energian kysyntää entisestään. (VTT 2023, 3–5; Energiavirasto 2023a.)

1.1 Työn esittely ja merkitys

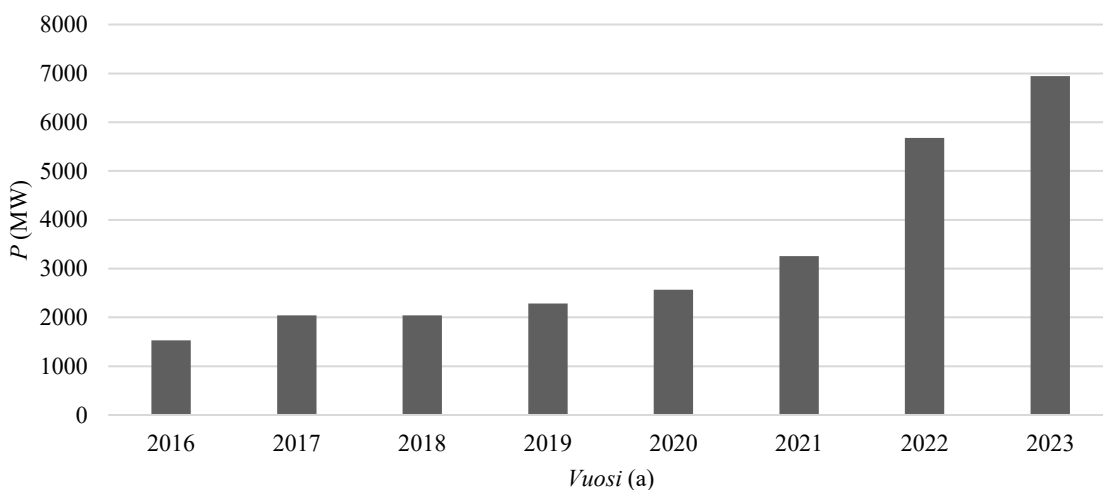
Uusiutuvien energianlähteiden hyödyntäminen osana energiantuotantoa on kasvanut merkittävästi Suomessa. Vuonna 2023 uusiutuvien energianlähteiden osuus Suomen sähköntuotannossa oli 52 % sekä hiilidioksidivapaan sähköntuotannon osuus oli 94 %. Vastaavana vuonna tuulivoiman osuus Suomen sähköenergian tuotannosta oli 18,5 % sekä vastaavasti aurinkovoimalla tuotetun energian osuus oli 0,8 %. (Energiateollisuus 2024a, 9.) Erityisesti aurinko- ja tuulivoiman tuotantokapasiteetti on kasvanut merkittävästi menneinä vuosina. Sähköverkkoon kytketyn aurinkovoiman pientuotantokapasiteetin kumulatiivista kehittymistä on havainnollistettu kuvassa 1.1.



Kuva 1.1. Sähköverkkoon kytketyn aurinkovoiman pientuotantokapasiteetin kumulatiivinen kehittyminen Suomessa (luvut Energiavirasto 2023c)

Sähköverkkoon oli liitetty aurinkosähkön pientuotantokapasiteettia noin 635 MW vuoden 2022 lopussa, mikä vastasi noin 3,2 % osuutta koko Suomeen asennetusta voimalaitoskapasiteetista. Valtaosa aurinkosähkön tuotantokapasiteetista muodostuu nimellisteholtaan alle yhden megawatin pientuotantolaitteistoista. (Energiavirasto 2023b; Energiavirasto 2024.)

Teollisen kokoluokan, yli yhden megawatin, aurinkosähkön tuotantolaitoksia on vuonna 2023 Energiaviraston voimalaitosrekisterissä alle kymmenen kappaletta. Teollisen kokoluokan aurinkosähkölaitosten tuotantokapasiteetti on yhteensä noin 39 MW, mikä vastaa alle kymmenesosaa aurinkosähköntuotannon kokonaiskapasiteetista. (Energiavirasto 2023b; Energiavirasto 2023c.) Tuulivoiman tuotantokapasiteetin kumulatiivista kehittymistä on havainnollistettu kuvassa 1.2.



Kuva 1.2. Sähköverkkoon kytketyn tuulivoiman tuotantokapasiteetin kumulatiivinen kehittyminen Suomessa (luvut Energiateollisuus 2024, 15)

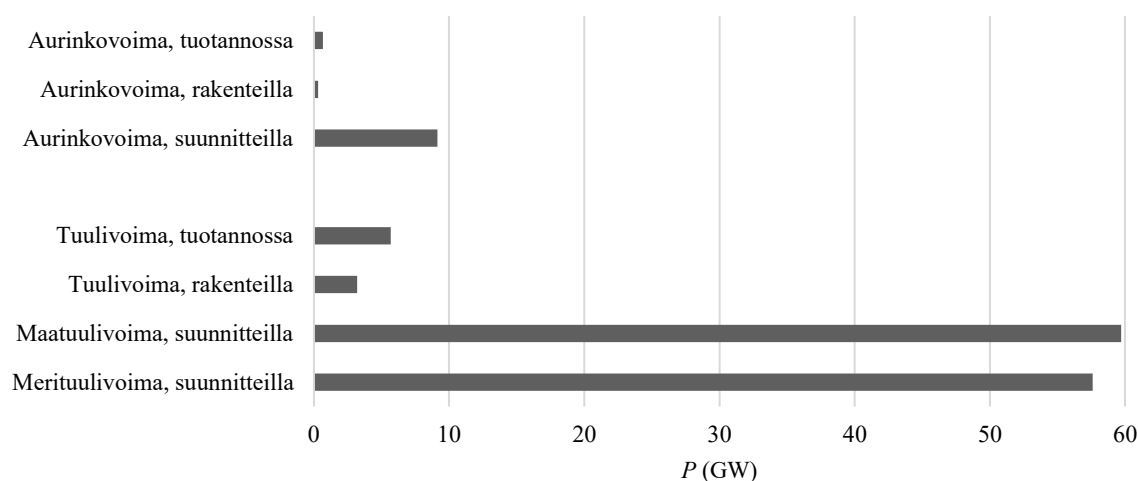
Sähköverkkoon oli liitetty tuulivoiman tuotantokapasiteettia yhteensä noin 7 GW vuoden 2023 lopussa, mikä vastasi noin 35 % osuutta Suomen sähköntuotantokapasiteetista vuoden 2022 lopun tilanteeseen verrattuna (Energiateollisuus 2024, 15; Energiavirasto 2024). Myös tuulivoiman tuotantokapasiteetti on kasvanut merkittävästi menneinä vuosina, kuten vuonna 2022, jolloin tuotantokapasiteetti kasvoi 76 % sekä tuotetun energian määrä 41 % (Energiateollisuus 2023, 16).

Uusien tuulivoimaloiden rakentamista tuettiin vuoden 2017 marraskuuhun asti syöttötariffijärjestelmällä (Motiva 2022). Vuotta 2018 kutsutaan tuulivoimarakentamisen välivuodeksi, jolloin ei rakennettu yhtään uutta voimalaa. Vuodesta 2019 lähtien

valmistuneet tuulivoimalat on rakennettu markkinaehtoisesti ilman valtion tukea (Tuulivoimayhdistys 2020.)

Aurinko- ja tuulivoimalaitosten hyödyntäminen energiantuotannossa vaikuttaa kasvattavan suosiotaan Suomessa entisestään. Erityisesti teollisen kokoluokan aurinkovoimalaitosten tuotantokapasiteettiin on suunnitteilla merkittäviä lisäyksiä. Rakenteilla olevien voimalaitoshankkeiden valmistuessa aurinkosähkön teollisen kokoluokan tuotantokapasiteetti kasvaa yli 300 MW. Suunnitteilla olevien voimalaitoshankkeiden toteutuessa teollisen kokoluokan aurinkovoimalaitosten tuotantokapasiteetti voi kasvaa nykyisestä muutaman kymmenen MW tehosta yli 9,5 GW vuoteen 2030 mennessä. (Motiva 2023.)

Myös tuulivoimatuotannon osalta tuotantokapasiteettiin on muodostumassa merkittäviä lisäyksiä. Vuoteen 2022 perustuvan, noin 5,6 GW, tuotantokapasiteetin lisäksi uusia tuulivoimalaitoksia on rakenteilla noin 3,2 GW edestä, ja näiden on tarkoitus valmistua vuoteen 2025 mennessä (Tuulivoimayhdistys 2023a). Suunnitteluvaiheessa olevien maatuulivoimahankkeiden tuotantokapasiteetti on noin 59,7 GW sekä merituulivoimahankkeiden tuotantokapasiteetti vastaavasti noin 57,6 GW (Tuulivoimayhdistys 2023b). Aurinko- ja tuulivoimalaitosten tuotantokapasiteetin nykytilannetta ja tulevaisuutta on havainnollistettu kuvassa 1.3.



Kuva 1.3. Tuotannossa, rakenteilla sekä suunnitteilla olevien aurinko- ja tuulivoimalaitosten tuotantokapasiteetit (luvut Energiavirasto 2023b; Motiva 2023; Energiateollisuus 2023; Tuulivoimayhdistys 2023a)

Voimalaitosten tuotantokapasiteettien kasvaessa myös voimalaitosten tyypilliset yksikkökoot kasvavat. Suomen suurin aurinkovoimalaitos on kooltaan noin 10 MW, kun yleisimmät suunnitteilla olevat voimalaitokset ovat kooltaan 50–100 MW voimalaitoksia. Myös yli 500 MW voimalaitoksia on suunnitteilla. (Motiva 2023.) Vastaavasti tuulivoimalaitosten fyysinen koko sekä tuotantokapasiteetti ovat kasvaneet menneiden vuosikymmenien aikana (Tuulivoimayhdistys 2023b).

Vielä 1980-luvulla tuulivoimaloiden roottorit olivat tyypillisesti halkaisijaltaan 15 m sekä nimellisteho 55 kW. Modernien maatuulivoimaloiden roottorien halkaisijat ovat jopa yli 150 m sekä nimellisteho 5 MW. (Tuulivoimayhdistys 2023b.) Tuotannossa sekä rakenteilla olevat tuulivoimalaitokset sijoittuvat pääasiallisesti mantereelle, kun taas suunnitteilla olevat voimalaitoshankkeet sijoittuvat huomattavasti laajemmalti koko Suomen alueelle. Voimaloita on suunnitteilla niin Suomen talousvesialueelle kuin Keski-Suomenkin alueelle. (Tuulivoimayhdistys 2023a.)

Suomen kansallisen ilmasto- ja energiastrategian tavoitteena on saavuttaa Euroopan unionin vuoteen 2030 mennessä tavoiteltavat ilmasto- ja energiatavoitteet sekä lisäksi hallituksen ohjelman mukaisesti hiilineutraalius vuonna 2035. Kansallisena tavoitteena on nostaa uusiutuvan energian osuus 51 % energian kokonaisloppukulutuksesta vuonna 2030. Hallitusohjelman mukaisesti Suomen tavoitteena on olla hiilinegatiivinen nopeasti tämän jälkeen. (Työ- ja elinkeinoministeriö 2022, 12, 130.)

Ilmastotavoitteiden saavuttaminen edellyttää mittavia toimia monilla eri sektoreilla, kuten kasvihuonepäästöjen vähentämisessä, hiilinielujen lisäämisessä, uusiutuvan energian ja energiatehokkuuden edistämässä sekä energiamarkkinoiden kehittämisessä. Strategian tavoitteena on edistää uusiutuvaa energiantuotantoa muun muassa tukemalla uusia teknologioita sekä demonstraatiohankkeita, edistämällä merituulivoimahankkeiden tutkimusta, kehitystä ja rakentamista sekä edistämällä tuulivoimarakentamista. (Työ- ja elinkeinoministeriö 2022, 27–28.)

Mittavat muutokset energiantuotannossa tuovat myös mukanaan muun muassa niin teknisiä kuin inhimillisiäkin haasteita. Uusiutuvan energiantuotannon myötä tuotanto on hajautetumpaa, minkä vuoksi tarvitaan uusia siirtoverkon liittymispisteitä. Sääolosuhteet vaikuttavat energiantuotannon vaihtelevuuteen, mutta tuotannon ja kulutuksen tulee silti pysyä tasapainossa joka hetki. Tuulivoiman tuotannon parhaat olosuhteet ovat pohjoisessa, mutta suurin kulutus etelässä, mikä kuormittaa siirtoverkkoa. (Fingrid 2020.)

Uusiutuvan energiantuotannon voimakkaan kasvun ja keskittymisen myötä sähköjärjestelmän vakaus on jo uhattuna. Esimerkiksi länsirannikolla on jouduttu rajoittamaan suuntaajakytkettyjen tuotantolaitteistojen sekä sähkövarastojen kantaverkkoliityntöjä käyttövarmuuden varmistamiseksi. (Fingrid 2023.) Energiamurroksen myötä myös osaavan työvoiman sekä uudenlaisen osaamisen tarve kasvaa (Ohrling et al. 2021, 36).

1.2 Työn tavoitteet ja rajaukset

Tässä diplomityössä syvennyttään energiamurroksen myötä muodostuneisiin uusiin osaamistarpeisiin, ja tarkoituksena on lisätä uusiutuvien energiantuotantomuotojen teknis-taloudellisen mitoittamisen osaamista. Työssä käsitellään pääasiallisesti aurinko-, tuuli- sekä hybridivoimatuotantoon liittyviä aihepiirejä sekä näihin liittyviä taustatietoja.

Tämän diplomityön tavoitteena on selvittää, miten teollisen kokoluokan aurinko-, tuuli- tai hybridivoimalaitoskokonaisuus on kannattavinta mitoittaa yksilöllisessä sijainnissa avoimia tausta-aineistoja hyödyntäen. Diplomityöprosessia ohjaa seuraava tutkimuskysymys, jonka avulla tutkimusongelma pyritään ratkaisemaan:

Miten teollisen kokoluokan aurinko-, tuuli- sekä hybridivoimalaitoskokonaisuus on kannattavinta mitoittaa yksilöllisessä sijainnissa?

Työn konkreettisenä tavoitteena on kehittää laskentamenetelmä, jonka avulla voidaan arvioida aurinko-, tuuli- tai hybridivoimalaitoksesta sekä siirtoverkkoratkaisusta koostuvan yhdistelmäkokonaisuuden kannattavia mitoitusperiaatteita käyttämällä lähtötietoina kohteen sijaintiin perustuvia ominaisuuksia, tuntikohtaisia tuotantotehoja sekä etäisyyttä sähköverkon liittymispisteeseen.

Käytännössä menetelmä toimii siten, että valitaan tarkasteltavan voimalaitosalueen sijainti, johon perustuen lasketaan suhteellisten sijaintiperusteisten tuotantotehojen avulla elinkaaren aikana odotettavissa oleva energiantuotanto erisuuruisille voimalaitoskokonaisuuksille. Erisuuruisille kokonaisuuksille määritetään tasoitettujen energiantuotantokustannusten arvot, joiden joukosta etsitään pienimmän tuotantokustannusarvon muodostavat tekniset mitoitusarvot, joita pidetään suositeltavina mitoitusperiaatteina.

Työn lopputuloksena syntyy työkalu, jolla voidaan sijaintiperusteisten lähtötietojen avulla tuottaa kustannus- ja mitoitustietoa. Laskentamenetelmällä saavutettavia tuloksia voidaan

hyödyntää esimerkiksi voimalaitoshankkeiden esisuunnitteluvaiheen kartoittamisessa, mitoittamisessa sekä päätöksenteossa. Kun suunnitteilla olevan voimalaitoshankkeen sijainti on tiedossa, voidaan menetelmän avulla arvioida aurinko-, tuuli- sekä hybridivoimalaitoskokonaisuuksien tasoitettuja tuotantokustannuksia sekä teknisiä mitoitusperiaatteita.

Menetelmää voidaan hyödyntää niin suunnitteilla kuin tuotannossa oleviin voimalaitoksiin, joskin suunnitteilla olevat hankkeet mahdollistavat menetelmän laajemman hyödyntämisen. Työkalun odotetaan kiinnostavan uusiutuviin energiantuotantomuotoihin liittyviä sidosryhmiä, kuten suunnittelijoita sekä rakennushankkeisiin ryhtyviä tahoja. Menetelmän on tarkoitus palvella niin hankkeiden taloudellista päätöksentekoa kuin teknistä mitoittamista.

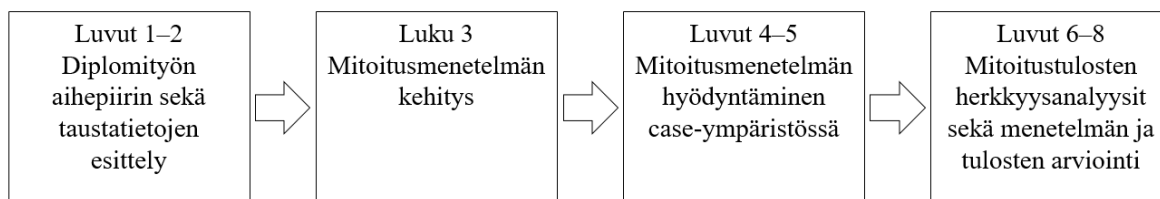
Diplomityössä tehtävä tarkastelu rajataan koskemaan kuvitteellisen voimalaitosalueen mitoittamista kuvitteellisessa sähköverkon liittymispisteessä. Työssä selvitetään miten tarkasteltavalla alueella voimalaitosten tuotantokapasiteetit sekä voimalaitosalueen ja sähköverkon liittymispisteen välinen tehonsiirtoyhteys on kannattavinta mitoittaa. Lisäksi menetelmässä käytettävien muuttujien vaikutusta mitoitus tuloksiin arvioidaan herkkyyksianalyysien kautta, joilla pyritään selvittämään lähtötietojen muutosten vaikutusta tuloksiin.

Työssä ei tarkastella voimalaitosalueen sisäverkon mitoitusperiaatteita tai pyritä käyttämään tiettyjä voimalaitos- ja verkkokomponentteja, vaan työssä pyritään tarkastelemaan voimalaitoskokonaisuuden toimintaa järjestelmätasolla neutraalisti ja riittävän kuvaavasti. Työssä pyritään saavuttamaan toimiva teoreettinen laskentamenetelmä, jonka avulla määritettäviä teknisiä sekä taloudellisia tuloksia voidaan hyödyntää ja tarkastella tarkemmin konkreettisissa kohdekohtaisissa hankkeissa.

1.3 Työn kulku ja tutkimusmenetelmät

Tämä diplomityö koostuu kahdeksasta pääluvusta, jotka ovat johdanto, uusiutuva energia ja sen hyödyntäminen, tuotannon mitoitusmenetelmä, mitoitusmenetelmässä hyödynnettävän lähtötiedot, mitoitusmenetelmän hyödyntäminen, muuttujien vaikutus tuotantokustannuksiin, johtopäätökset sekä yhteenveto. Työssä tutustutaan aluksi energiamurroksen aihepiiriin, jonka jälkeen seuraavissa kappaleissa syvennyttään diplomityön tutkimusongelman ratkaisemiseen.

Työ rakentuu neljästä eri teemasta, jotka ovat työn aihepiirin sekä taustatietojen esittely, mitoitusmenetelmän kehitys, mitoitusmenetelmän hyödyntäminen case-ympäristössä sekä tulosten herkkyyksianalyysit ja menetelmän ja tulosten arviointi. Lisäksi työn rakenteeseen kuuluu muut esitettävät osiot, kuten sisällysluettelo, lähteet sekä liitteet. Työn rakennetta ja kulkua on havainnollistettu kuvassa 1.4.



Kuva 1.4. Diplomityön rakenne

Työn ensimmäisessä ja toisessa luvussa tutustutaan työssä tarkasteltavaan aihepiiriin, eli energiamurrokseen sekä siihen liittyvään uusiutuvan ja sääriippuvaisen energiantuotannon laajuuteen ja merkittävyyteen osana energijärjestelmää. Ensimmäisessä luvussa havainnollistetaan, millaisia muutoksia uusiutuvat energiantuotantomuodot tuovat energijärjestelmään sekä lisäksi esitetään työn tavoitteet ja rajaukset, kulku sekä käytetyt tutkimusmenetelmät.

Toisessa luvussa tutustutaan tarkemmin uusiutuvaan energiaan, sen tuotantoon ja kustannuksiin sekä energian ja sähkön käyttöön Suomessa. Luvussa tarkasteltavien aiheiden avulla on tarkoituksena taustoittaa ja perustella myöhemmin työssä kehitettävän mitoitusmenetelmän toimintaperusteita. Toisessa luvussa esitetään yleisellä tasolla aurinko- ja tuulivoimatuotannon toimintaperiaate sekä tuotantokustannusten muodostuminen, jotka ovat oleellisessa osassa mitoitusmenetelmän toimintaa.

Työn kolmannessa luvussa esitetään työssä kehitettävän tuotannon mitoitusmenetelmän toiminta. Mitoitusmenetelmän kehittämistä havainnollistetaan vaiheittain kuvaamalla ensin mitä menetelmän kehityksen taustalla on, ja mitä menetelmällä pyritään ratkaisemaan, jonka jälkeen esitetään laskentamenetelmän koostuminen sekä laskentayhtälöt vaiheittain. Lopuksi laskentamenetelmän yhtälöt kootaan yhteen muotoon, jolla selvitetään ratkaistava tutkimusongelma.

Neljännessä ja viidennessä luvussa esitetään esimerkki kolmannessa luvussa kehitetyn mitoitusmenetelmän hyödyntämisestä case-ympäristössä. Neljännessä luvussa määritetään tarkasteltava voimalaitosalue ominaisuuksineen sekä hankitaan laskennassa tarvittavat

lähtötiedot soveltuvista lähteistä. Viidennessä luvussa tutustaan tarkemmin, millaisia tuloksia mitoitusmenetelmän avulla saadaan tuotettua sekä etsitään case-ympäristössä pienimmät tuotantokustannukset muodostavat mitoitusperiaatteet.

Työn kuudennessa, seitsemännessä sekä kahdeksannessa luvussa selvitetään millainen merkitys laskentamenetelmässä hyödynnettävillä muuttujilla on tuotantokustannusten muodostumisessa sekä arvioidaan tuloksia ja kehitettyä mitoitusmenetelmää itsessään. Kuudennessa luvussa selvitetään, miten suuri merkitys tuloksiin milläkin muuttujalla on, sekä merkittävimpien muuttujien vaikutusta mitoitus tuloksiin arvioidaan tarkemmin herkkyysanalyysien avulla. Seitsemännessä ja kahdeksannessa luvussa laaditaan johtopäätökset sekä yhteenveto työn sisällöstä ja tuloksista.

Diplomityö perustuu taustateorialtaan alan kirjallisuuskatsaukseen sekä kehitettävä laskentamenetelmä iteratiiviseen prosessiin, jossa kootaan tietoa yhteen soveltuvista lähteistä. Lähteinä käytetään alan tutkimuskirjallisuutta, tietoaaineistoja, oppaita sekä eri toimijoiden julkaisuja. Lähteinä pyritään käyttämään mahdollisimman uusia, vertaisarvioituja, laajasti viitattuja sekä riippumattomia aineistoja.

2 UUSIUTUVA ENERGIA SEKÄ SEN HYÖDYNTÄMINEN

Uusiutuvien energianlähteiden osuus energiantuotannossa kasvaa energiamurroksen myötä. Erityisesti aurinko- ja tuulivoimaan perustuva uusiutuva energiantuotanto eroaa fossiilisiin energianlähteisiin perustuvasta energiantuotannosta niin tuotannon jatkuvuuden kuin kustannustenkin puolesta. Näiden tuotantomuotojen hyödyntämiseksi tulee ymmärtää energiantuotantomuotojen perustana olevat ilmiöt, energiantuotannon kustannukset sekä uusiutuvien energianlähteiden hyödyntämisen saavuttaman suosion laajuus.

2.1 Uusiutuva energia

Uusiutuvalla energialla tarkoitetaan energianlähteitä, jotka ovat peräisin muista kuin fossiilisista lähteistä. Uusiutuvia energianlähteitä ovat muun muassa aurinko- ja tuulienergia, vesivoima, biomassa, kaatopaikoilla ja jätevedenpuhdistamoissa syntyvät kaasut, vuorovesi- ja aaltoenergia, ympäristön energia sekä geoterminen energia. Ympäristön energialla tarkoitetaan ympäristön olosuhteisiin sitoutunutta energiaa, kuten ilmaan, pintavesiin sekä jätevesiin sitoutunutta energiaa. Vastaavasti geotermisellä energialla tarkoitetaan maaperän pinnan alle varastoitunutta lämpöä. (Motiva 2024a.) Tässä diplomityössä syvennyttään erityisesti aurinko- ja tuulienergian hyödyntämiseen.

Aurinkoenergiaa voidaan hyödyntää passiivisesti tai aktiivisesti. Passiivisessa aurinkoenergian hyödyntämisessä aurinkoenergiaa hyödynnetään ilman erillisiä laitteita, kun taas aktiivisessa hyödyntämisessä auringonsäteily muunnetaan aurinkosähköpaneelilla sähköenergiaksi tai aurinkokeräimillä lämpöenergiaksi. Esimerkkejä passiivisesta aurinkoenergian hyödyntämisestä ovat muun muassa rakennusten lämmitystarpeen vähentäminen ikkunoista saatavan auringonsäteilyn avulla, ilmanvaihdon esilämmitys auringonsäteilyn avulla sekä painovoimaisen ilmanvaihdon tehostaminen tumman poistoilmahormin avulla. Keskeisiä aktiivisia aurinkoenergian hyödyntämissovelluksia ovat aurinkolämpö sekä aurinkosähkö. (Motiva 2024a.)

Aurinkolämpöjärjestelmien toiminta perustuu aurinkoenergian talteenottoon sekä energian siirtoon lämpövarastoon, josta energiaa voidaan hyödyntää käyttökohteissa. Järjestelmät koostuvat tyypillisesti lämmön keruulaitteistosta, siirtoputkistosta sekä lämpövarastosta. Järjestelmän toiminta perustuu aurinkokeräimeen, joka muuttaa auringon säteilyä lämpöenergiaksi. (Motiva 2024b.)

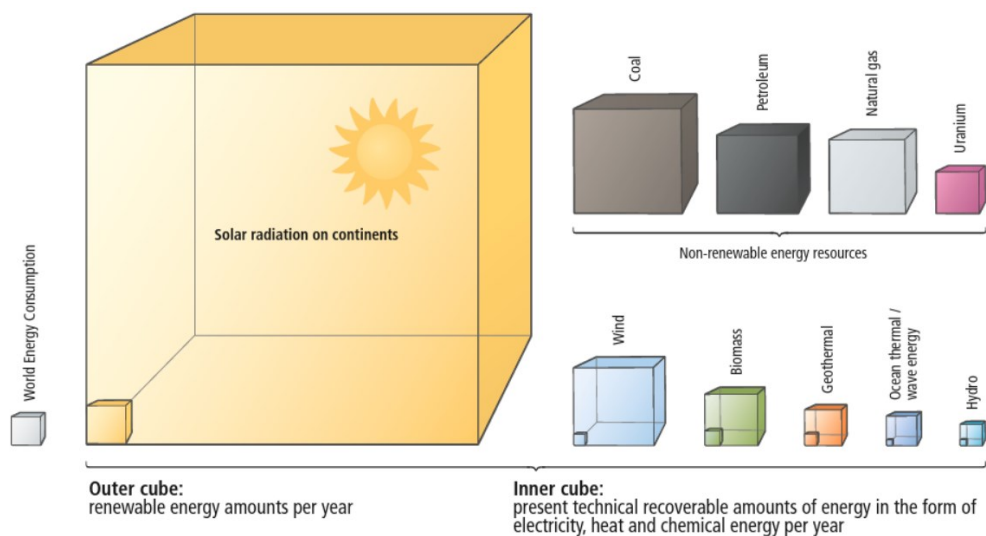
Lämpöenergia siirretään siirtoaineen sekä putkiston avulla lämpövarastoon. Aurinkokeräimien lämmönsiirtoaineina käytetään tyypillisesti joko ilmaa tai nestettä. Oleellista aurinkolämpöjärjestelmien toiminnan kannalta on, että aurinkoenergian hyödyntäminen on epäsäännöllistä maantieteellisen sijainnin, säätilan sekä eri vuodenaikojen välillä. (Motiva 2024b.)

Aurinkosähköjärjestelmien toiminta perustuu auringon säteilyenergian hyödyntämiseen, jossa säteilyenergiaa muutetaan sähköenergiaksi aurinkosähkökennojen avulla. Osuessaan aurinkosähkökennoihin, auringonsäteilyn fotonit luovuttavat energiansa kennomateriaalin sisältämille elektroneille, jotka muodostavat kuormituksen ollessa kytkettynä sähkövirran kennon johtimiin. (Motiva 2024c.)

Aurinkosähköjärjestelmät koostuvat tyypillisesti aurinkosähköpaneeleista, invertteristä, eli vaihtosuuntaajasta sekä tarvittavista johtimista. Auringon säteily määrä on oleellisessa osassa järjestelmän hyödyntämisessä. Auringon vuotuinen kokonaissäteily määrä on eteläisessä Suomessa samaa suuruusluokkaa Pohjois-Saksan kanssa, mutta säteily keskittyy vahvemmin kesäkuukausille, minkä vuoksi tuotanto vaihtelee enemmän vuodenaikojen mukaan. (Motiva 2024c.)

Tuulivoimatuotannon toiminta perustuu tuulen liike-energian muuttamiseen sähköksi. Tuulen liike-energia muutetaan aluksi tuulivoimalan siipien avulla pyörimisliikkeeksi, joka pyörittää generaattorin akselia. Generaattorissa pyörimisliike muutetaan edelleen sähköenergiaksi, joka johdetaan sähköverkkoon hyödynnettäväksi. Tuulivoimalaitosten keskeisiä komponentteja ovat voimalan lavat, konehuone, generaattori, vaihteisto, muuntaja, torni sekä perustukset. (Motiva 2024d.)

Aurinkoenergian hyödyntämistä vastaavasti tuulivoimaan perustuva energiantuotanto on epäsäännöllistä maantieteellisen sijainnin, säätilan sekä eri vuodenaikojen välillä. Suomessa talvikuukaudet ovat tyypillisesti tuulisia kesäkuukausiin verrattuna sekä rannikot, merialueet ja tunturit soveltuvat hyvin tuulivoiman tuotantoon. (Motiva 2024d.) Erilaisten uusiutuvien energianlähteiden saatavuutta, teknistä hyödynnettävyyttä sekä energiankulutusta on havainnollistettu kuvassa 2.1.



Kuva 2.1. Uusiutuvien energianlähteiden saatavuuden, teknisen hyödynnettävyyden sekä maailman energiankulutuksen suuruusluokkien vertailu (kuva DGS 2013, 15)

Kuvassa 2.1 on ensimmäisenä vasemmalla esitetyn valkoisen kuution koolla havainnollistettu maailman vuosittaista energiankulutusta. Seuraavaksi on esitetty erilaisten energianlähteiden vuosittaista energiamäärää uloimman kuution koon avulla sekä kyseisen energianlähteen teknisesti hyödynnettävissä olevaa vuosittaista energiamäärää sisemmän kuution koon avulla. Lisäksi kuvassa on havainnollistettu uusiutumattomien energianlähteiden määrää. Kuvasta nähdään, miten auringonsäteilyn energiapotentiaali on ylivoimaisesti suurin. Auringon säteilyn maahan kantautuva osuus kattaa noin 10 000-kertaisesti maailman energiantarpeen. (DGS 2013, 14–15.)

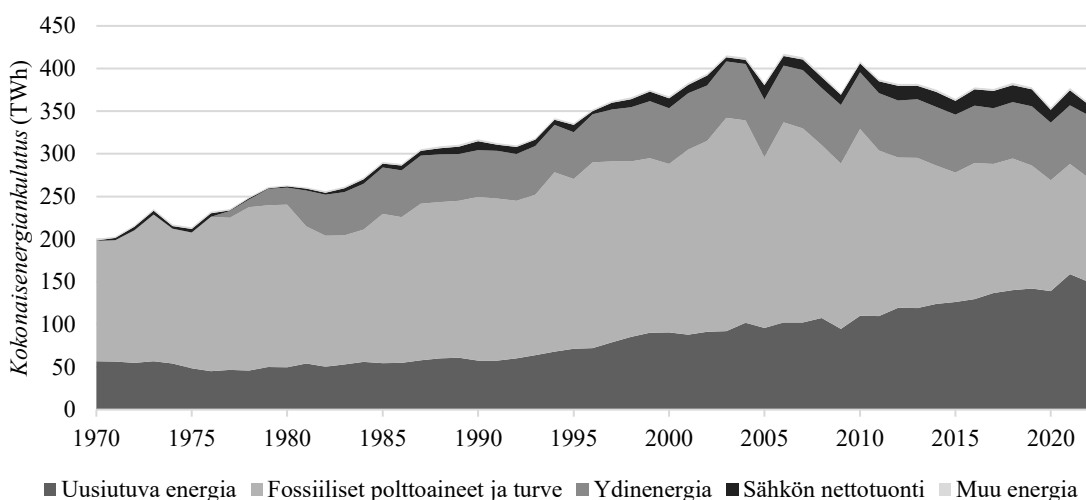
2.2 Energiantuotanto ja -käyttö Suomessa

Suomen kokonaisenergiankulutus on muuttunut merkittävästi edellisen viiden vuosikymmenen aikana. Vuosittainen kokonaisenergiankulutus oli 1970-luvun alussa noin 200 TWh, josta noin 70 % oli peräisin fossiilisista polttoaineista sekä turpeesta. Energiasta 28 % oli peräisin uusiutuvista energianlähteistä sekä jäljelle jäävä, noin 2 % osuus hankittiin sähkön nettotuontina tai muista energianlähteistä. Ydinenergia tuli osaksi energianlähteitä 1970-luvun loppupuolella. (SVT 2024.)

Suomen kokonaisenergiankulutus oli suurimmillaan 2000-luvun alussa, jolloin vuosittainen energiankulutus oli kaksinkertaistunut 1970-luvun tasosta ollessaan ajoittain yli 400 TWh. Vuosituhannen alussa uusiutuvien energianlähteiden sekä ydinenergian osuus olivat saaneet hieman enemmän sijaa energianlähteiden joukossa, sillä energiankäytön huippuvuotena

2006 noin 56 % energiasta tuotettiin fossiilisilla energianlähteillä, ja noin 40 % uusiutuvilla energianlähteillä tai ydinenergialla. (SVT 2024.)

Energiankäytön huippuvuosien jälkeen vuosittainen kokonaiskulutus on 2010-luvulla ollut vuosittain alle 400 TWh. Lisäksi koko 2000-luvun on ollut käynnissä vahva fossiilisista energianlähteistä luopumisen trendi. Fossiilisten energianlähteiden osuus oli 2020-luvulle saavuttaessa enää noin 37 %, uusiutuvien energianlähteet saavuttaessa 40 % osuuden sekä ydinenergian 19 % osuuden. (SVT 2024.) Suomen kokonaisenergiankulutuksen kehittymistä keskeisten energianlähteiden mukaan on havainnollistettu kuvassa 2.2.

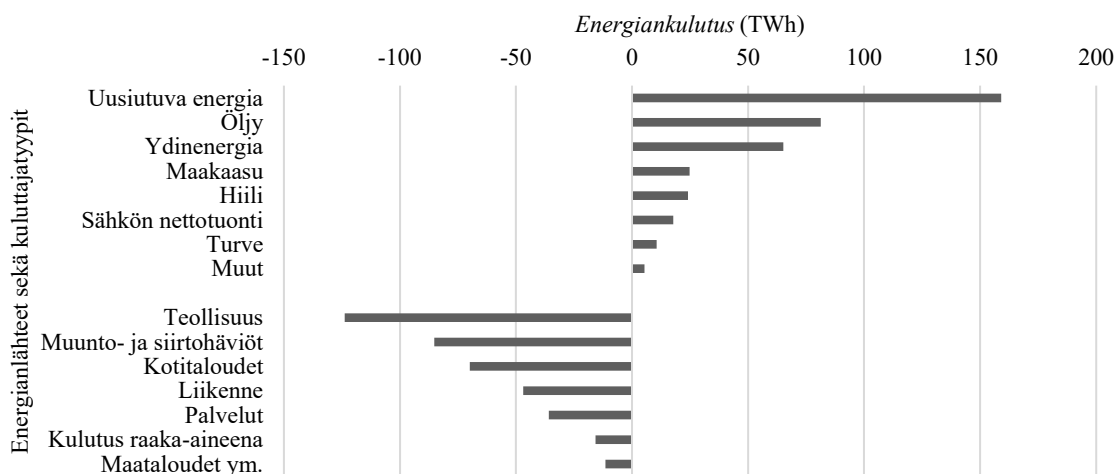


Kuva 2.2. Suomen kokonaisenergiankulutus keskeisten energianlähteiden mukaan jaoteltuna vuosina 1970–2022 (luvut SVT 2024)

Kuvassa 2.2 on havainnollistettu Suomen kokonaisenergiankulutuksen kehittymistä sekä keskeisten energianlähteiden osuutta. Suomen primäärienergian kokonaiskulutus oli vuonna 2021 noin 389 TWh. Primäärienergian kulutuksesta noin 85 TWh kului energian siirtämiseen sekä muuntamiseen ja noin 16 TWh kulutettiin raaka-aineena. Energian loppukulutuksen arvo oli noin 288 TWh. Suurimpia energianlähteitä vuonna 2021 olivat noin 41 % osuudella uusiutuva energia, noin 21 % osuudella öljy sekä noin 17 % osuudella ydinvoima. Kolme suurinta energianlähdetä kattoivat likimain 80 % osuuden primäärienergian kulutuksesta. Muina merkittävinä energianlähteinä olivat maakaasu, hiili, sähkön nettotuonti sekä turve. (Motiva 2023b.)

Suurimmat energian loppukäyttäjät vuonna 2021 olivat noin 43 % osuudella teollisuus, noin 24 % osuudella kotitaloudet sekä noin 16 % osuudella liikenne. Muita merkittäviä energiankäyttäjiä olivat palvelut sekä maataloudet. Energian loppukäytöllä tarkoitetaan

energiaa, joka jää kuluttajien käyttöön muunto- ja siirtohäviöiden jälkeen. Kuluttajien hyödyntämiä energian lopputuotteita ovat muun muassa sähköenergia, kaukolämpö, rakennusten lämmittämiseen käytettävä polttoaineet, prosessipolttoaineet sekä liikennepolttoaineet. (Motiva 2023b.) Suomen vuoden 2021 primäärienergian kulutuksen sekä energian loppukäytön jakautumista on havainnollistettu kuvassa 2.3.



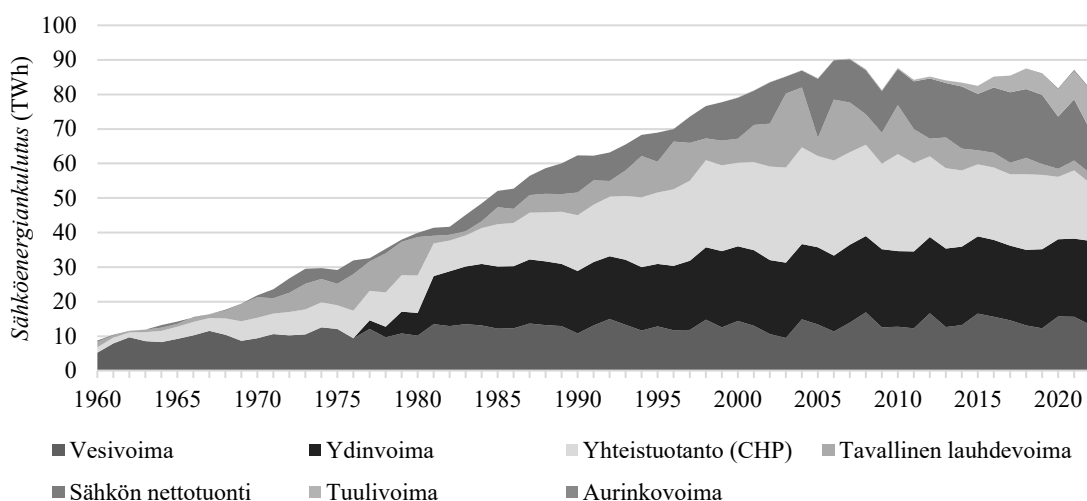
Kuva 2.3. Suomen primäärienergian kokonaiskulutuksen jakautuminen energianlähteittäin sekä energiankulutuksen loppukäytön jakautuminen eri kuluttajatyypien kesken vuonna 2021. Kokonaisenergiankulutus oli 389 TWh. (luvut Motiva 2023b)

Huomioitavaa on, että energian muunto- ja siirtohäviöihin kuluu vuosittain huomattava määrä energiaa. Muunto- ja siirtohäviöiden osuus on likimain 22 % primäärienergian kulutuksesta (Motiva 2023b). Vielä 1960-luvun alussa Suomen sähköenergiankulutus oli vuosittain alle 10 TWh, kun kulutus oli suurimmillaan 2000-luvun alussa yli 90 TWh. Sähköenergian pääasiallinen tuotantomuoto oli 1960-luvulla vesivoima, jolla tuotettiin vuosikymmenen alussa noin 60 % sähköenergiasta. Muita keskeisiä sähköntuotantomuotoja olivat sähkön ja lämmön yhteistuotanto sekä sähkön tuotanto lauhdevoimalla lämpövoimalaitoksissa. Sähkön ja lämmön yhteistuotanto saavutti vahvan osuuden sähköntuotannossa 1980-luvulta lähtien. (SVT 2024.)

Sähköenergian tuotanto ydinvoimalla yleistyi 1980-luvulla saavuttaen merkittävän osuuden sähköenergian tuotannosta. Ydinenergialla tuotettiin noin kolmasosa Suomen sähköenergiasta 1980-luvun alusta lähtien. Ydinenergian osuus on pysynyt likimain vastaavan suuruisena kautta vuosikymmenten, ja 2020-luvulla ydinenergialla tuotettiin noin 27 % osuus sähköenergiasta. Vuosien 1960–2000 välillä kulutus kasvoi likimain lineaarisesti vuosittaisesta 10 TWh sähköenergian kulutuksesta vuosittaiseen 80 TWh

arvoon. 2000-luvulla sähköenergian kulutus on vaihdellut vuositasolla 80 ja 90 TWh välillä. (SVT 2024.)

Merkittävinä viimeaikaisina muutoksina sähköntuotannossa ovat sääriippuvaisten energiantuotantomuotojen yleistymisen osana sähköntuotantoa. Vielä 2010-luvulla esimerkiksi tuulivoimatuotannon osuus Suomen sähköntuotannosta oli pieni osuuden ollessa alle 1 %. Aurinko- ja tuulivoimatuotanto on kuitenkin kasvanut merkittävästi 2010-luvulta lähtien, ja esimerkiksi vuonna 2022 tuulivoimatuotannon osuus Suomen sähköntuotannosta oli jo yli 14 % sekä aurinkosähkötuotannon osuus noin puoli prosenttia. (SVT 2024.) Suomen sähköenergiankulutuksen kehittymistä keskeisten tuotantomuotojen mukaan on havainnollistettu kuvassa 2.4.



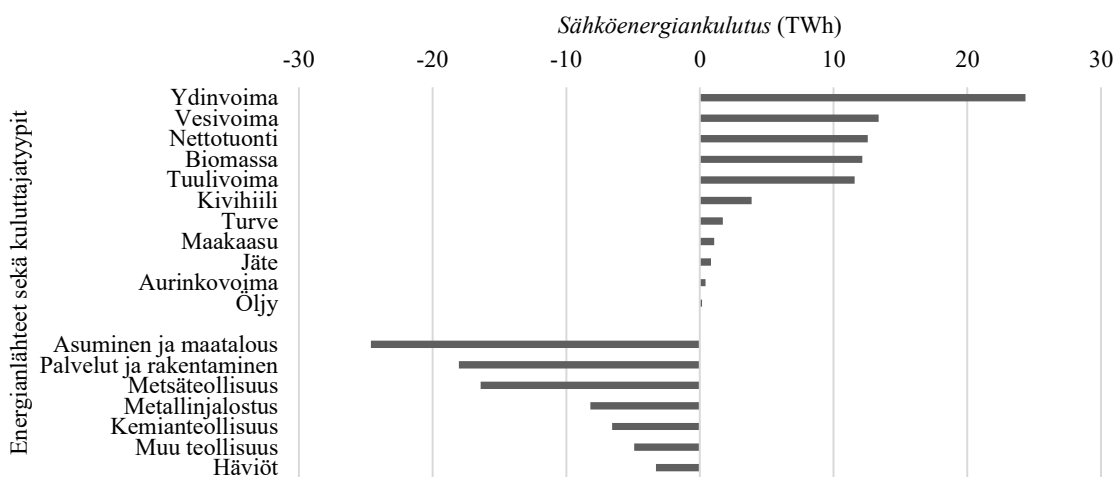
Kuva 2.4. Suomen sähköenergiankulutus keskeisten tuotantomuotojen mukaan jaoteltuna vuosina 1960–2022 (luvut SVT 2024)

Kuvassa 2.4 on havainnollistettu Suomen sähköenergiankulutuksen kehittymistä sekä keskeisten tuotantomuotojen osuutta. Tarkemmin tarkasteltuna vuonna 2022 kulutettiin sähköenergiaa noin 82 TWh. Sähköenergian tuotannon suurimmat energianlähteet vuonna 2022 olivat 29,7 % osuudella ydinvoima, 16,3 % osuudella vesivoima, 15,3 % osuudella sähkön nettotuonti, 14,8 % osuudella biomassa sekä 14,1 % osuudella tuulivoima. (Energiateollisuus 2023, 9.)

Sähköenergian loppukäyttö jakautui vuonna 2022 suuruusluokaltaan kahteen osaan teollisuuden sekä muun kulutuksen kesken. Teollisuudessa käytettiin 44 % sähkön kokonaiskäytöstä, kun muu kulutus oli 52 %. Sähköenergian kokonaiskäytössä häviöiden

osuus oli 4 %. Teollisuuden suurin sähkökäyttäjä oli metsäteollisuus 20 % osuudella. (Energiateollisuus 2023, 5.)

Toiseksi suurin teollisuuden sähkökäyttäjä oli metallinjalostus 10 % osuudella sekä kolmanneksi suurin oli kemianteollisuus 8 % osuudella. Vuonna 2022 asumiseen ja maatalouteen käytettiin 30 % sähköenergiasta sekä palveluilla ja rakentamisessa vastaava osuus oli 22 %. (Energiateollisuus 2023, 5.) Suomen vuoden 2022 sähköenergian tuotannon ja kulutuksen jakautumista eri energianlähteiden, nettotuonnin sekä kuluttajatyypien kesken on havainnollistettu kuvassa 2.5.



Kuva 2.5. Suomen sähköenergian tuotannon ja kulutuksen jakautuminen eri energianlähteiden, nettotuonnin sekä kuluttajatyypien kesken vuonna 2022. Sähköenergian kokonaiskulutus oli 82 TWh. (luvut Energiateollisuus 2023, 5 ja 9)

Vuonna 2022 Suomen sähkökäyttö pieneni 6 % vuoteen 2021 verrattuna. Muutos vastasi 5,4 TWh pienempää sähköenergian käyttöä. (Energiateollisuus 2023, 2–3.) Vuonna 2022 Suomen sähköntuotannosta 89 % osuus tuotettiin hiilidioksidivapaasti. Vastaavasti uusiutuvien energianlähteiden osuus Suomen sähköntuotannosta oli 54 %. Sähköenergian tuotannon suurimmat muutokset ovat olleet venäläisen nettotuonnin loppuminen toukokuussa 2022 sekä kotimaisen tuulivoimatuotannon lisääntyminen. Lisäksi tuulivoimatuotanto on ollut voimakkaassa kasvussa koko 2010-luvun ajan. (Energiateollisuus 2023, 10–16.)

Suomen energia- ja ilmastostrategian sekä hallitusohjelman tavoitteiden mukaisesti uusiutuvan energian hyödyntämistä pyritään lisäämään. Tavoitteena on, että vuonna 2030

uusiutuvan energian osuus energian loppukäytöstä on vähintään 51 %. Lisäksi tavoitteena on, että vuoteen 2035 mennessä Suomi on hiilineutraali. (Motiva 2024e.)

Nykyisellään Suomen uusiutuvan energian painopiste on bioperäisissä kierrätyspolttoaineissa sekä puussa. Konkreettisia toimia tavoitteiden saavuttamiseksi ovat muun muassa öljylämmityksestä luopuminen valtionhallinnon toimitiloissa sekä kivihiilestä luopuminen sähkön- ja lämmöntuotannossa. Lisäksi uusiutuvien energianlähteiden hyödyntämistä tuetaan muun muassa investointitukien sekä preemiojärjestelmän avulla. (Motiva 2024e.)

2.3 Aurinkosähkötuotanto sekä voimalat Suomessa

Aurinkosähköjärjestelmät voidaan jakaa kahteen ryhmään niiden toimintaperiaatteen mukaan, jakeluverkkoon kytkettyihin sekä jakeluverkkoon kytkemättömiin järjestelmiin. Jakeluverkkoon kytkemättömissä järjestelmissä energiantuotanto tulee mitoittaa energian tarpeen mukaan. Koska aurinkosähkön tuotanto osuu harvoin yhteen kulutuksen kanssa, hyödynnetään tuotannon rinnalla yleensä energian varastointijärjestelmiä, kuten akustoja. (DGS 2013, 9.)

Suurin osa maailman aurinkosähköjärjestelmistä on kytketty jakeluverkkoon, jolloin jakeluverkon kuormitukset toimivat ikään kuin energiavarastoina. Verkkoon kytketyt aurinkosähköjärjestelmät koostuvat tyypillisesti aurinkopaneeleista, tasajänniteosan kaapeloinnista ja liittyvistä kytkentäkoteloista, tasajänniteosan erotuskytkimestä, invertteristä sekä vaihtojänniteosan kaapeloinnista ja liittyvistä kytkentäkoteloista. (DGS 2013, 9; 12–13.)

Aurinkopaneelit tuottavat tasajännitteen, joka muutetaan laajemmin hyödynnettävissä olevaksi vaihtojännitteeksi invertterin, eli vaihtosuuntaajan avulla. Invertteri toimii linkkinä aurinkopaneeliston sekä vaihtojännitteisten sähkölaitteiden välillä. Invertterin perustehtävänä on muuttaa paneeliston tasajännite vaihtojännitteeksi sekä sovittaa taajuus ja jännitetaso liityttävän sähköverkon mukaiseksi. (DGS 2013, 120–121.)

Aurinkopaneelien tuottama teho johdetaan invertterille sekä edelleen sähköverkkoon johtimien ja kaapelien avulla. Järjestelmä koostuu tyypillisesti paneeleihin integroiduista johtimista, tasajännitekaapeloinnista sekä vaihtojännitekaapeloinnista. Tasajännitekaapeloinnit altistuvat tyypillisesti ympäristön olosuhteille, kuten mekaanisiin sekä säätilan aiheuttamiin rasituksiin. Vastaavasti vaihtojännitekaapelointi valitaan

järjestelmän ominaisuuksien, asennusympäristön sekä paikallisten vaatimusten mukaan. (DGS 2013, 141–145.)

Aurinkopaneelien nimellistehot määritetään laboratorioissa standarditestiolosuhteissa, sekä arvot ilmoitetaan piikkiwatteina W_p . Aurinkosähköjärjestelmien energiantuottoon vaikuttaa muun muassa säteily määrä, järjestelmäkomponenttien hyötysuhteet, lämpötila, suuntaus sekä puhtaanapito. (Motiva 2024c.) Aurinkosähköjärjestelmien tuotantokapasiteetti muodostuu järjestelmässä käytettävien komponenttien yhteisen tehontuottokyvyn mukaisesti.

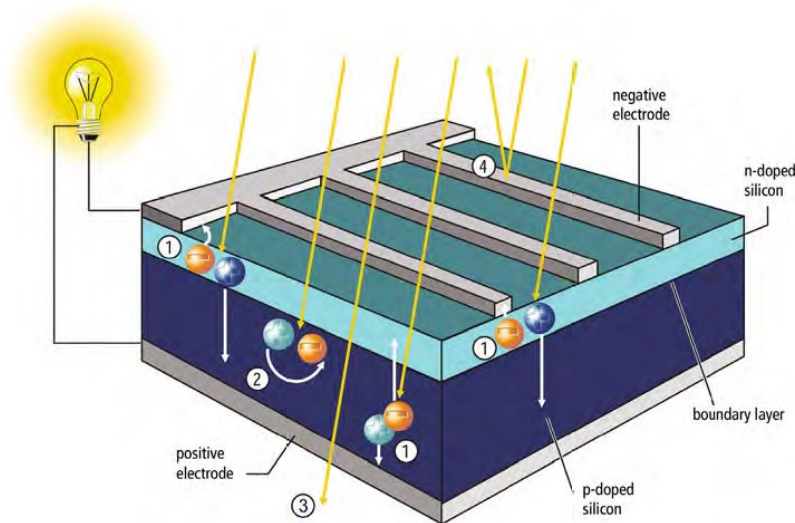
Aurinkosähköjärjestelmiä voidaan toteuttaa niin rakennusten kuin maa-alueidenkin yhteyteen. Aurinkopaneelija voidaan periaatteessa asentaa mihin tahansa rakennuksen osaan, joka altistuu auringon säteilylle. Aurinkosähköjärjestelmien edellyttämä tila tietyn tehon muodostamiseksi riippuu käytettävän paneelityypin sekä asennusympäristön ominaisuuksista. (DGS 2013, 193; 337–354.) Nyrkkisääntönä voidaan pitää, että 1 kW_p paneelitehon muodostamiseksi tarvitaan noin 5 m² asennuspinta-ala (Motiva 2024c).

Kattoasenteisissa järjestelmissä aurinkopaneelit kiinnitetään alustaansa soveltuvan kiinnitysjärjestelmän avulla. Lisäksi tulee kiinnittää huomiota järjestelmän komponenttien myötä lisääntyneeseen painokuormaan sekä tuuli- ja lumikuormiin. Maa-alueille asennettavat aurinkopaneelit asennetaan asennustelineisiin, joille tehdään riittävät perustukset ympäristön olosuhteiden mukaisesti. (DGS 2013, 337–354; 415–418.) Maa-alueelle rakennetun aurinkovoimalaitoksen rakennetta on havainnollistettu kuvassa 2.1.



Taulukko 2.1. Juurakon hybridivoimapuisto. Etualalla on esitetty maa-alueelle rakennettu aurinkovoimalaitos sekä taustalla tuulivoimalaitoksia. (Kaleva 2023)

Aurinkosähkön tuotanto perustuu valosähköiseen ilmiöön (*engl. photovoltaics*), jossa auringon säteilyenergia muutetaan suoraan sähköenergiaksi aurinkokennoja hyödyntämällä. Osuessaan aurinkokennoon, auringon säteilyn sisältämät fotonit luovuttavat energiansa kennon sisältämän materiaalin elektroneille, jotka muodostavat sähkövirran aurinkosähkökennon johtimiin kuormituksen ollessa kytkettynä. (DGS 2013, 29.) Tyypillisen, kiteisestä piistä valmistetun aurinkokennon poikkileikkaus on havainnollistettu kuvassa 2.6.



Kuva 2.6. Kiteisestä piistä valmistetun aurinkosähkökennon poikkileikkaus (DGS 2013, 29)

Kiteisestä piistä valmistettu aurinkosähkökenno koostuu tyypillisesti kahdesta eri tavalla seostetusta piikerroksesta. Aurinkoa lähinnä oleva, niin sanottu N-tyypin piikerros, on seostettu fosforilla, kun taas alempi P-tyypin piikerros on seostettu boorilla. Piikerrosten välille jäävään rajapintaan muodostuu auringon säteilyenergian myötä sähkökenttä, joka irrottaa puolijohteen varaustenkuljettajia. (DGS 2013, 29.) Kaupallisissa sovelluksissa hyödynnettävien aurinkopaneelien hyötysuhde on tyypillisesti 15–17 %, mutta markkinoilla on myös paneeleita, joiden ilmoitettu hyötysuhde on yli 20 % (Motiva 2024c).

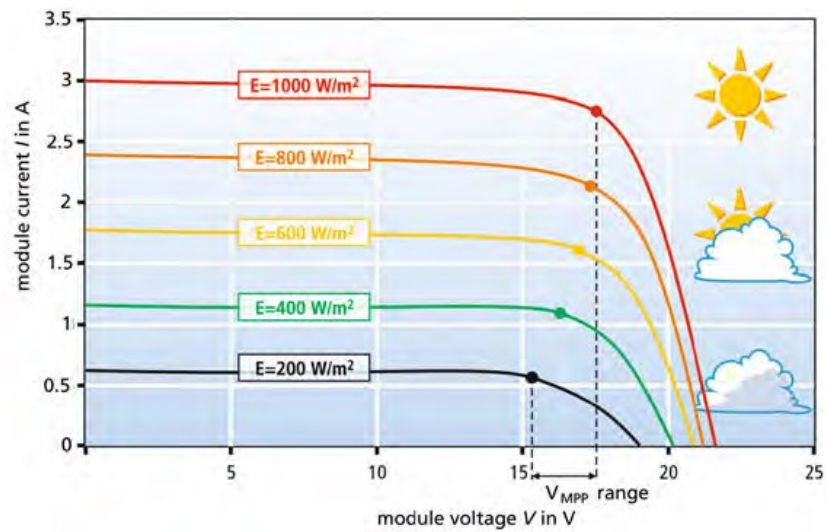
Koska aurinkosähköntuotanto perustuu täysin auringon säteilyenergian hyödyntämiseen, on energiantuotanto tällöin epäsäännöllistä perustuen maantieteelliseen sijaintiin, vallitsevaan säätilaan, vuodenaikaan sekä tuotantomenetelmän ominaisuuksiin. Auringon säteilyvoimakkuus Maan ilmakehän ulkopuolella on riippuvainen Maan ja Auringon välisestä etäisyydestä, joka vaihtelee vuodenajasta riippuen 147–152 miljoonan km välillä. Etäisyyden vaihtelun myötä kohtisuoran säteilyn keskimääräinen taso vaihtelee 1325–1420 W/m² välillä. (DGS 2013, 15–16.)

Maan pinnalle saapuessa säteilyvoimakkuus heikkenee ilmakehässä tapahtuvien heijastumisten sekä absorboitumisten myötä. Säteilyvoimakkuus voi aurinkoisena päivänä olla Maan pinnalla 1000 W/m^2 . Maan pinnalle saapuva säteilyvoimakkuus vaihtelee merkittävästi sijainnin perusteella. Auringonpaisteen taso on suurimmillaan osittain pilvisinä, aurinkoisina päivinä, jolloin säteily heijastuu ohikulkevista pilvistä. (DGS 2013, 16.)

Koska Auringon säteilyvoimakkuus vaihtelee merkittävästi sijainnin myötä, myös vuosittaiset energiatasot vaihtelevat. Päiväntasaajan seudulla voidaan saavuttaa auringon säteilyllä 2300 kWh/m^2 vuosittainen energiataso, kun esimerkiksi Tukholmassa saavutettava energiataso on 921 kWh/m^2 . Vuosittaiset energiatasot voivat myös vaihdella suuresti eri vuosien kesken. Esimerkiksi Berliinissä vuosittaiset energiatasot voivat vaihdella yli $\pm 15 \%$. Globaalin säteilyn pitkän ajan keskiarvon vaihteluväli on $\pm 3,8 \%$. (DGS 2013, 17–18.)

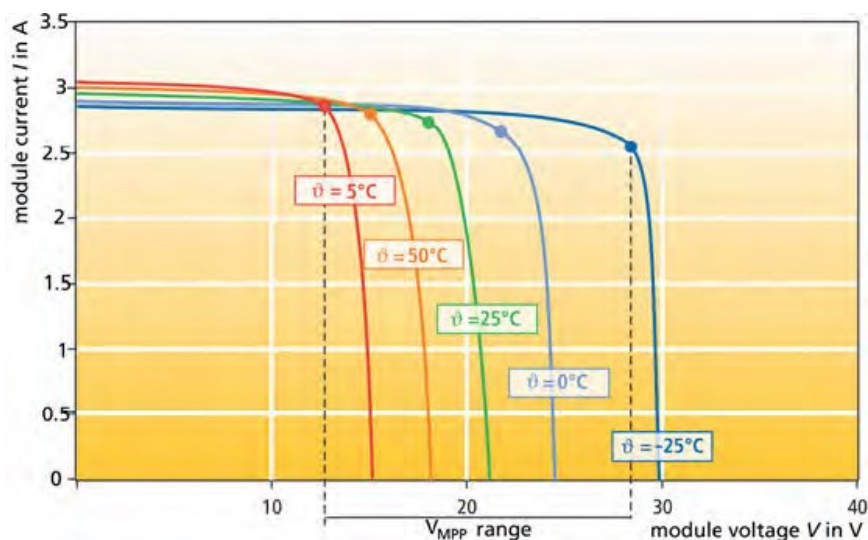
Vastaavasti aurinkopaneelien sijoittelulla, suuntaamisella ja kallistuskulmalla on suuri merkitys aurinkosähkön tuotannon kannalta. Tuotannon optimoimiseksi aurinkopaneelien suuntaus (*engl. azimuth*) sekä kallistuskulma tulee kohdistaa tuotannon kannalta optimaalisesti. Esimerkiksi Berliinissä suurimman vuosittaisen energiantuotannon mahdollistaa paneelien suuntaaminen suoraan etelään sekä noin 35° kallistuskulma. Vastaavasti optimaalisin kallistuskulma on Helsingin korkeudella 40° sekä Rovaniemellä 47° . (DGS 2013, 22; RT-ohjekortti 103076 2019, 6.)

Osaltaan aurinkosähkön tuotantoon vaikuttavat myös paneelien toimintaperiaatteeseen liittyvät ominaisuudet. Aurinkopaneelien energiantuotantoon vaikuttavat erityisesti säteilyvoimakkuus sekä ympäristön lämpötila. Aurinkopaneelin tuottama virta on suoraan riippuvainen säteilyvoimakkuudesta ja näin ollen säteilyvoimakkuuden puolittuessa myös sähköntuotanto puolittuu. (DGS 2013, 97.) Säteilyvoimakkuuden vaikutusta aurinkopaneelien tuotanto-ominaisuuksiin on havainnollistettu kuvassa 2.7.



Kuva 2.7. Auringon säteilyvoimakkuuden vaikutus aurinkopaneelin jännitteen- ja virrantuottokykyyn (DGS 2013, 97)

Auringon säteilyvoimakkuus vaihtelee jatkuvasti päivän aikana vaikuttaen aurinkosähkön tuotantoon. Paneelien tuottama jännite pysyy likimain samana virrantuoton vaihdellessa. Tuotanto voi vaihdella säteilytason mukaan merkittävästikin ja aiheuttaa sähköverkossa ei-toivottuja ilmiöitä. Myös ympäristön lämpötila vaihtelee päivän aikana, vaikuttaen aurinkosähkön tuotantoon. Lämpötilan vaihtelu vaikuttaa erityisesti aurinkopaneelien jännitteentuottokykyyn (DGS 2013, 97). Ympäristön lämpötilan vaikutusta aurinkopaneelien tuotanto-ominaisuuksiin on havainnollistettu kuvassa 2.8.



Kuva 2.8. Ympäristön lämpötilan vaikutus aurinkopaneelin jännitteen- ja virrantuottokykyyn (DGS 2013, 98)

Ympäristön lämpötilan vaihdellessa paneelien tuottama virta pysyy likimain samana, mutta paneelien jännitteentuottokyky heikkenee. Tällöin aurinkosähkötuotannossa voi olla merkittäviä suorituskykyeroja eri vuodenaikojen välillä. Edellä esitettyjen periaatteiden mukaan aurinkosähkötuotannon kannalta on oleellista varmistua, että Auringon säteilyä pystytään hyödyntämään mahdollisimman tehokkaasti sekä ympäristön lämpötila on mahdollisimman optimaalinen. Näin ollen on huolehdittava, että aurinkopaneelistöihin ei muodostu esimerkiksi varjostumia, jotka aiheuttavat varjon laadun sekä paneelin varjostuneen osan perusteella eriasteisia tuotannonmenetyksiä. Vastaavasti paneelistöjen sijoittelun suunnittelussa tulee huomioida riittävä jäähtyminen.

Aurinkosähkön tuotanto on kasvanut Suomessa merkittävästi edellisen vuosikymmenen aikana. Tuotantokapasiteetti on vuosittain likimain kaksinkertaistunut ollen vuonna 2022 yli 600 MW. (Energiavirasto 2023c.) Suomessa on tuotannossa olevia, tuotantokapasiteetiltaan yli 1 MW aurinkovoimalaitoksia 16 kpl. Lisäksi kapasiteetiltaan yli 1 MW voimalaitoksia on rakenteilla 8 kpl, luvituksessa 83 kpl sekä esiselvityksessä 34 kpl. (Aurinkosähkövoimalat 2024.)

Suurin tuotannossa oleva aurinkovoimalaitos on Juurakon hybridipuisto, joka koostuu nimellisteholtaan 13 MW_p aurinkovoimalaitoksesta sekä 40 MW_p tuulivoimalaitoksesta. Koko hybridivoimalaitosalueen pinta-ala on noin 250 ha sekä sähkönsiirron liityntäpiste on Fingridin kantaverkossa. Aurinkovoimalaitoksen investointikustannusten arvo on noin 8,7 M€. (Solarigo 2023a; VSB 2024.)

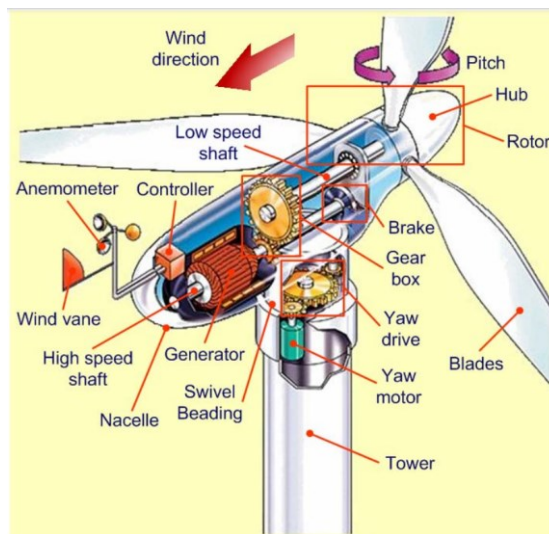
Muita suuria tuotannossa olevia aurinkovoimalaitoksia ovat esimerkiksi Atrian Nurmossa sijaitsevat voimalaitokset. Aurinkovoimalaitoskokonaisuus koostuu useasta erillisestä voimalaitoksesta, joiden yhteinen tuotantokapasiteetti on 10,9 MW_p. Atrian voimalaitosten investointikustannusten arvo on noin 8,0 M€. (Solarigo 2023b.) Joroisten lentokentän alueelle on rakennettu 6 ha voimalaitosalue, jonka nimellisteho on 5 MW_p (Ilmatar 2024).

Suurin rakenteilla oleva aurinkovoimalaitos on Kalantiin sijoittuva 206 MW_p aurinkovoimalaitos. Muita suuria hankkeita ovat Utajärvelle käytöstä poistetulle 133 ha turvesuoalueelle rakenteilla oleva 102,5 MW_p aurinkovoimalaitos sekä Raumalla noin 40 ha voimalaitosalueelle rakenteilla oleva 32 MW_p aurinkovoimalaitos. (IBV 2024; Skarta 2024; Suvic 2023.)

2.4 Tuulivoimatuotanto sekä voimalat Suomessa

Tuulivoimalaitoksia voidaan luokitella eri tavoin niiden toimintaperiaatteen mukaan. Tyypillisesti voimalat jaetaan pysty- ja vaaka-akselisiin voimaloihin, mutta jaottelu voidaan myös tehdä toimintaperiaatteen tai säätötavan mukaisesti. Voimalat jaotellaan myös yleisesti niiden rakennusympäristön mukaan maa- ja merituulivoimaloihin. Teollisessa tuulivoimatuotannossa hyödynnetään pääasiassa vaaka-akselisia voimaloita joko suoraveto- tai vaihteistotekniikalla. (Tuulivoimayhdistys 2024b.)

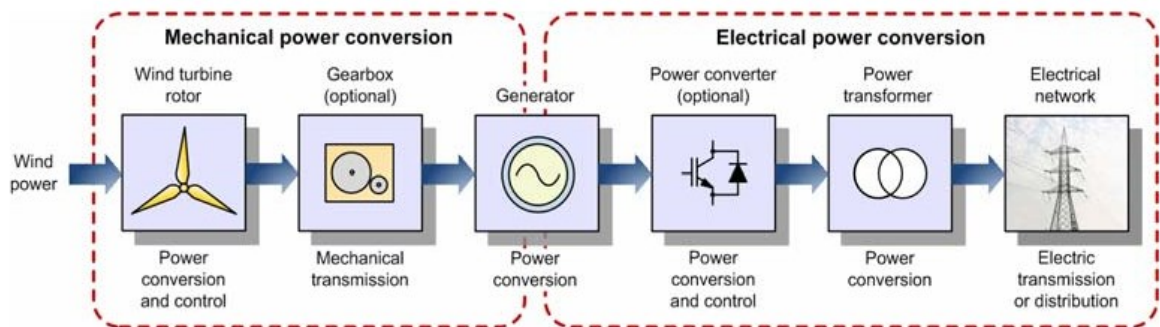
Tuulivoimalaitokset koostuvat lavoista, navasta, konehuoneesta, tornista sekä perustuksista. Teollisessa tuulivoimatuotannossa käytettävät voimalaitokset ovat kolmelapaisia vaaka-akselisia voimaloita, joiden roottori on torniin nähden tuulen yläpuolella. Kolmilapaista roottoria pidetään taloudellisesti kannattavimpana. Konehuoneessa sijaitsevat muun muassa generaattori sekä vaihteisto. Voimalatyypistä riippuen muuntaja sekä ohjausjärjestelmät voivat sijaita konehuoneessa tai tornin alaosassa. (Tuulivoimayhdistys 2024b.) Tuulivoimalaitoksen keskeisiä komponentteja on havainnollistettu kuvassa 2.9.



Kuva 2.9. Tuulivoimalaitoksen keskeiset toiminnalliset komponentit (Molina & Mercado 2011)

Kuvassa 2.9 on havainnollistettu myös konehuoneen sisäisten keskeisten komponenttien, kuten vaihteiston sekä generaattorin, sijoittelua ja toiminnallisuutta. Lisäksi kuvassa on havainnollistettu lapojen ja konehuoneen kääntöominaisuuksia sekä ohjaus- ja turvakomponentteja kuten anemometrin sekä akselijarrun toimintaa. Kuvassa esitetyssä voimalatyypissä muuntaja on oletetusti sijoitettu tornin alaosaan, sillä sitä ei ole esitetty kuuluvaksi konehuoneeseen.

Tuulivoimatuotanto perustuu tuulen liike-energian muuttamiseen sähköksi. Tuulen liike-energiaa saa tuulivoimalan lavat pyörimään, jotka pyörittävät voimalan akselia ja muuttavat tuulen energian pyörimisliikkeeseen liittyväksi energiaksi. Edelleen voimalan akseli pyörittää generaattoria, jossa pyörimisliikkeen energia muutetaan sähköksi. (Tuulivoimayhdistys 2024b.) Tuulivoimatuotannon tehonmuunnosprosessia on havainnollistettu kuvassa 2.10.

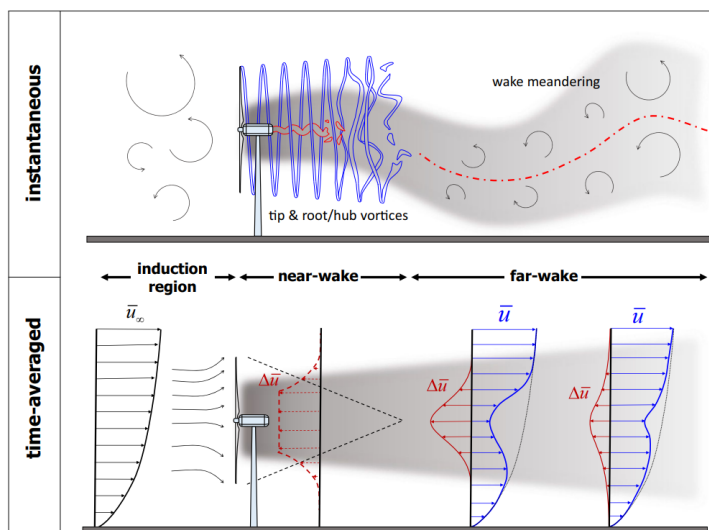


Kuva 2.10. Tuulivoimalaitoksen tehonmuunnosprosessi (Molina & Mercado 2011)

Tuulivoimalaitoksella voidaan teoriassa hyödyntää noin 59 % roottorin läpi virtaavan ilmassa tehosisällöstä, mikä on tuulivoimalaitoksen teoreettinen maksimihyötysuhde. Hyötysuhde perustuu häviöihin, jotka muodostuvat tuulen nopeuden pienentyessä roottorin läpi kulkiessa. Koska tuulen nopeus on pienempi roottorin takana kuin edessä, nopeuden ilmassa laajenee massavirran säilyessä vakiona. (Tuulivoimayhdistys 2024b.)

Tuulivoimapuistot koostuvat useista usein toisiinsa liitettyistä tuulivoimalaitoksista, jotka kytkeytyvät kokonaisuutena sähköverkkoon. Tuulivoimalaitokset tulee sijoittaa tuulipuistoissa toisistaan riittävän etäälle, etteivät ne vaikuta toistensa tuotantokykyyn. Periaatteena voidaan pitää, että voimalaitosten välisen etäisyyden tulee olla pituudeltaan noin 5 kertaa roottorin halkaisija, joka tyypillisesti vastaa 600–1000 m etäisyyttä. (Tuulivoimayhdistys 2024b.)

Tuulivoimalaitos vaikuttaa roottoriin nähden sekä tuulen ylä- että alapuolisiin virtauksiin. Tuulen yläpuolista vyöhykettä kutsutaan induktioalueeksi (*engl. induction region*), jossa tuulen nopeus pienenee roottorin vaikutuksesta. Roottorin jälkeistä, tuulen alapuolista vyöhykettä kutsutaan vapaasti suomennettuna pyörreanavyöhykkeeksi (*engl. wake region*), jossa virtausnopeus pienenee sekä muuttuu turbulenttiseksi. (Porté-Agel et al. 2020, 4–6.) Tuulivoimalaitoksen vaikutusta läpi virtaavaan ilmaan on havainnollistettu kuvassa 2.11.



Kuva 2.11. Tuulivoimalaitoksen vaikutus läpi virtaavaan ilmaan (Porté-Agel et al. 2020, 5)

Pyörrevanavyöhyke jakautuu kahteen alueeseen, lähi- sekä kaukoalueeseen. Lähialue on pituudeltaan noin 2–4 roottorin halkaisijan pituinen. Lähialueella roottorin läpi virtaavan ilman nopeus pienenee merkittävästi sekä virtaukseen muodostuu pyörrevana, jonka muodostumiseen vaikuttavat tuulivoimalan komponenttien ominaisuudet, kuten lapojen profiili. (Porté-Agel et al. 2020, 5.)

Tuulivoimapuistojen rakenteen sekä voimalaitosten sijoittelun johdosta tuulivoimalat toimivat usein ketjussa edellisen voimalaitoksen tuottaman pyörrevanavyöhykkeen kaukoalueella. Tästä johtuen tuulivoimalaitosten sijoittelussa tulee huomioida kaukoalueella vaikuttavat virtausominaisuudet. (Porté-Agel et al. 2020, 8.) Tuulivoimalaitosten tuottamia pyörrevanoja sekä sijoittelun vaikutusta ilman virtaukseen on havainnollistettu kuvassa 2.12.



Kuva 2.12. Tuulivoimalaitosten tuottamia pyörrevanoja (Vattenfall 2023)

Tuulivoimalaitosten tuotantokapasiteetit ovat kasvaneet moninkertaiseksi edellisten vuosikymmenten aikana. Nykyaikaisten teollisessa tuulivoimatuotannossa hyödynnettyjen maatuulivoimalaitosten tuotantokapasiteetit ovat tyypillisesti 4–5 MW. Roottorien halkaisijat vaihtelevat välillä 130–160 m sekä tornien korkeudet ovat tyypillisesti 140–175 m. Vastaavasti merituulivoimalaitosten tornit ovat usein matalampia, mutta roottorien lavat ovat pidempiä sekä tuotantokapasiteetit suurempia ollen yli 10 MW. (Tuulivoimayhdistys 2024b.)

Teollisen kokoluokan tuulivoimalaitokset tuottavat sähköä tyypillisesti, kun tuulennopeus on 3–25 m/s. Voimaloiden tuottama teho kasvaa tuulennopeuden noustessa, ja voimalat saavuttavat nimellistehonsa tyypillisesti, kun nopeus on 10–15 m/s. Tätä suuremmilla tuulennopeuksilla voimalaitokset tuottavat sähköä nimellistehollaan, ja pysähtyvät yleisesti noin 25–30 m/s tuulennopeudella vaurioiden sekä laiterikkojen välttämiseksi. (Tuulivoimayhdistys 2024b.)

Tuulivoiman tuotanto on suoraan verrannollinen roottorin lapojen pyyhkäisyypinta-alaan. Kolmilapaisella roottorilla pystytään tuottamaan suuri, jopa kahden hehtaarin, pyyhkäisyypinta-ala suhteessa pienellä määrällä materiaalia. Tuotanto kasvaa myös napakorkeuden kasvaessa, sillä mitä korkeammalla voimalaitos toimii, sitä suurempi tuulennopeus on. (Tuulivoimayhdistys 2024b.)

Koska tuulivoiman tuotanto perustuu tuulen liike-energian hyödyntämiseen, tuotanto vaihtelee sääolosuhteiden mukaan. Tuulipuistot tuottavat tyypillisesti sähköä yli 90 % ajasta, vaikkakaan eivät jatkuvasti täydellä teholla. Tuulivoimatuotantoa mitataan kapasiteettikertoimella, jolla kuvataan, kuinka paljon sähköenergiaa tuotetaan suhteessa maksimiin. Vuonna 2019 tuulivoimalaitosten kapasiteettikerroin oli Suomessa keskimäärin 33 %, kun paras tuulipuisto ylsi 47 % kertoimeen. (Tuulivoimayhdistys 2024b.)

Tuulivoimalaitokset toimivat ilmakehän alimmassa kerroksessa, eli rajakerroksessa, jossa tuotannolle merkittävimpiä virtauksia ovat maanpinnan läheiset tuulet 250 metriin asti. Rajakerroksessa tuulisuus riippuu merkittävästi ympäröivästä maastosta, sen peitteisyydestä sekä mahdollisista virtausesteistä. Mäkien laet ovat usein erinomaisia sijoituspaikkoja tuulivoimalaitoksille, sillä mäet itsessään lisäävät paikallisesti tuulen nopeutta sekä kasvattavat voimalan napakorkeutta. (Tuulivoimayhdistys 2024b.)

Suomessa tuotetaan eniten tuulivoimaa kylminä talvikuukausina. Kylmä ilma on myös tiheämpää, jolloin samalla tuulimäärällä saadaan tuotettua enemmän energiaa. Tuulisuus vaihtelee eri vuosien välillä, mutta talvikuukaudet ovat merialueilla, rannikolla sekä tunturialueilla selvästi kesäkuukausia tuulisempia. Eri voimalaitokset kuitenkin eroavat toisistaan tehontuottokykynsä puolesta sekä myös paikalliset tuuliolosuhteet vaikuttavat tuotantoon. (Tuulivoimayhdistys 2024b.)

Suomen teollisen tuulivoimantuotannon katsotaan alkaneen 1990-luvun taitteessa. Vuonna 1991 rakennettiin Pohjanmaalle Suomen ensimmäinen tuulivoimapuisto, joka koostui neljästä nimellisteholtaan 200 kW voimalaitoksesta. Tuulivoimatuotanto alkoi yleistymään merkittävästi 2010-luvun alussa syöttötariffijärjestelmän myötä. Tuulivoimatuotannon kapasiteetti on kasvanut merkittävästi edellisen vuosikymmenen aikana. Vuoden 2023 lopussa Suomen tuulivoimakapasiteetti oli 6946 MW sekä toiminnassa oli yhteensä 1601 voimalaitosta. Saman vuoden aikana rakennettiin yhteensä 212 uutta voimalaitosta. (Tuulivoimayhdistys 2024a; Tuulivoimayhdistys 2024b.)

Suurin tuotannossa oleva tuulivoimapuisto on Keski- ja Pohjois-Pohjanmaalla sijaitseva Mutkalammin tuulipuisto. Tuulivoimapuisto koostuu 69 tuulivoimalaitoksesta, joiden yhteenlaskettu nimellisteho on 404 MW_p. Puisto levittäytyy 4800 ha alueelle sekä vasta noin 2 % Suomessa tuotetusta sähköstä. Tuulivoimapuistossa tuotettu sähkö myydään pitkäaikaisten sähkönostosopimusten pohjalta kansainvälisille yrityksille. Tuulivoimapuiston investointikustannusten arvo on noin 500 M€. (Neoen 2024.)

Muita suuria tuotannossa olevia tuulivoimapuistoja ovat Närpiössä Plejax-Bölen tuulivoimapuisto, jonka nimellisteho on 251,6 MW_p sekä Kristiinankaupungissa Lappfjärdin tuulivoimapuisto, jonka nimellisteho on 192,2 MW_p. Suurin osa Suomen tuotannossa olevasta tuulivoimakapasiteetista sijoittuu Pohjanmaalle. Vuoden 2023 lopussa 69 % tuulivoiman tuotantokapasiteetista oli sijoittunut joko Pohjanmaalle, Etelä-Pohjanmaalle tai Pohjois-Pohjanmaalle. (Tuulivoimayhdistys 2024a.)

Merkittäviä rakenteilla olevia hankkeita ovat muun muassa Lestijärvelle toteutuksessa oleva nimellisteholtaan 455,4 MW_p tuulivoimapuisto. Tuulivoimapuiston investointikustannusten arvo on noin 650 M€. Muita merkittäviä hankkeita ovat esimerkiksi Iihin rakenteilla oleva 186 MW_p tuulivoimapuisto sekä Kurikkaan, Oulaisiin ja Pieksämäelle rakenteilla olevat noin 150 MW_p tuulivoimapuistohankkeet. (OX2 2024; Tuulivoimayhdistys 2024a.)

2.5 Uusiutuvan energiantuotannon kustannukset

Uusiutuviin energianlähteisiin perustuvan energiantuotannon kustannukset koostuvat voimalaitosten investointi- ja käyttökustannuksista. Energiantuotanto on polttoainevapaata, jolloin tuotetusta energiamäärästä riippuvia muuttuvia kustannuksia ei ole sekä käyttö- ja ylläpitokustannukset ovat tuotantomäärästä riippumatta lähes vakiot. Voimalaitoshankkeiden toteutus vaatii yleensä ulkopuolista rahoitusta, jolloin rahoitusehdoilla on suuri merkitys energiantuotantokustannuksiin. (Tuulivoimayhdistys 2024b.)

Erilaisten energiantuotantomuotojen vertailussa sekä kannattavuuden arvioinnissa käytetään tyypillisenä taloudellisenä mittarina tasoitettua energiantuotantokustannusarvoa (*englanniksi Levelized Cost of Energy, myöhemmin LCOE*). Tuotantokustannusarvo osoittaa yksikkökustannuksen elinkaaren aikana tuotettavalle energialle. Yleisesti ottaen tuotantokustannus lasketaan jakamalla tuotantolaitoksen elinkaarikustannukset elinkaaren aikana tuotetulla energiamäärällä yhtälön 2.1 avulla,

$$LCOE = \frac{\textit{Lifecycle cost}}{\textit{Lifetime electricity production}} \quad (2.1)$$

jossa energiantuotannon elinkaarikustannuksilla tarkoitetaan esimerkiksi voimalaitoksen investointi- ja käyttökustannuksia sekä elinkaaren aikana tuotetulla energiamäärällä tarkoitetaan voimalaitoksella tuotetun energian kokonaismäärää. (Shen et al. 2020.) Tässä diplomityössä kehitettävän mitoitusmenetelmän avulla lasketaan erilaisille voimalaitoskokonaisuuksille tasoitettujen energiantuotantokustannusten arvoja, joiden avulla arvioidaan eri kokonaisuuksien teknis-taloudellista kannattavuutta.

Tasoitettu tuotantokustannus on yksinkertainen sekä merkittävä taloudellinen mittari, minkä johdosta arvo on saavuttanut suuren suosion sekä on yleisesti hyödynnetty energian tuotantomuotoja vertailtaessa. Esimerkiksi haettaessa Google Scholarista julkaisuja hakusanalla ”LCOE”, löydetään viittauksia 35 kappaletta vuodelta 2000, 372 kappaletta vuodelta 2010 sekä 5250 kappaletta vuodelta 2020. Tasoitetusta energiantuotantokustannuksesta on yleisesti muodostunut niin sanottu *de facto* -suunnittelukriteeri aurinko- ja tuulivoimatuotannon suunnittelussa. (Loth et al. 2022.)

Tuotantokustannusarvoa käytetään myös ohjaamaan järjestelmien suunnittelua. Tasoitetun tuotantokustannuksen avulla voidaan esimerkiksi määrittää, miten suuri pitkäaikaisen

sähköostosopimuksen (*englanniksi Power Purchase Agreement, myöhemmin PPA*) tulisi olla, jotta energiantuotanto on kannattavaa. Tasoitettua tuotantokustannusarvoa käytetään myös suunnittelukriteerinä kompromissi- ja optimointitehtävissä sekä päätöksenteossa eri tuotantomenetelmävaihtoehtoja vertailtaessa. (Loth et al. 2022.)

Tasoitettu tuotantokustannusarvo määrittyy yksilöllisesti jokaiselle voimalaitokselle. Tuotantokustannusten muodostumiseen vaikuttavat kaikki järjestelmän toimintaan liittyvät osa-alueet. Keskeisiä tuotantokustannuksiin vaikuttavia osa-alueita ovat voimalaitoksen investointi- ja käyttökustannukset, energiantuottokyky, elinkaaren pituus, taloudellinen korkokanta sekä järjestelmän mahdollinen huonontuminen. (Shen et al. 2020.)

Koska tasoitettu energiantuotantokustannus määrittyy yksilöllisesti kullekin voimalaitokselle muun muassa sen kustannusrakenteen sekä energiantuottokyvyn mukaan, ei kustannuksille voida määrittää yhtä tiettyä tasoa, johon tuloksia voidaan suoraan vertailla. Kuitenkin esimerkiksi Timilsina on tuotantokustannuksia analysoivassa artikkelissaan (2021) todennut teollisen kokoluokan aurinkosähkötuotannon tasoitettujen tuotantokustannusten vaihtelevan noin välillä 25–110 €/MWh (alkuperäisessä lähteessä noin 30–130 \$/MWh).

Vastaavasti Timilsina on todennut maalle sijoittuvan tuulivoimatuotannon tasoitettujen energiantuotantokustannusten vaihtelevan noin välillä 33–93 €/MWh (alkuperäisessä lähteessä noin 40–110 \$/MWh). Uusiutuvien energianlähteiden tuotantokustannukset ovat vahvassa laskussa, ja esimerkiksi vuosina 2010–2017 aurinkosähkön tuotantokustannukset ovat laskeneet 81 % sekä tuulivoiman 63 %. Tällä hetkellä maalle rakennettava tuulivoima on kustannuksiltaan edullisin tapa tuottaa sähköä Suomessa. (Tuulivoimayhdistys 2024b.)

3 TUOTANNON MITOITUSMENETELMÄ

Uusiutuviin energianlähteisiin perustuvien tuotantolaitosten mitoittamisessa sekä toteuttamisessa voi olla erilaisia intressejä sekä rajoitteita. Energiantuotannon tavoitteita voivat olla esimerkiksi taloudellisten arvojen osalta kilpailukyvykkyys sekä ympäristöarvojen osalta energiantuotannon muodostamat päästöt. Usein kiinnostavia asioita ovat tuotantolaitoksen energiantuotantokyky sekä kustannukset. Tuotannon mitoitusmenetelmän avulla selvitetään taloudellisesti kyvykkäin tuotantolaitoskokonaisuus kokoamalla laskennallisesti yhteen tuotanto- ja kustannusarvoja eri lähteistä.

3.1 Mitoitusmenetelmän tausta

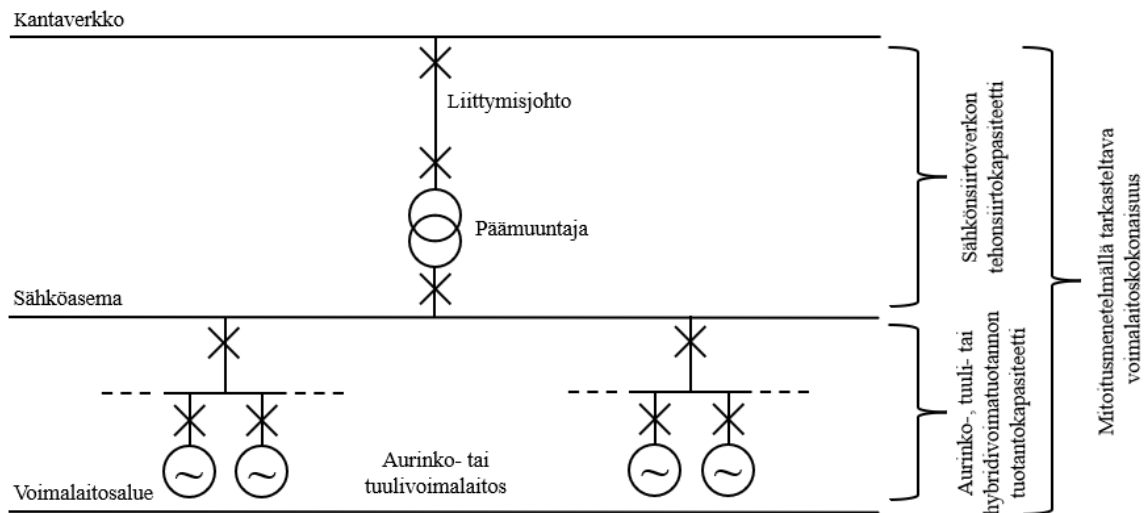
Teollisen kokoluokan aurinko-, tuuli- sekä hybridivoimatuotannon mitoitusmenetelmän taustalla on motiivi ratkaista, miten valittua aluetta voidaan tehokkaimmin hyödyntää uusiutuvassa energiantuotannossa. Menetelmän avulla selvitetään, millaiset tuotanto- ja siirtoverkkoratkaisut tuottavat alueella pienimmän energiantuotantokustannuksen. Tarkasteltavat uusiutuvat energiantuotantomuodot ovat aurinko- ja tuulivoimatuotanto sekä näiden kahden yhteistuotantona tapahtuva hybridivoimatuotanto.

Mitoitusmenetelmän avulla määritetään, millaisen tuotantokapasiteetin omaava aurinko-, tuuli- tai hybridivoimalaitos sekä millaisen tehonsiirtokapasiteetin omaava sähkönsiirtoverkko tuottavat tarkasteltavalla alueella pienimmän tasoitetun energiantuotantokustannuksen. Pienin tuotantokustannus merkitsee teknis-taloudellisesti kannattavinta energiantuotantoa, jolloin kustannusta vastaavia tuotanto- ja tehonsiirtokapasiteetteja pidetään mitoitusmenetelmän mukaan suositeltavina mitoitusratkaisuina.

Menetelmän taustalla toimii laskentamalli, jonka avulla tasoitettu energiantuotantokustannus määritetään. Laskentamallin avulla selvitetään voimalaitosten sekä sähkönsiirtoverkon elinkaarikustannusten arvo. Lisäksi selvitetään voimalaitoksista sekä sähkönsiirtoverkosta koostuvalla voimalaitoskokonaisuudella elinkaaren aikana tuotettava ja sähköverkkoon siirrettävä energiamäärä. Elinkaarikustannusten sekä energiamäärän avulla määritetään tasoitetut energiantuotantokustannukset.

Mitoitusmenetelmän laskentamalli perustuu yksinkertaisen, teollisen kokoluokan, uusiutuvan energian tuotantolaitoksen verkkorakenteeseen. Verkkorakenne koostuu voimalaitosalueesta, jonne aurinko- ja/tai tuulivoimalaitokset sijoittuvat, sähköasemasta,

jonne tuotettu teho kootaan sekä liittymisjohdosta, jolla tuotettu teho siirretään kantaverkkoon. Mitoitusmenetelmällä tarkasteltavan voimalaitoskokonaisuuden verkkorakennetta on havainnollistettu kuvassa 3.1.



Kuva 3.1. Mitoitusmenetelmällä tarkasteltavan voimalaitoskokonaisuuden verkkorakenne

Laskentamallilla tarkasteltavan voimalaitoskokonaisuuden topologinen verkkorakenne on kaikissa tarkasteltavissa tapauksissa sama. Sähköasemia sekä liittymisjohtoja voi olla vain yhdenlaisia, sillä laskentamalli huomioi pitoaikojen, korkokannan sekä energian tuotto- ja siirtokyvyn osalta vain yksinkertaisen siirtotien voimalaitosalueelta kantaverkkoon. Voimalaitosten sekä sähkönsiirtoverkon kapasiteetteja ei kuitenkaan ole rajoitettu, vaan ne perustuvat alueen pinta-alan mahdollistamiin arvoihin.

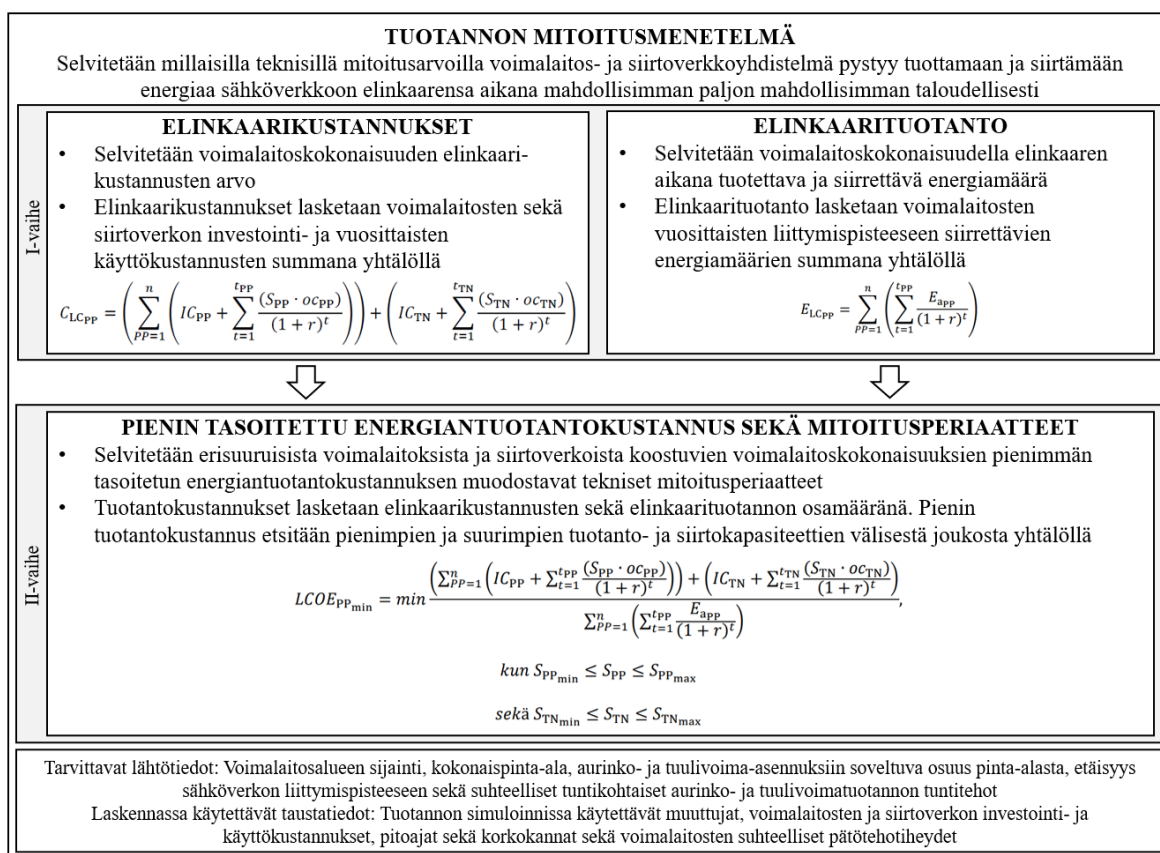
Voimalaitoskokonaisuuden pienin tuotantokustannusarvo selvitetään laskemalla tuotantokustannusarvoja kapasiteeteiltaan erisuuruksille voimalaitos- ja siirtoverkkoyhdistelmille. Tuotantokustannusten arvot lasketaan pienimpien ja suurimpien tuotanto- ja siirtokapasiteettien välisestä joukosta, josta etsitään pienimmät arvot. Pienimmät tuotantokustannukset tuottavia kapasiteettiarvoja pidetään alueelle suositeltavina teknisinä mitoitusperiaatteina, joiden mukaan voimalaitoskokonaisuus on kannattavinta rakentaa. Tuotantokustannuksen avulla voidaan myös arvioida alueellisen energiantuotannon kannattavuutta.

3.2 Mitoitusmenetelmän kuvaus

Tässä työssä kehitetään mitoitusmenetelmä, jonka avulla voidaan arvioida teollisen kokoluokan aurinko- ja tuulivoimatuotannon teknis-taloudellisia mitoitusratkaisuja.

Menetelmän on tarkoitus olla toiminnoiltaan yksinkertainen laskentatyökalu, joka palvelee voimalaitoshankkeen varhaisen vaiheen suunnittelua, mitoittamista, erilaisten vaihtoehtojen vertailua sekä päätöksentekoa.

Menetelmän avulla selvitetään, millaisilla teknisillä mitoitusarvoilla voimalaitoskokonaisuus pystyy tuottamaan ja siirtämään energiaa sähköverkkoon mahdollisimman paljon sekä mahdollisimman taloudellisesti elinkaarensa aikana. Laskentamenetelmän toimintaa havainnollistetaan kuvassa 3.2.



Kuva 3.2. Mitoitusmenetelmän toiminnan kuvaus

Mitoittamisen laskentamenetelmä toimii kaksivaiheisesti. Laskennan ensimmäisessä vaiheessa selvitetään kohdekohtaisten lähtötietojen, sekä laskennassa käytettävien taustatietojen avulla, eri voimalaitos- ja siirtoverkkoyhdistelmistä koostuvien voimalaitoskokonaisuuksien elinkaarikustannukset. Lisäksi laskentamenetelmän ensimmäisessä vaiheessa selvitetään, miten paljon energiaa eri voimalaitoskokonaisuuksilla pystytään tuottamaan sekä siirtämään sähköverkon liittymispisteeseen.

Laskennan toisessa vaiheessa selvitetään erisuuruisien voimalaitos- ja siirtoverkkoyhdistelmien tasoitetut energiantuotantokustannukset sekä etsitään pienimmän

tuotantokustannuksen tuottavat tekniset mitoitusperiaatteet niin aurinko-, tuuli- kuin hybridivoimalaitoksellekin. Pienimmän tuotantokustannuksen tuottavia teknisiä mitoitusperiaatteita pidetään suositeltavina mitoitusarvoina.

Laskentamenetelmän toiminta perustuu erisuuruksille voimalaitos- ja siirtoverkkoyhdistelmille tuntitasolla suoritettaviin sääperusteisiin energiantuotannon simulointeihin, tuntitasoisista tuloksista johdettaviin kokonaisenergiantuotantoihin sekä eri kokonaisuuksien investointi- ja käyttökustannusten elinkaariarvoihin. Menetelmän avulla lasketaan erilaisille tuotantolaitoskokonaisuuksille tasoitettu energiantuotantokustannusarvo *LCOE*.

Tasoitettua tuotantokustannusta käytetään tämän työn laskentamenetelmän tulosten pääasiallisena mittarina yksinkertaisuutensa, yleisen hyödynnettävyytensä sekä vertailukelpoisuutensa ansiosta. Menetelmän avulla selvitetään pienimmän tuotantokustannuksen muodostavat tekniset mitoitusarvot niin aurinko-, tuuli- kuin yhdistetylle aurinko- ja tuulivoiman hybridituotantolaitoksellekin.

Laskentamenetelmän hyödyntämiseksi tarvitaan kohdekohtaisina lähtötietoina tarkasteltavan voimalaitosalueen sijainti, alueen kokonaispinta-ala, aurinko- ja tuulivoima-asennuksiin soveltuvien alojen osuus voimalaitosalueen kokonaispinta-alasta, etäisyys sähköverkon liittymispisteeseen sekä sijainnissa vaikuttavat suhteelliset tuntikohtaiset aurinko- ja tuulivoimatuotannon tuntitehot.

Laskentamenetelmä toteutetaan siten, että menetelmää voidaan hyödyntää avoimista lähteistä saatavilla olevien lähtötietojen avulla. Lisäksi, mikäli menetelmää hyödynnettäessä on jo riittävästi hankekohtaista tietoa käytettävissä, laskennassa voidaan hyödyntää lähtötietoina yksilöllisiä arvoja aurinko- ja tuulivoimalaitosten sekä sähkönsiirtoverkon investointi- ja käyttökustannuksille, järjestelmien pitoajoille ja korkokannoille, eri tuotantomuotojen pinta-alaan suhteutetuille tuotantokapasiteettiheyksille sekä siirtoverkon komponenteille.

3.3 I-vaihe: tuotannon elinkaariarvojen määrittäminen

Laskentamenetelmän ensimmäisessä vaiheessa määritetään voimalaitos- ja siirtoverkkoyhdistelmistä koostuvien voimalaitoskokonaisuuksien elinkaarikustannusten sekä elinkaaren aikana tuotettavien ja sähköverkkoon siirrettävien energiamäärien arvot. Elinkaarikustannusten määrittämisen avulla on tavoitteena selvittää riittävän oikealla ja

kuvaavalla tavalla rakentamisvaiheen alkuinvestoinnin sekä laitteistojen elinkaaren aikana syntyvien kustannusten muodostuminen ottaen huomioon laitteistojen teknisen käyttöiän sekä kustannuksille määritettävän taloudellisen korkokannan. Elinkaarikustannusten arvo määritetään voimalaitos- ja siirtoverkkoyhdistelmästä koostuvalle voimalaitoskokonaisuudelle yhtälön 3.1 avulla,

$$C_{LCPP} = \left(\sum_{PP=1}^n \left(IC_{PP} + \sum_{t=1}^{t_{PP}} \frac{(S_{PP} \cdot oc_{PP})}{(1+r)^t} \right) \right) + \left(IC_{TN} + \sum_{t=1}^{t_{TN}} \frac{(S_{TN} \cdot oc_{TN})}{(1+r)^t} \right) \quad (3.1)$$

jossa C_{LCPP} on voimalaitoskokonaisuuden elinkaarikustannusten arvo, IC_{PP} on voimalaitoksen investointikustannus, t_{PP} on pitoaika, S_{PP} on tuotantokapasiteetti, oc_{PP} on tuotantokapasiteettiin suhteutettu käyttökustannus, r on taloudellinen laskentakorkokanta sekä t kuvaa laskettavan summan alarajaa. Vastaavasti yhtälössä IC_{TN} on siirtoverkkoratkaisun investointikustannus, t_{TN} on pitoaika, S_{TN} on tehonsiirtokapasiteetti sekä oc_{TN} on nimelliseen siirtokapasiteettiin suhteutettu käyttökustannus. Ensimmäisen summalausekkeen viitteillä PP ja n tarkoitetaan tarkasteltavien voimalaitosten lukumäärää, joka käy 1:stä n :ään voimalaitosten kokonaislukumäärän n mukaan.

Voimalaitosten elinkaarikustannusten laskenta perustuu tarkasteltavan voimalaitoskokonaisuuden rakenteeseen. Mikäli tarkastellaan vain aurinko- tai tuulivoimalaitoksen sekä siirtoverkkoratkaisun toimintaa, on voimalaitosten lukumäärä n tällöin 1. Mikäli tarkastellaan aurinko- ja tuulivoimalaitoksista koostuvan hybridivoimalaitoksen toimintaa, on lukumäärä n tällöin 2, jolloin elinkaarikustannusten arvo lasketaan eri voimalaitostyyppien elinkaarikustannusten summana. Laskennassa käytettävä voimalaitosten lukumäärä n määrittyy siis erilaisten tarkasteltavien voimalaitostyyppien kokonaisuudesta. Huomioitavaa on, että eri voimalaitostyypeillä on tyypillisesti keskenään erisuuruiset investointi- ja käyttökustannukset.

Eri voimalaitostyyppien nimellinen tuotantokapasiteetti määritetään laskentamenetelmässä tarkasteltavalle voimalaitosalueelle yksilöllisesti alueen ominaisuuksien mukaisesti. Yksilöllisen määrittämisen avulla selvitetään suurin alueelle soveltuva voimalaitoskoko. Lisäksi määrittämisessä otetaan huomioon voimalaitosasennuksiin soveltuva osuus alueen pinta-alasta. Asennuksiin soveltuvalla osuudella pinta-alasta pyritään ottamaan huomioon esimerkiksi asentamiseen soveltumattomat alueet, kuten vesialueet, huoltotiet sekä muut energiantuotantoa rajoittavat osuudet voimalaitosalueen pinta-alasta, kuten

hybridivoimalaitoksissa tuulivoimalaitosten aiheuttamat varjostukset. Eri voimalaitostyyppien nimellinen tuotantokapasiteetti määritetään yhtälön 3.2 mukaan,

$$S_{PP} = A_{PP} \cdot a_{PP} \cdot S_{APP} \quad (3.2)$$

jossa A_{PP} on voimalaitosalueen kokonaispinta-ala, a_{PP} on voimalaitostyyppin komponenttien asennuksiin todellisuudessa soveltuva osuus voimalaitosalueen pinta-alasta sekä S_{APP} on voimalaitostyyppin nimellinen tuotantokapasiteettitiheys pinta-alaa kohti. Yhtälöllä määritetään suunnitellulle voimalaitosalueelle suurimman mahdollisen voimalaitoksen tuotantokapasiteetti alueen pinta-alan, asennuksiin todellisuudessa soveltuvan pinta-alan sekä kapasiteettitiheyden avulla. Aurinkovoimalaitosten tuotantokapasiteettitiheydet vaihtelevat välillä 30–70 MVA/km² sekä tuulivoimalaitosten 5–8 MVA/km² voimalaitosten toteutuksesta riippuen (Tawalbeh, Al-Othman, Kafiah et al. 2021). Yhtälössä 3.1 esitetty voimalaitoksen investointikustannusten arvo määritetään voimalaitoksen tuotantokapasiteetin sekä suhteellisen investointikustannuksen tulona yhtälön 3.3 avulla,

$$IC_{PP} = S_{PP} \cdot ic_{PP} \quad (3.3)$$

jossa ic_{PP} on tuotantokapasiteettiin suhteutettu investointikustannus. Yhtälössä 3.1 on muuttujana siirtoverkkoratkaisun investointikustannukset, jotka koostuvat sähkönsiirtoverkon rakentamisen eri osa-alueista. Siirtoverkkoratkaisun investointikustannukset lasketaan yhteen toteutukseen kuuluvien yksittäisten verkkokomponenttien summana, joiden arvo määritetään yhtälön 3.4 avulla,

$$IC_{TN} = (l_{HVTL} \cdot ic_{HVTL}) + IC_{SS} \quad (3.4)$$

jossa l_{HVTL} on voimalaitoksen suurjännitteisen liittymisjohdon pituus, ic_{HVTL} on liittymisjohdon pituuteen sekä siirtokapasiteettiin suhteutetut investointikustannukset. IC_{SS} kuvaa muita verkonrakennuskustannuksia, joita ovat sähköaseman rakentamiseen liittyvien verkkokomponenttien investointikustannukset sekä kantaverkon liittymismaksu. Sähköaseman varusteluun liittyviä verkkokomponentteja ovat muun muassa suurjännitteisten johtoerottimien, kytkinkenttäkokonaisuuden ja päämuuntajien investointikustannukset sekä keskijännitteisen kojeistokokonaisuuden ja sähköasemarakennuksen investointikustannukset.

Siirtoverkkoratkaisun investointikustannukset muodostuvat liittymisjohdon ja sähköaseman rakentamiseen sekä kantaverkkoon liittymisestä aiheutuvista kustannuksista. Siirtoverkkoratkaisun rakenne määritetään laskentamenetelmässä tarkasteltavalle voimalaitosalueelle yksilöllisesti. Esimerkiksi suurjännitteisen liittymisjohdon pituus on jokaiselle voimalaitoskokonaisuudelle yksilöllinen sekä sähköaseman rakentamiseen liittyvä verkkokomponenttikokonaisuus ja kantaverkon liittymismaksun suuruus määrittyvät tarkasteltavan tehonsiirtokapasiteetin mukaan.

Laskennan ensimmäisessä vaiheessa määritetään myös erisuuruisilla voimalaitos- ja siirtoverkkoyhdistelmillä elinkaaren aikana tuotettavien sekä sähköverkon liittymispisteeseen siirrettävien energiamäärien arvot. Elinkaaren aikana tuotetun energiamäärän laskenta suoritetaan siten, että eri voimalaitoskokonaisuuksille lasketaan aluksi tuntikohtaisesti tuotettava ja liittymispisteeseen siirrettävä energiamäärä yhden vuoden tarkastelujaksolla. Tuntikohtaisen energiamäärän arvona käytetään tuntikohtaisella keskipätöteholla yhden tunnin aikana tuotettavaa energiamäärää. Vuositasoinen energiamäärä johdetaan myöhemmin elinkaaren aikana tuotettavan energiamäärän arvoksi summaamalla vuosituotantoarvot yhteen. Aluksi määritetään tuntikohtainen liittymispisteeseen siirrettävä keskipätötehon arvo yhtälön 3.5 mukaan,

$$P_{\text{hPP}} = \sum_{PP=1}^n p_{\text{hPP}} \cdot S_{PP}, \text{ kun } P_{\text{hPP}} \leq S_{\text{TN}} \quad (3.5)$$

$$P_{\text{hPP}} = S_{\text{TN}}, \text{ kun } P_{\text{hPP}} > S_{\text{TN}}$$

jossa P_{hPP} on voimalaitoskokonaisuuden tuntikohtainen keskipätöteho sekä p_{hPP} on tarkasteltavan voimalaitostyyppin suhteellinen sijaintiperusteinen tuntikohtainen tuotantoteho. Tuntikohtaisella keskipätötehon laskennalla on tarkoitus selvittää, millaisen keskimääräisen tehon voimalaitos pystyy tuottamaan sekä siirtämään sähköverkon liittymispisteeseen tarkasteltavan voimalaitosalueen sijainnissa vaikuttavissa sääolosuhteissa. Lisäksi yhtälön ehdoilla varmistetaan, että siirtoverkon tehonsiirtokapasiteettia ei voida ylittää.

Mikäli eri voimalaitostyyppien tuntikohtaisten keskipätötehojen summa on pienempi tai yhtä suuri kuin siirtoverkon tehonsiirtokapasiteetti, on voimalaitoskokonaisuuden keskipätöteho kyseinen summa. Vastaavasti, mikäli eri voimalaitosten keskipätötehojen summa on suurempi kuin siirtokapasiteetti, on voimalaitoskokonaisuuden keskipätöteho

yhtä suuri kuin nimellinen siirtokapasiteetti. Käytännössä tämä tarkoittaa, että mikäli voimalaitoskokonaisuutta operoitaessa ylitetään siirtoverkkoyhteyden nimellinen tehonsiirtokyky, tulee tuotantolaitosten toimintaa rajoittaa. Vuositasoinen energiamäärä määritetään laskemalla yhteen tuntikohtaisten keskipätötehojen arvot yhtälön 3.6 avulla,

$$E_{aPP} = \sum_{PP=1}^n \left(\sum_{t=1}^{8760} P_{hPP} \right) \quad (3.6)$$

jossa E_{aPP} on voimalaitoskokonaisuudella vuoden aikana tuotettava ja liittymispisteeseen siirrettävä energiamäärä. Tuntikohtaisten keskipätötehojen avulla määritetyn vuosikohtaisen energiantuotannon myötä määritetään voimalaitoskokonaisuudella elinkaaren aikana tuotetun ja sähköverkkoon siirretyn energiamäärän arvo. Elinkaarilaskennassa hyödynnetään samoja laskentaparametreja kuin elinkaarikustannusten laskennassa. Voimalaitoskokonaisuudella elinkaaren aikana tuotettava ja verkkoon siirrettävä energiamäärä lasketaan yhtälön 3.7 mukaan,

$$E_{LCPP} = \sum_{PP=1}^n \left(\sum_{t=1}^{t_{PP}} \frac{E_{aPP}}{(1+r)^t} \right) \quad (3.7)$$

jossa E_{LCPP} on voimalaitoskokonaisuudella elinkaaren aikana tuotettavan ja sähköverkkoon siirrettävän energiamäärän arvo. Yhtälön muut muuttujat ovat aiempia yhtälöitä vastaavasti eri voimalaitostyyppien lukumäärä, pitoaika, taloudellinen korkokanta sekä vuositasolla tuotetun energiamäärän arvo. Laskentamenetelmän ensimmäisessä vaiheessa tehtävien elinkaariarvojen määrittämisen jälkeen siirrytään laskentamenetelmän toiseen vaiheeseen, jossa etsitään edullisimman tasoitetun energiantuotantokustannuksen tuottavat tekniset mitoitusperiaatteet.

3.4 II-vaihe: edullisimpien tuotantokustannusten määrittäminen

Laskentamenetelmän toisessa vaiheessa määritetään elinkaariarvojen avulla eri voimalaitos- ja siirtoverkkoyhdistelmistä koostuvien voimalaitoskokonaisuuksien tasoitettujen energiantuotantokustannusten arvot. Lisäksi selvitetään voimalaitoksille ja siirtoverkkoratkaisuille suositeltavat mitoitusperiaatteet etsimällä edullisimman tuotantokustannuksen muodostava voimalaitoskokonaisuus aurinko-, tuuli- sekä hybridituotannolle tasoitettujen energiantuotantokustannusten joukosta. Yksilöllisen

tuotanto- ja tehonsiirtokapasiteetin omaavan voimalaitoskokonaisuuden tasoitettu energiantuotantokustannusarvo määritetään yhtälön 3.8 avulla,

$$LCOE_{PP} = \frac{\left(\sum_{PP=1}^n \left(IC_{PP} + \sum_{t=1}^{t_{PP}} \frac{S_{PP} \cdot OC_{PP}}{(1+r)^t} \right) \right) + \left(IC_{TN} + \sum_{t=1}^{t_{TN}} \frac{S_{TN} \cdot OC_{TN}}{(1+r)^t} \right)}{\sum_{PP=1}^n \left(\sum_{t=1}^{t_{PP}} \frac{E_{aPP}}{(1+r)^t} \right)} \quad (3.8)$$

jossa $LCOE_{PP}$ on voimalaitoskokonaisuuden tasoitettu energiantuotantokustannuksen arvo. Yhtälön muut muuttujat sekä muuttujien arvojen muodostuminen on esitetty tässä työssä aiempien yhtälöiden yhteydessä. Kuten yhtälöstä 3.8 huomataan, tasoitettu energiantuotantokustannus määritetään voimalaitoskokonaisuuden elinkaaren aikana muodostuvien kustannusten sekä tuotetun ja siirretyn kokonaisenergiämäärän suhteena.

Yhtälön 3.8 avulla saadaan määritettyä tasoitettu energiantuotantokustannus yksittäiselle voimalaitoskokonaisuudelle. Menetelmällä on tavoitteena löytää tarkasteltavalle voimalaitosalueelle suositeltavat mitoitusperiaatteet, jotka selvitetään etsimällä pienin tuotantokustannus erisuuruisten voimalaitoskokonaisuuksien joukosta muuttamalla voimalaitoksen tuotantokapasiteettia sekä siirtoverkon tehonsiirtokykyä yhtälön 3.9 mukaan,

$$LCOE_{PP_{\min}} = \min \frac{\left(\sum_{PP=1}^n \left(IC_{PP} + \sum_{t=1}^{t_{PP}} \frac{S_{PP} \cdot OC_{PP}}{(1+r)^t} \right) \right) + \left(IC_{TN} + \sum_{t=1}^{t_{TN}} \frac{S_{TN} \cdot OC_{TN}}{(1+r)^t} \right)}{\sum_{PP=1}^n \left(\sum_{t=1}^{t_{PP}} \frac{E_{aPP}}{(1+r)^t} \right)}, \quad (3.9)$$

$$\text{kun } S_{PP_{\min}} \leq S_{PP} \leq S_{PP_{\max}}$$

$$\text{sekä } S_{TN_{\min}} \leq S_{TN} \leq S_{TN_{\max}}$$

jossa $LCOE_{PP_{\min}}$ on eri voimalaitoskokonaisuuksien joukosta etsittävä edullisin tasoitettu energiantuotantokustannus, $S_{PP_{\min}}$ ja $S_{PP_{\max}}$ ovat voimalaitoksen pienin ja suurin tarkasteltava tuotantokapasiteetti sekä $S_{TN_{\min}}$ ja $S_{TN_{\max}}$ ovat siirtoverkon pienin ja suurin tarkasteltava siirtokapasiteetti. Voimalaitoskokonaisuuksien toimintaa sekä tuotantokustannusten muodostumista tarkastellaan pienimpien sekä suurimpien tuotanto- ja tehonsiirtokapasiteettien välisellä alueella.

Muuttamalla yhtälössä voimalaitoksen tuotantokapasiteettia sekä siirtoverkon tehonsiirtokapasiteettia pienimmän ja suurimman tarkasteltavan arvon välillä saadaan muodostettua erisuuruisia voimalaitoskokonaisuuksia. Erisuuruisten

voimalaitoskokonaisuuksien joukosta etsitään tasoitetun energiantuotantokustannusten edullisin arvo. Edullisimman tuotantokustannusarvon tuottavan voimalaitos- ja siirtoverkkoratkaisun teknisiä mitoitusarvoja pidetään tarkasteltavalle voimalaitosalueelle suositeltavina mitoitusarvoina.

4 MITOITUSMENETELMÄSSÄ HYÖDYNNETTÄVÄT LÄHTÖTIEDOT

Mitoitusmenetelmän toiminta perustuu pienimmän tuotantokustannusarvon etsimiseen erisuuruisten voimalaitoskokonaisuuksien joukosta. Tuotantokustannusten laskemiseksi tarvitaan joukko erilaisia lähtötietoja. Mitoitusmenetelmän laskentamalli mahdollistaa eri lähteisiin perustuvien lähtötietojen hyödyntämisen, ja tässä työssä esitetään yksi esimerkki lähtötietojen määrittämisestä. Lähtötiedot perustuvat alan kirjallisuuteen sekä avoimiin tausta-aineistoihin.

4.1 Voimalaitosalueeseen liittyvät lähtötiedot

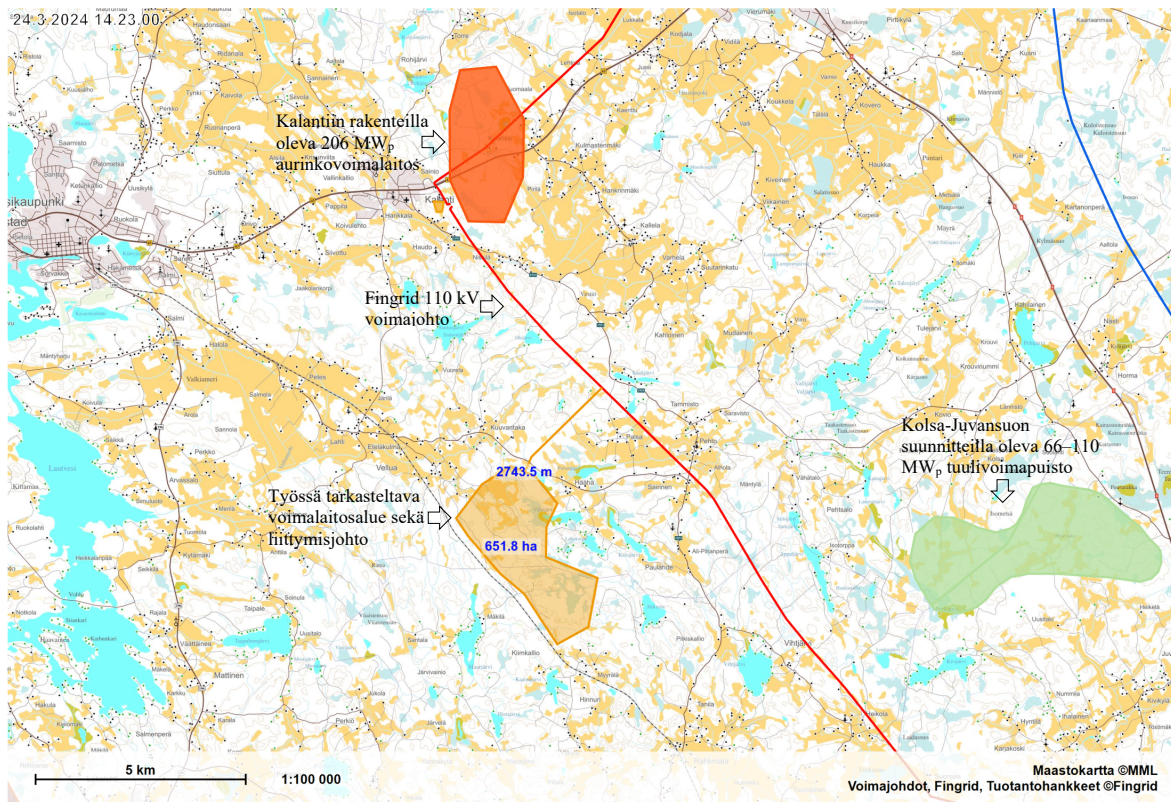
Menetelmän hyödyntämiseksi tarvitaan voimalaitosalueen sijaintiin ja alueellisiin ominaisuuksiin perustuvina lähtötietoina tarkasteltavan voimalaitosalueen maantieteellinen sijainti, alueen kokonaispinta-ala sekä aurinko- ja tuulivoima-asennuksiin soveltuvien alojen osuus voimalaitosalueen kokonaispinta-alasta. Lisäksi tarvitaan liittymisjohdon reitin pituus voimalaitosalueelta sähköverkon liittymispisteeseen sekä sijainnissa vaikuttavat suhteelliset tuntikohtaiset aurinko- ja tuulivoimatuotannon tehot.

Laskentamenetelmän toimintaa tarkastellaan Suomen länsirannikolla, jonne varsinkin tuulivoiman tuotanto on nykyisellään keskittynyt (Tuulivoimayhdistys 2023b). Läntiseen Suomeen perustuvan tarkastelun avulla voidaan laskentamenetelmässä hyödyntää jo toiminnassa olevien tuulivoimalaitosten teknisiä mitoitusarvoja laskennan lähtötietoina sekä pyrkiä vertaamaan tuloksia todelliseen tuotantoon.

Fingridin kantaverkon liittymismahdollisuuksia tarkasteltaessa huomataan, että länsirannikolla Porin pohjoispuolen sekä Oulun eteläpuolen väliselle osuudelle kantaverkosta ei ole käytännössä lähivuosina mahdollista liittää uutta tuotantoa kapasiteettipulan vuoksi. Nykyisen näkymän mukaan vasta vuodesta 2027 alkaen on jälleen mahdollista liittää uutta tuotantoa Porin ja Kokkolan välisille sähköasemille 110 ja 400 kV jännitetasossa. (Fingrid 2024a.)

Valitaan tarkasteltavaksi alueeksi Varsinais-Suomen alue. Varsinais-Suomen halki kulkee läntisen rannikon suuntaisesti Fingridin 110 kV voimajohto Liedon ja Uudenkaupungin välillä, jolle on varattu vuoden 2024 tasolla 140 MW tuotannon liittymiskapasiteettia (Fingrid 2024a). Kyseiseen voimajohtoon on liittymässä lähiaikoina Uudenkaupungin Kalantissa rakenteilla oleva 206 MW_p aurinkovoimalaitos (IBV 2024).

Lisäksi samalle voimajohdolle on suunnitteilla Mynämäen sekä Laitilan kuntien rajalle Kolsa-Juvansuon tuulivoimapuistohanke, jonka piikkiteho on toteutuksesta riippuen alustavasti 66–110 MW_p (ABO Wind 2024). Tarkasteltavan voimalaitosalueen, Fingridin 110 kV voimajohdon sekä rakenteilla ja suunnitteilla olevien voimalaitoshankkeiden sijoittuminen kartalle on esitetty kuvassa 4.1.



Kuva 4.1. Työssä tarkasteltava voimalaitosalue sekä liittymisjohdon reitti hahmoteltuna karttapohjaan (kuva Fingrid 2024b)

Kuvassa 4.1 on esitetty työssä tarkasteltavan voimalaitosalueen rajaus ja pinta-ala sekä liittymisjohdon suunniteltu reitti. Kuvassa on myös esitetty Liedon ja Uudenkaupungin välinen Fingridin 110 kV voimajohto, johon voimalaitoksen on tarkoitus liittyä. Lisäksi kuvassa on havainnollistettu Kalantiin rakenteilla olevaa 206 MW_p aurinkovoimalaitosaluetta sekä Kolsa-Juvansuolle suunnitteilla olevaa 66–110 MW_p tuulivoimalaitosaluetta.

Tarkasteltava voimalaitosalue on pinta-alaltaan 651,8 ha, eli noin 6,52 km² suuruinen. Liittymisjohdon alustavan reitin pituus on suunnitellusta sähköaseman sijainnista 110 kV voimajohdon liityntäpisteeseen noin 2,75 km. Voimalaitosalue on pääosin metsäistä

kalliomaastoa. Alueen pohjoisosissa on viljeltyä peltomaastoa sekä kaakkoisosassa vesistöä ja suurempia suoalueita.

Viljeltyt peltoalueet sekä vesistöt halutaan säilyttää, minkä lisäksi alustavat huoltotievaraukset estävät aurinkopaneelientien asentamisen näille alueille, joten arviolta noin 50 % suhteellinen osuus voimalaitosalueen pinta-alasta on käytettävissä aurinkovoima-asennuksiin. Tuulivoimaloiden harvemman ja vapaamman sijoittelun ansiosta koko voimalaitosalue, eli 100 % osuus pinta-alasta on käytettävissä tuulivoima-asennuksiin. Voimalaitosalueen sijaintiin ja alueellisiin ominaisuuksiin perustuvat, laskentamenetelmässä hyödynnettävät lähtötiedot on koottu taulukkoon 4.1.

Taulukko 4.1. Laskentamenetelmässä käytettävät voimalaitosalueen lähtötiedot

Laskennassa käytettävät voimalaitosalueen lähtötiedot	Arvo
Voimalaitosalueen koordinaatit	P 60° 45,2' sekä I 21° 36,5'
Voimalaitosalueen kokonaispinta-ala A_{PP}	651,8 ha
Aurinkovoima-asennuksiin soveltuva osuus a_{PV}	50 %
Tuulivoima-asennuksiin soveltuva osuus a_{WT}	100 %
Liittymisjohdon pituus l_{HVTL}	2,75 km
Suhteelliset tuntikohtaiset tuotantotehot p_{HPV} ja p_{HWT}	Erillinen aineisto

4.2 Voimalaitoksiin liittyvät lähtötiedot

Sijainnissa esiintyvien suhteellisten tuntikohtaisten aurinko- ja tuulivoiman tuotantotehojen arvoina hyödynnetään Renewables.ninja -verkkopalvelun avulla määritettäviä arvoja. Palvelun avulla voidaan suorittaa resoluutioltaan tuntikohtaisia simulointeja aurinko- ja tuulivoiman tuotannolle halutussa sijainnissa ympäri maailman.

Aurinkovoimatuotannon tehomääritys perustuu säteilydatan muuttamiseen tuotantotehoksi GSEE-mallin (*englanniksi Global Solar Energy Estimator*) mukaisesti. Vastaavasti tuulivoimatuotannon tehonmääritys perustuu tuulennopeuden muuttamiseen tuotantotehoksi VWF-mallin (*englanniksi Virtual Wind Farm*) mukaisesti. GSEE- sekä VWF- mallien toiminta on kuvattu vuonna 2016 julkaistuissa teoksissa *Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data* sekä *Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output*. (Renewables.ninja 2024.)

Palvelun hyödyntämiseksi tulee tehdä muutamia teknisiä valintoja simuloitavien laitteistojen osalta. Aurinkovoimatuotannon simuloimiseksi tulee määrittää käytettävä tietoaaineisto, vuosi, jonka säädään perustuen simulointi tehdään, järjestelmän tuotantokapasiteetti,

järjestelmän tehohäviöt, järjestelmän auringon seuraavuus sekä paneelien kallistuskulma ja suuntaus (Renewables.ninja 2024).

Aurinkovoimatuotannon tarkastelussa hyödynnetään MERRA-2 tietoaainestoa, simulointi suoritetaan perustuen vuoteen 2019, järjestelmän tuotantokapasiteetti on 1 MW sekä tehohäviöiden osuus on 0,1 %. Aurinkopaneelit on asennettu energian kokonaistuotannon kannalta arviolta edullisimpaan 40° kallistuskulmaan sekä suunnattu suoraan kohti etelää. Aurinkovoimatuotannon simuloinnissa käytettävät aineistot ja muuttujat on koottu taulukkoon 4.2.

Taulukko 4.2. Aurinkovoimatuotannon simuloinnissa käytettävien aineistojen ja muuttujien arvot

Simuloinnissa käytettävä aineisto ja muuttuja	Arvo
Tietoaainesto, johon simulointi perustuu	MERRA-2
Vuosiluku, johon simulointi perustuu	2019
Järjestelmän tuotantokapasiteetti	1 MVA
Järjestelmän tehohäviöiden osuus	0,1 %
Seuraavatko paneelit aurinkoa	Ei
Paneelien kallistuskulma	40°
Paneelien suuntaus	180° suoraan etelään

Vastaavasti myös tuulivoimatuotannon simuloimiseksi tulee määrittää käytettävä tietoaainesto, vuosi, jonka säädään perustuen simulointi tehdään, järjestelmän tuotantokapasiteetti, tuulivoimalan napakorkeus sekä tuulivoimalan turbiinin valmistajan ja turbiinimalli (Renewables.ninja 2024). Tuulivoimatuotannon tarkastelussa hyödynnetään aurinkovoimaa vastaavaa tietoaainestoa ja vuotta.

Tuulivoimatuotannon tarkastelussa hyödynnetään 114,5 m napakorkeutta sekä turbiinimallina käytetään Vestas V117 4000 -turbiinia. Tuotantokapasiteetti on turbiinimallin mukaisesti 4 MVA. Tuulivoimalan napakorkeutena hyödynnetään vastaavaa korkeutta, jota tarkasteltavan voimalaitosalueen lähistöllä jo toiminnassa olevassa tuulivoimapuistossa on hyödynnetty (Tuulivoimayhdistys 2023b). Tuulivoimatuotannon simuloinnissa käytettävät aineistot ja muuttujat on koottu taulukkoon 4.3.

Taulukko 4.3. Tuulivoimatuotannon simuloinnissa käytettävien aineistojen ja muuttujien arvot

Simuloinnissa käytettävä aineisto ja muuttuja	Arvo
Tietoaainesto, johon simulointi perustuu	MERRA-2
Vuosiluku, johon simulointi perustuu	2019
Järjestelmän tuotantokapasiteetti	4 MVA
Tuulivoimalan napakorkeus	114,5 m
Tuulivoimalan turbiinimalli	Vestas V117 4000

Edellä on esitetty laskentamenetelmässä käyttäjän valittavissa sekä määritettävissä olevien muuttujien arvot. Muuttujien arvot ovat avoimiin verkkoaineistoihin perustuvia, ja joita perehtynyt käyttäjä voi myös soveltaa. Laskentamenetelmän hyödyntämiseksi on myös määritettävä niin sanotusti taustatietoina käytettävien muuttujien arvot, joiden määrittäminen vaatii laajempaa teknistä perehtymistä.

Taustatietoja ovat voimalaitosalueen siirtoverkkoratkaisun sekä aurinko- ja tuulivoimalaitosten tuotantokapasiteetteihin suhteutetut investointi- ja käyttökustannukset, eri järjestelmäkomponenttien taloudelliset korkokannat ja pitoajat sekä aurinko- ja tuulivoimalaitosten nimelliset pinta-alakohtaiset tuotantokapasiteettiheydet.

Kirjallisuudessa on havaittavissa verrattain paljon hajontaa aurinko- ja tuulivoimalaitosten investointi- ja käyttökustannusten suuruudessa lähteestä riippuen. Muun muassa Timilsina toteaa artikkelissaan (2021), että teollisen kokoluokan aurinkovoimaloiden investointikustannusten pienimmät arvot vaihtelevat 545–1173 €/kW (*alkuperäisessä lähteessä 618–1331 \$/kW*) välillä suurimpien arvojen ollessa 969–2462 €/kW (*1100–2794 \$/kW*) välillä.

Vastaavasti maatuulivoiman pienimmät investointikustannukset ovat 916–1479 €/kW (*alkuperäisessä lähteessä 1039–1678 \$/kW*) välillä sekä suurimmat arvot 1162–2835 €/kW (*1319–3217 \$/kW*) välillä. Aurinko- ja tuulivoimalaitosten pitoajoiksi määritetään tyypillisesti 20–30 vuotta. Aurinkovoimatuotannon käyttökustannuksiksi määritetään 1,1 % osuus investointikustannuksista sekä vastaavasti tuulivoimatuotannon käyttökustannuksiksi 2,6 % investointikustannuksista. (Timilsina 2021.)

Toisena esimerkkinä Reichenberg et al. toteavat artikkelissaan (2018) aurinkovoimalaitosten investointikustannusten vaihtelevan 260–1300 €/kW välillä sekä tuulivoimalaitosten investointikustannusten vaihtelevan 1210–1600 €/kW välillä. Aurinkovoimatuotannon käyttökustannusten nähdään vaihtelevan 16–19 €/kW/a välillä sekä tuulivoimatuotannon käyttökustannusten välillä 40–50 €/kW/a (Reichenberg et al. 2018).

Sekä aurinko- että tuulivoimaloiden pitoajaksi on määritetty 25 vuotta (Timilsina 2018; Reichenberg et al. 2018). Vartiainen et al. arvioivat artikkelissaan (2020) teollisen kokoluokan aurinkovoimalaitosten suhteelliseksi investointikustannukseksi vuoden 2024 hintatasossa 348 €/kW sekä käyttökustannusten arvoksi 7,6 €/kW/a. Eri lähteissä esitettyjen investointi- ja käyttökustannusten arvot on koottu taulukkoon 4.4.

Taulukko 4.4. Eri lähteissä esitettyjä aurinko- ja tuulivoimalaitosten investointi- ja käyttökustannusten arvoja

Tarkasteltava kustannus	Arvo	Lähde
Aurinkovoimalaitosten investointikustannus	260–1300 €/kW	Reichenberg et al. (2018)
	348 €/kW	Vartiainen et al. (2020)
	545–2462 €/kW	Timilsina (2021)
Tuulivoimalaitosten investointikustannus	1210–1600 €/kW	Reichenberg et al. (2018)
	916–2835 €/kW	Timilsina (2021)
Aurinkovoimalaitosten käyttökustannus	16–19 €/kW/a	Reichenberg et al. (2018)
	1,1 %/inv.k./a	Timilsina (2021)
Tuulivoimalaitosten käyttökustannus	40–50 €/kW/a	Reichenberg et al. (2018)
	2,6 %/inv.k./a	Timilsina (2021)

Hyödynnetään työssä suoritettavassa tarkastelussa aurinko- ja tuulivoimalaitosten investointi- ja käyttökustannusten sekä pitoaikojen arvoina vastaavia arvoja kuin Reichenberg et al. (2018) ovat hyödyntäneet omissa tarkastelussaan. Määritetään aurinkovoimalaitosten suhteellisten investointikustannusten arvoksi 600 €/kW sekä tuulivoimalaitosten suhteellisten investointikustannusten arvoksi 1400 €/kW.

Vastaavasti aurinkovoimatuotannon suhteellisten käyttökustannusten arvoksi määritetään 19 €/kW/a sekä tuulivoimatuotannon suhteellisten käyttökustannusten arvoksi 44 €/kW/a. Sekä aurinko- että tuulivoimalaitosten pitoaikoina käytetään 25 vuotta. Käytetään molempien voimalaitostyyppien korkokantana 5 % arvoa.

Voimalaitoksiin liittyvinä muuttujien arvoina tulee vielä määrittellä aurinko- ja tuulivoimalaitosten pinta-alaan suhteutettujen tuotantokapasiteettitiheyksien arvot. Tuotantokapasiteettitiheyden avulla määritetään, miten suuren tehon voimala pystyy tuottamaan pinta-alaa kohti. Toisin sanoen, tuotantokapasiteettitiheyden avulla voidaan laskea, miten suuri pinta-ala tarvitaan tietyn tuotantotehon muodostamiseksi.

Täsmällinen kapasiteettitiheys muodostuu aina kohdekohtaisesti, riippuen muun muassa käytettyjen komponenttien tehontuottokyvystä sekä alueen maastollisista ominaisuuksista. Työssä tarkasteltavan voimalaitoksen tapauksessa on tavoitteena määrittää riittävän kuvaava keskimääräinen tuotantokapasiteettitiheyden arvo tarkastelun suorittamiseksi.

Alan kirjallisuuteen tutustuttaessa huomataan, että myös aurinko- ja tuulivoimalaitosten tuotantokapasiteettitiheyksiä arvostetaan eri tavoin eri lähteissä. Tawalbeh, Al-Othman, Kafiah et al. ovat koonneet artikkelissaan (2021) yhteen tiheyksien arvoja eri lähteistä. Arvoille on yhteistä, että voimalaitokset vaativat toimiakseen suhteessa suuremman pinta-

alan voimalaitoskoon kasvaessa. Tuotantokapasiteettitiheyksiin johdettuna alle 10 kVA aurinkovoimalaitosten kapasiteettitiheys on noin 77 MVA/km^2 (*alkuperäisessä lähteessä* $3,2 \text{ ac/MW}$) sekä enintään 1 MVA voimalaitoksen kapasiteettitiheys on noin 45 MVA/km^2 ($5,5 \text{ ac/MW}$).

Teollisen kokoluokan, enintään 10 MVA, voimalaitoksen kapasiteettitiheys on vastaavasti noin 41 MVA/km^2 (*alkuperäisessä lähteessä* $6,1 \text{ ac/MW}$) sekä yli 20 MVA voimalaitoksen kapasiteettitiheys on noin 31 MVA/km^2 ($7,9 \text{ ac/MW}$). Työssä tarkasteltavan aurinkovoimalaitoksen tuotantokapasiteetin arvioidaan olevan suurempi kuin 1 MVA, mutta tarkkaa ylärajaa ei ole määritelty. Työssä tarkasteltava voimalaitos on todennäköisesti kapasiteetiltaan lähinnä 10 MVA, joten aurinkovoimalaitoksen pinta-alaan suhteutetun tuotantokapasiteettitiheyden arvoksi määritetään 40 MVA/km^2 .

Tawalbeh, Al-Othman, Kafiah et al. ovat koonneet artikkelissaan (2021) yhteen myös tuulivoimalaitosten tuotantokapasiteettitiheyksien arvoja. Artikkelin mukaan enintään 1 MVA tuulivoimalaitos vaatii 30 eekkerin pinta-alan toimiakseen sekä vastaavasti enintään 10 MVA voimalaitos 44,7 eekkerin pinta-alan. Tuotantokapasiteettitiheyksiin johdettuna enintään 1 MVA tuulivoimalaitoksen kapasiteettitiheys on noin $8,2 \text{ MVA/km}^2$ sekä enintään 10 MVA voimalaitoksen kapasiteettitiheys on noin $5,5 \text{ MVA/km}^2$.

Työssä tarkasteltavan tuulivoimalaitoksen arvioidaan olevan kapasiteetiltaan keskimäärin lähempänä 10 MVA kuin 1 MVA suuruusluokkaa, joten käytetään tuulivoimalaitoksen pinta-alaan suhteutetun tuotantokapasiteettitiheyden arvona $5,5 \text{ MVA/km}^2$. Aiemmin esitetyt aurinko- ja tuulivoimalaitosten laskennan taustatietoina käytetyt arvot on koottu taulukkoon 4.5.

Taulukko 4.5. Laskentamenetelmässä käytettävät voimalaitosten taustatiedot (kustannukset ja pitoajat Reichenberg et al. (2018) sekä tuotantokapasiteettitiheydet Tawalbeh, Al-Othman, Kafiah et al. (2021))

Laskennassa käytettävät voimalaitosten taustatiedot	Arvo
Aurinkovoimalaitosten investointikustannus ic_{PV}	600 €/MVA
Tuulivoimalaitosten investointikustannus ic_{WT}	1400 €/MVA
Aurinkovoimalaitosten käyttökustannus oc_{PV}	19 €/MVA/a
Tuulivoimalaitosten käyttökustannus oc_{WT}	44 €/MVA/a
Aurinkovoimalaitoksen pitoaika t_{PV}	25 a
Tuulivoimalaitoksen pitoaika t_{WT}	25 a
Taloudellinen laskentakorkokanta r	5 %
Aurinkovoimalaitosten tuotantokapasiteettitiheys S_{APV}	40 MVA/km^2
Tuulivoimalaitosten tuotantokapasiteettitiheys S_{AWT}	$5,5 \text{ MVA/km}^2$

4.3 Sähkösiirtoverkkoon liittyvät lähtötiedot

Laskentamenetelmän hyödyntämiseksi tulee vielä määrittää voimalaitoskokonaisuuden sähkösiirtoverkon investointi- ja käyttökustannusten arvot. Työssä tarkasteltavat eri siirtoverkkoratkaisut koostuvat siirtokapasiteetin perusteella muodostuvista erisuuruisista 110 kV ilmajohtoverkoista, johtoaluekorvauksista, johtoerottimista ja kytkinkenttäkokonaisuuksista, keskijänniteverkon kojeistokokonaisuuksista, päämuuntajista, sähköasemarakennuksista sekä kantaverkon liittymismaksuista.

Siirtoverkkoratkaisulle määritetään kustannukset eri siirtokapasiteettiportaiden mukaisesti, jotka määritetään yläjännitteeltään 110 kV päämuuntajien eri nimellistehojen mukaisin portain. Tässä työssä tehoportaat määritellään, sekä voimalaitoksen toimintaa tarkastellaan, yleisten päämuuntajakokojen arvoilla, välillä 6–100 MVA. Verkkokomponenttien investointikustannusten arvoina käytetään Energiaviraston määrittämiä verkkokomponenttien arvonlisäverottomia yksikköhintoja vuosille 2022–2023.

Energiaviraston yksikköhintoja käytetään sähköverkko-omaisuuden arvon määrittämisessä sähkön jakeluverkkotoiminnan hinnoittelun valvonnassa, minkä vuoksi yksikköhintojen hyödyntäminen mahdollistaa läpinäkyvän sekä puolueettoman tavan määrittellä työssä tarkasteltavan siirtoverkkoratkaisun investointikustannukset. Yksikköhintaluettelo sisältää mittavan määrän eri verkkokomponentteja, joista osaa hyödynnetään tarkastelussa.

Tuulivoimapuistojen sisäverkoissa hyödynnetään yleisesti 30–36 kV jännitetasoa häviöiden välttämiseksi. Yksikköhintaluettelo perustuu keskijännitteisiltä osiltaan 20 kV verkkokomponentteihin sekä 110/20 kV päämuuntajiin, mistä johtuen yksikköhintaluettelon kustannukset voivat erota todellisessa toteutuksessa käytettävien komponenttien hinnoista. Yksikköhintaluettelon avulla nähdään kuitenkin saavutettavan riittävän kuvaava kustannustaso tarkastelujen suorittamiseksi.

Tarkastelussa on määritetty, että 110 kV liittymisjohto toteutetaan ilmajohtoverkkona, jonka virtapiiri- ja johdinmäärä vaihtelee liittymisjohdon nimellisen siirtokapasiteetin mukaan. Pylväinä käytetään vapaasti seisovia teräsristikkopylväitä. Johtoaluekorvauksen osalta määritetään, että liittymisjohto rakennetaan helpon olosuhteen mukaan, asemakaavan ulkopuoliselle alueelle. Suurjännitteinen kytkinlaitos toteutetaan ilmaeristeisenä sekä keskijännitteinen kytkinlaitos toteutetaan kaasueristeisenä.

Kojeistot toteutetaan kaikissa laskentatapauksissa yksikiskojärjestelminä, ja voimalaitokset ovat yhdellä päämuuntajalla varustettuja. 110 kV kytkinkenttäkokonaisuus pidetään samana tuotanto- ja siirtotehoista riippumatta. Tuotantokapasiteetin kasvaessa sähköasema varustetaan suuremmalla määrällä keskijännitekenttiä sekä suojauskomponentteja, joilla mahdollistetaan suurempi voimalaitosjohtolähtöjen määrä.

Voimalaitos on määritetty sijaitsevaksi haja-asutusalueella, joten sähköasemarakennuksen arvoksi sovelletaan tyyppin 2, haja-asutusalueen sähköaseman arvoa. Kantaverkon liityntä määritetään tehtävän johdonvarsiliityntänä, jonka liittymismaksun arvo määritetään päämuuntajan nimellistehon mukaan. Johdonvarsiliityntänä tehtävän liittymisen kustannukset määrittyvät käytettävän päämuuntajatyypin mukaan.

Käytettäessä luonnollisella öljyn ja ilmankierrolla (ONAN) varustettuja muuntajia liittymismaksu määrittyy muuntajan alkavan 25 MVA nimellistehon mukaan. Vastaavasti käytettäessä koneellisella ilmanvaihdolla varustettuja päämuuntajia (ONAF) liittymismaksu määrittyy päämuuntajan alkavan 31,5 MVA nimellistehon mukaan. Yhtä liityntää kohden peritään kuitenkin enintään kaksi liittymismaksua. (Fingrid 2024c.)

Alan kirjallisuutta tarkasteltaessa huomataan, että aurinko- ja tuulivoimalaitosten investointi- ja käyttökustannuksia sekä voimalaitosten tuotantokapasiteettitiheyksiä vastaavasti, myös siirtoverkon investointi- ja käyttökustannusten arvot vaihtelevat merkittävästi riippuen lähteestä. Huomioitavaa kirjallisuudessa on, että monissa uusiutuvien energianlähteiden tuotantokustannuksia käsittelevissä artikkeleissa siirtoverkon käyttökustannuksia ei huomioida lainkaan.

Esimerkiksi Timilsina toteaa artikkelissaan (2021) siirtoverkon kustannusten sisältyvän ja huomioitavan voimalaitoksen investointikustannuksessa sekä Reichenberg et al. (2018) ovat arvostaneet omassa arvioinnissaan siirtoverkon käyttökustannukset arvottomiksi. Siirtoverkosta muodostuvia kustannuksia vaikutetaan harvoin huomioitavan erillisinä kustannuskomponentteina tuotantokustannuslaskelmissa.

Toisaalta Zappa et al. ovat arvostaneet omassa artikkelissaan (2019) suurjännitteisen sähkönsiirtoverkkoinfrastruktuurin vuosittaisiksi käyttökustannuksiksi 3,5 % investointikustannusten arvosta. Käyttökustannusten lisäksi suurjännitteisen ilmajohtoverkon häviöiden suuruudeksi on määritetty ilmajohtoverkolla 0,7 % sadan kilometrin matkalla siirrettävää yhden megawatin tehoa kohti (Zappa et al. 2019).

Siirtoverkon käyttökustannuksilla on tavoitteena huomioida siirtohäviöistä sekä verkon ylläpidosta aiheutuvat kustannukset. Huomioidaan nämä kustannukset Zappan et al. (2019) määrittämän 3,5 % investointikustannuksiin sidotun osuuden vuosittaisten käyttökustannusten avulla. 0,7 % pituus- ja tehosidonnaisen häviökertoimen arvioidaan tuottavan suhteessa mitättömän pienet kustannukset, joten laskennassa ei hyödynnetä Zappan et al. (2019) esittämää häviökertoimen arvoa. Käytetään aiempaa vastaavasti siirtoverkon pitoaikana 25 vuotta sekä korkokantana 5 % arvoa. Siirtoverkon laskennan taustatietoina käytetyt arvot on koottu taulukkoon 4.6.

Taulukko 4.6. Laskentamenetelmässä käytettävät sähkönsiirtoverkon taustatiedot (kustannukset Energiavirasto 2023 sekä Zappa et al. 2019)

Laskennassa käytettävät siirtoverkon taustatiedot	Arvo
Siirtoverkon investointikustannukset IC_{TN}	Energiaviraston yksikköhinnasto
Siirtoverkon suhteellinen käyttökustannus oc_{TN}	3,5 %/ IC_{TN} /a
Siirtoverkon pitoaika t_{TN}	25 a
Taloudellinen laskentakorkokanta r	5 %

5 MITOITUSMENETELMÄN HYÖDYNTÄMINEN

Teollisen kokoluokan aurinko-, tuuli- sekä hybridivoimatuotannon mitoitusmenetelmän avulla voidaan arvioida uusiutuvan energiantuotannon tasoitettuja tuotantokustannuksia sekä suositeltavia mitoitusperiaatteita halutussa sijainnissa tarvittavien lähtötietojen avulla. Tässä työssä esitetään yksi esimerkki mitoitusmenetelmän hyödyntämisestä valittujen lähtötietojen avulla. Mitoitusmenetelmällä selvitetään kuvainnolliselle voimalaitosalueelle suositeltavat uusiutuvan energian mitoitusperiaatteet sekä vastaavat tasoitettut tuotantokustannukset.

5.1 Tuotantokustannusten elinkaariarvojen laskenta

Työssä tarkasteltavalle kuvainnolliselle voimalaitosalueelle sijoittuvien erisuuruisten voimalaitoskokonaisuuksien elinkaariarvot voidaan määrittää edellisissä luvuissa esitetyn laskentamenetelmän sekä lähtötietojen avulla. Menetelmän hyödyntämisessä määritetään aluksi voimalaitosalueen kokonaispinta-alan, asennuksiin soveltuvan suhteellisen osuuden sekä tuotantokapasiteettitiheyksien avulla suurimpien rakennettavissa olevien aurinko- ja tuulivoimalaitosten tuotantokapasiteetit.

Yhtälön 3.2 mukaan työssä tarkasteltavalle voimalaitosalueelle on mahdollista rakentaa samanaikaisesti tuotantokapasiteetiltaan enintään 130,4 MVA aurinkovoimalaitos sekä 35,9 MVA tuulivoimalaitos. Mitoitusmenetelmän maksituotantokapasiteetin laskentamallissa ei huomioida erikseen esimerkiksi tuulivoimalaitosten aiheuttamien varjostumien vaikutusta suurimpaan mahdolliseen aurinkovoimalaitoksen kapasiteettiin, vaan rajoitteet huomioidaan asennuksiin soveltuvaa pinta-alaa kuvaavassa kertoimessa.

Laskentamenetelmän avulla on tarkoitus löytää pienimmän tuotantokustannuksen muodostava voimalaitoskokonaisuus pienimpien sekä suurimpien tarkasteltavien aurinko- ja tuulivoimalaitosten tuotantokapasiteettien joukosta. Eri voimalaitosten mitoitusta tarkastellaan tässä työssä 10 %-yksikön välein jaetuissa tuotantokapasiteettiportaita.

Investointi- ja käyttökustannusten arvot lasketaan aiemmin esitettyjen suhteellisten investointikustannusten sekä työssä tarkasteltavien voimalaitosten eri tuotantokapasiteettiportaita vastaavien tuotantokapasiteettien tulona. Työssä tarkasteltavien tuotantokapasiteettiportaiden mukaisten aurinkovoimalaitosten kustannukset on koottu taulukkoon 5.1.

Taulukko 5.1. Aurinkovoimalaitosten kustannukset eri tuotantokapasiteeteilla, kun pitoaika t_{PV} on 25 a sekä korkokanta r on 5 %

Tuotanto- kapasiteetti S_{PV} (%/MVA)	Investointi- kustannus IC_{PV} (M€)	1. vuoden annuiteetti (M€/a)	1. vuoden käyttökustann. OC_{PVa} (M€/a)	1. vuoden kustann. yht. (M€)	Elinkaari- kustann. yht.(M€)
100/130,4	78,2	3,1	2,5	5,6	114,0
90/117,4	70,4	2,8	2,2	5	102,6
80/104,3	62,6	2,5	2,0	4,5	91,2
70/91,3	54,8	2,2	1,7	3,9	79,8
60/78,2	46,9	1,9	1,5	3,4	68,4
50/65,2	39,1	1,6	1,2	2,8	57,0
40/52,1	31,3	1,3	1,0	2,3	45,6
30/39,1	23,5	0,9	0,7	1,6	34,2
20/26,0	15,6	0,6	0,5	1,1	22,8
10/13,0	7,8	0,3	0,3	0,6	11,4

Taulukosta 5.1 huomataan, miten aurinkovoimalaitosten investointikustannukset kasvavat lineaarisesti suhteessa suurentuneeseen tuotantokapasiteettiin. Vuosittaisten käyttökustannusten osuus edustaa pienempää osuutta, mutta kustannukset muodostavat kuitenkin elinkaaren aikana huomattavan osuuden, noin kolmanneksen kokonaiselinkaarikustannuksista. Työssä tarkasteltavien tuotantokapasiteettiportaiden mukaisten tuulivoimalaitosten kustannukset on koottu taulukkoon 5.2.

Taulukko 5.2. Tuulivoimalaitosten kustannukset eri tuotantokapasiteeteilla, kun pitoaika t_{WT} on 25 a sekä korkokanta r on 5 %

Tuotanto- kapasiteetti S_{WT} (%/MVA)	Investointi- kustannus IC_{WT} (M€)	1. vuoden annuiteetti (M€/a)	1. vuoden käyttökustann. OC_{WTa} (M€/a)	1. vuoden kustann. yht. (M€)	Elinkaari- kustann. yht.(M€)
100/35,9	50,2	2,0	1,6	3,6	73,0
90/32,3	45,2	1,8	1,4	3,2	65,7
80/28,7	40,2	1,6	1,3	2,9	58,4
70/25,1	35,2	1,4	1,1	2,5	51,1
60/21,5	30,1	1,2	1,0	2,2	43,8
50/17,9	25,1	1,0	0,8	1,8	36,5
40/14,3	20,1	0,8	0,6	1,4	29,2
30/10,8	15,1	0,6	0,5	1,1	21,9
20/7,2	10,1	0,4	0,3	0,7	14,6
10/3,6	5,0	0,2	0,2	0,4	7,3

Taulukosta 5.2 huomataan, miten myös tuulivoimalaitosten investointikustannukset kasvavat lineaarisesti suhteessa suurentuneeseen tuotantokapasiteettiin. Samoin taulukosta huomataan, että tuulivoiman suhteellisesti arvokkaampien investointikustannusten johdosta tuotantokapasiteetiltaan yhtä suuri tuulivoimalaitos on investointikustannuksiltaan

aurinkovoimalaitosta arvokkaampi. Vastaavasti vuosittaisten käyttökustannusten osuus edustaa pienempää osuutta muodostaen kuitenkin huomattavat kustannukset suhteessa kokonaislinkaarikustannuksiin.

Eri voimalaitoskokonaisuuksien elinkaariarvojen määrittämisessä tarkastellaan myös eri siirtoverkkoratkaisuiden muodostamia kustannuksia. Erisuuruisten siirtoverkkoratkaisuiden investointi- ja käyttökustannusten arvot lasketaan aiemmin kuvatun mukaan eri tehoportaiden mukaisten siirtoverkkoratkaisuiden sisältämien verkkokomponenttien arvon mukaan sekä käyttökustannusten arvona käytetään kirjallisuudessa esitettyä suhteellista investointikustannuksiin sidottua arvoa.

Verkkokomponenttien arvona käytetään Energiaviraston määrittämiä, verkkokomponenttien arvonlisäverottomia yksikköhintoja vuosille 2022–2023. Kustannuksiin huomioidaan myös kantaverkkoliittynän kustannukset. Työssä tarkasteltavien siirtoverkko- ja sähköasemakokonaisuuksien kustannukset on koottu taulukkoon 5.3.

Taulukko 5.3. Siirtoverkko- ja sähköasemakokonaisuuksien kustannukset eri siirtokapasiteeteilla, kun liittymisjohdon pituus l_{HVTL} on 2,75 km, pitoaika t_{TN} on 25 a sekä korkokanta r on 5 %

Tehonsiirto- kapasiteetti S_{TN} (MVA)	Investointi- kustannus IC_{TN} (M€)	1. vuoden annuiteetti (k€/a)	1. vuoden käyttökustann. OC_{TNa} (k€/a)	1. vuoden kustann. yht. (k€)	Elinkaari- kustann. yht.(M€)
100	5,2	206,5	180,7	387,2	7,8
80	5,1	202,1	176,9	379,0	7,6
63	4,8	192,0	168,0	360,0	7,2
50	4,7	189,1	165,5	354,6	7,1
40	4,2	165,7	144,9	310,6	6,2
31,5	4,1	163,6	143,1	306,7	6,2
25	3,3	129,5	113,3	242,8	4,9
20	3,0	121,5	106,4	227,9	4,6
16	3,0	120,2	105,2	225,4	4,5
10	3,0	119,2	104,3	223,5	4,5
6	2,9	118,8	104,0	222,8	4,5

Taulukosta 5.3 huomataan, miten investointikustannukset kasvavat suhteessa suurentuneeseen siirtokapasiteettiin. Kustannukset eivät kuitenkaan kasva lineaarisesti, sillä suuremman siirtokapasiteetin omaava liittymisjohto on suhteellisesti merkittävästi edullisempaa rakentaa kuin pienemmän siirtokapasiteetin omaava liittymisjohto. Tämä on intuitiivisestikin pääteltävissä, sillä ilmajohtoverkon rakentamiseen kuuluu

tehonsiirtokapasiteetista riippumattomia kiinteitä kustannuksia, joita ovat esimerkiksi maanrakennustyöt sekä pylväiden muodostamat kustannukset, jotka ovat likimain samat kapasiteetista riippumatta. Suurempi kapasiteetti edellyttää vahvempia johtimia taustakustannusten pysyessä osittain samana. Johtimien vahventaminen ei kuitenkaan ilmene kustannuksissa merkittävänä kustannusten kasvuna.

Edellä esitetyistä, erisuuruisten tuotantokapasiteettiportaiden mukaisista voimalaitoksista sekä siirtokapasiteetiltaan erisuuruista siirtoverkkoratkaisuista muodostetaan työssä tarkasteltavia voimalaitoskokonaisuuksia. Erisuuruiset voimalaitoskokonaisuudet kykenevät tuottamaan sekä siirtämään sähköverkon liittymispisteeseen yksilöllisen määrän energiaa, sekä kokonaisuudet muodostavat myös erilaiset elinkaarikustannukset.

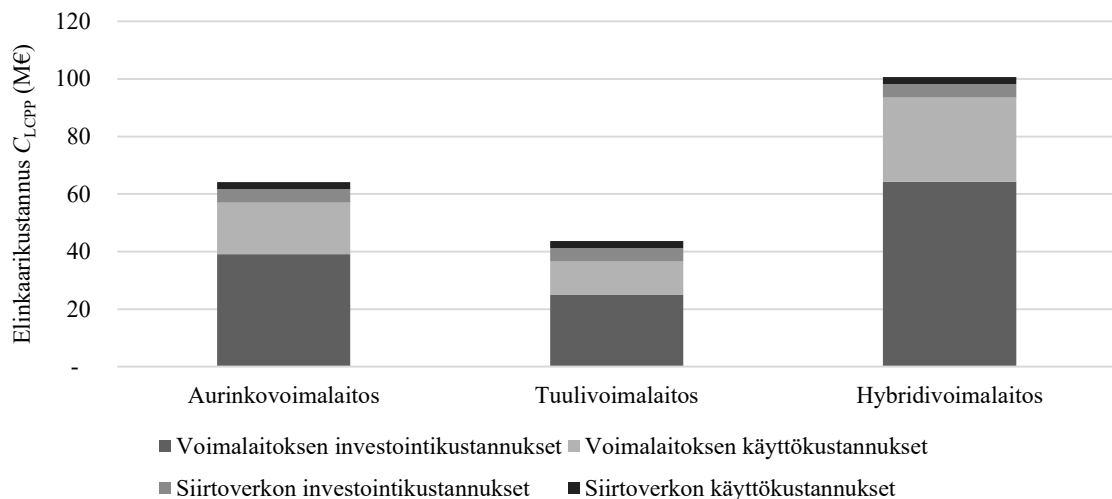
Työssä suoritettava laskentaa tehdään siten, että voimalaitoksia tarkastellaan 10 %-yksikön mukaisissa tuotantokapasiteettiportaissa sekä siirtoverkkoratkaisuja yleisten päämuuntajakokojen mukaan, joita on yhteensä 11. Näin ollen eri aurinko- ja tuulivoimalaitoksista sekä siirtoverkkoratkaisuista muodostuu 110 teknisesti erilaista voimalaitoskokonaisuutta. Hybridivoimalaitoskokonaisuudet koostuvat erisuuruisten aurinko- ja tuulivoimalaitosten sekä siirtoverkkoratkaisuiden yhdistelmästä, joten teknisesti erilaisia hybridivoimalaitoskokonaisuuksia muodostuu työssä tarkasteltaviksi yhteensä 1100 kappaletta.

Lasketaan aiemmissa luvuissa esitettyjen lähtötietojen sekä yhtälön 3.1 avulla esimerkinomaiset elinkaarikustannusten arvot kaikille työssä tarkasteltaville voimalaitostyypeille. Käytetään kaikkien voimalaitostyyppien tuotantokapasiteetteina 50 % arvoa voimalaitosalueelle soveltuvasta suurimmasta mahdollisesta kapasiteetista sekä sähköverkon siirtokapasiteetin arvona 50 MVA. Kaikille voimalaitoskomponenteille sovelletaan laskennassa 25 vuoden pitoaikaa sekä 5 % korkokantaa. Valittujen arvojen on tarkoitus kuvata keskimääräisten voimalaitoskokonaisuuksien toimintaa, ja vastaavia arvoja käytetään myös tämän työn seuraavissa esimerkkilaskelmissa.

Kun eri voimalaitostyyppien tuotantokapasiteetit ovat 50 % suurimmasta mahdollisesta, on aurinkovoimalaitoksen absoluuttinen tuotantokapasiteetti tällöin 65,2 MVA, tuulivoimalaitoksen 17,9 MVA sekä näiden yhdistelmästä koostuvan hybridivoimalaitoksen 83,1 MVA. Kun edellä esitettyjen voimalaitosten sekä 50 MVA sähkönsiirtoverkkokokonaisuuksien elinkaarikustannukset lasketaan yhtälön 3.1 mukaan, ovat aurinkovoimatuotannon elinkaarikustannukset noin 61,8 M€, tuulivoimatuotannon noin

41,3 M€ sekä hybridivoimatuotannon 98,3 M€. Huomionarvoista on, että käyttökustannusten osuus on kaikilla voimalaitoksilla verrattain suuressa osassa elinkaarikustannuksia. Käyttökustannusten osuus on esimerkkilaskelmassa noin 30 % kokonaiselinkaarikustannusten arvosta kaikilla voimalaitostyypeillä.

Kaikkien voimalaitoskokonaisuuksien elinkaarikustannukset ovat suurimmillaan silloin, kun voimalaitosten tuotantokapasiteetit sekä sähkönsiirtoverkon tehonsiirtokapasiteetit ovat suurimmat mahdolliset. Vastaavasti käänteisesti elinkaarikustannukset ovat pienimmillään, kun kapasiteetit ovat pienimmät mahdolliset. Aurinko-, tuuli- sekä hybridivoimalaitoksien elinkaarikustannusten rakenteen sekä suuruussuhteiden muodostumista on havainnollistettu kuvassa 5.1.



Kuva 5.1. Eri voimalaitoskokonaisuuksien elinkaarikustannusten muodostuminen, kun aurinkovoiman tuotantokapasiteetti on 65,2 MVA, tuulivoiman 17,9 MVA sekä siirtokapasiteetti on 50 MVA

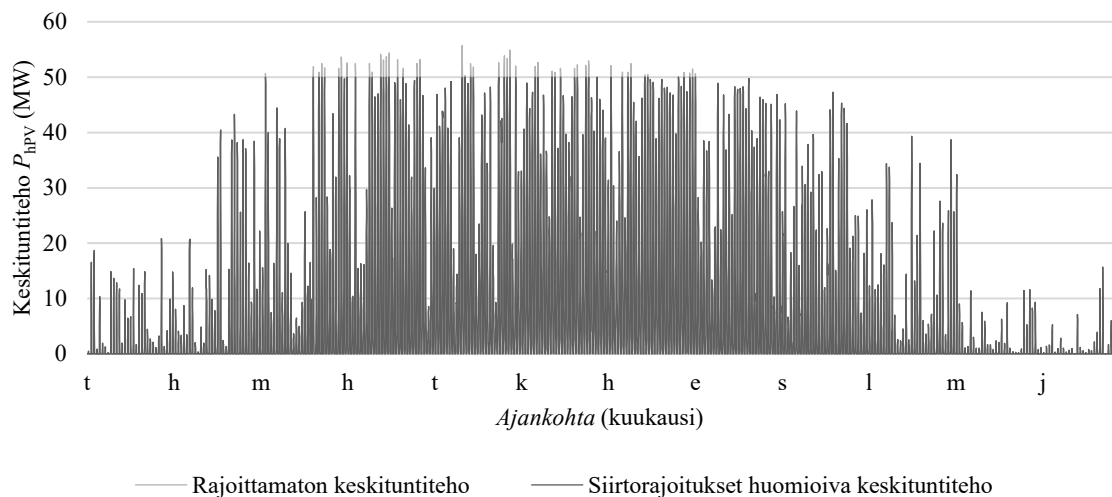
Kuvasta 5.1 on nähtävissä esimerkinomaisesti muutaman eri voimalaitoskokonaisuuden elinkaarikustannusten rakenne sekä kustannusten välinen suhde eri voimalaitostyypeillä. Kuvasta nähdään, miten siirtoverkkoratkaisun investointi- sekä käyttökustannusten osuus on hyvin pieni suhteessa voimalaitosten investointi- ja käyttökustannuksiin. Samoin huomataan, että sähkönsiirtoverkkoon liittyvät kustannukset ovat yhtä suuret kaikilla voimalaitoskokonaisuuksilla.

5.2 Energiantuotannon elinkaariarvojen laskenta

Eri voimalaitoskokonaisuuksien joukosta on tavoitteena löytää mitoituseriaaotteet, joilla tuotetaan ja siirretään eniten energiaa sähköverkon liittymispisteeseen pienimmillä

elinkaarikustannusten arvoilla. Sähköverkon liittymispisteeseen siirrettävä energiamäärä määritetään ensin vuositasolla summaamalla tuntikohtaisten keskipäätötehojen arvot yhteen yhden vuoden ajalta. Selvitetään seuraavaksi aiempia tarkasteluita vastaavilla voimalaitoskokonaisuuksilla sähköverkon liittymispisteeseen elinkareen aikana siirrettävät energiamäärät.

Lasketaan aiemmissa luvuissa esitettyjen lähtötietojen sekä yhtälön 3.5 avulla tuotantokapasiteetiltaan 50 % suurimmasta mahdollisesta olevalla aurinkovoimalaitoksella sekä siirtokapasiteetiltaan 50 MVA siirtoverkosta koostuvan voimalaitoskokonaisuuden rajoittamaton tuntikohtainen keskiteho sekä liittymispisteeseen siirrettävä, sähköverkon siirtorajoitukset huomioiva, keskiteho ja esitetään tulokset kuvassa 5.2. Suhteellisten tuntikohtaisten tuotantotehojen p_{hpv} arvoina käytetään Renewables.ninja -palvelun avulla tuotettavia simuloituja arvoja, joiden määrittäminen on kuvattu aiemmin työssä luvussa 4.



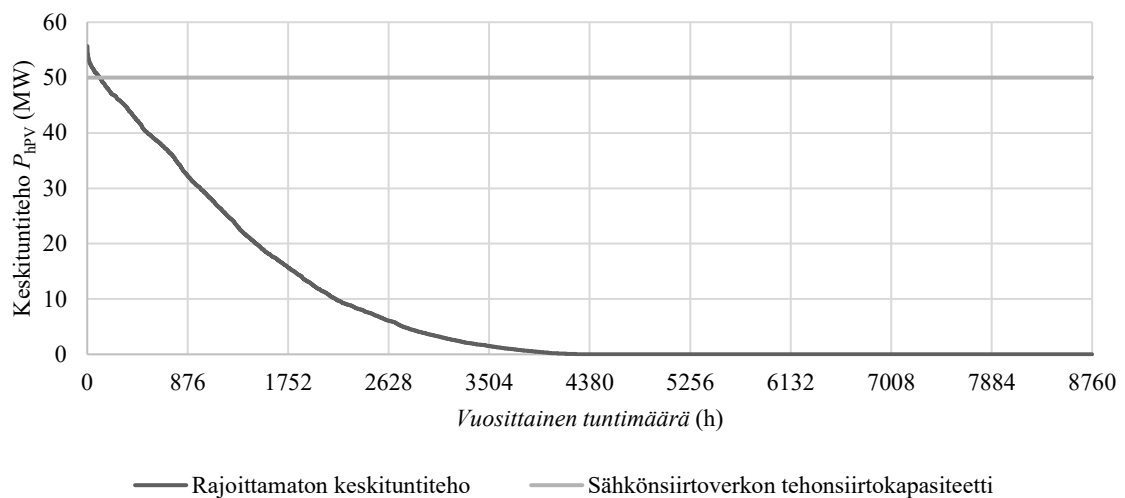
Kuva 5.2. Aurinkovoimalaitoksen rajoittamaton keskituntiteho sekä voimalaitoskokonaisuudella liittymispisteeseen siirrettävä, siirtorajoitukset huomioiva keskituntiteho, kun tuotantokapasiteetti on 65,2 MVA sekä siirtokapasiteetti on 50 MVA (kapasiteettikertoimien arvot Renewables.ninja 2024)

Kuvassa 5.2 on esitetty tummemmalla korostuksella tarkasteltavalla aurinkovoimalaitoskokonaisuudella sähköverkon liittymispisteeseen siirrettävä keskituntiteho. Vaaleammalla korostuksella on esitetty aurinkovoimalaitoksen rajoittamaton tuotantoteho, mikäli tuotantoa ei jouduttaisi rajoittamaan siirtoverkon tehonsiirtokapasiteetin puutteen vuoksi.

Kuvasta huomataan, miten tuntikohtaiset tuotantotehot vaihtelevat eri vuodenaikoina. Talvi- ja syyskuukausina tuotantoteho on pienempi kuin kevät- ja kesäkuukausina vähäisen

valoisuuden vuoksi. Voimalaitoskokonaisuuksien siirtoverkkoratkaisun tehonsiirtokapasiteetti on huomioitu siten, että aurinkovoimalaitoksen tuotantoteho on rajoitettu enintään siirtoverkkokapasiteetin suuruiseksi. Tämä on havaittavissa suurpiirteisesti huhti- ja elokuun välistä tuotantoa tarkasteltaessa. Aurinkovoimalaitoksen tuotantoteho ylittää ajoittain siirtoverkon 50 MVA tehonsiirtokapasiteetin, minkä vuoksi tuotanto rajoitetaan enintään 50 MW.

Koko vuoden jokaiselle tunnille määritettävien tuntikohtaisten keskipäätötehojen avulla lasketaan aurinkovoimalaitoskokonaisuudella vuositason sähköverkkoon siirrettävä energiamäärä. Yhtälön 3.6 mukaan laskettuna tarkasteltavalla aurinkovoimalaitoskokonaisuudella pystytään tuottamaan sekä siirtämään noin 69,8 GWh energiaa sähköverkon liittymispisteeseen yhden vuoden aikana. Siirtoverkon kapasiteettirajoitusten vuoksi tuotantoa menetetään noin 0,2 GWh. Liittymispisteeseen siirrettävän aurinkosähkötuotannon kapasiteettikerroin on 12,2 %. Aurinkovoimatuotannon pysyvyyttä yhden vuoden aikana on havainnollistettu kuvassa 5.3.



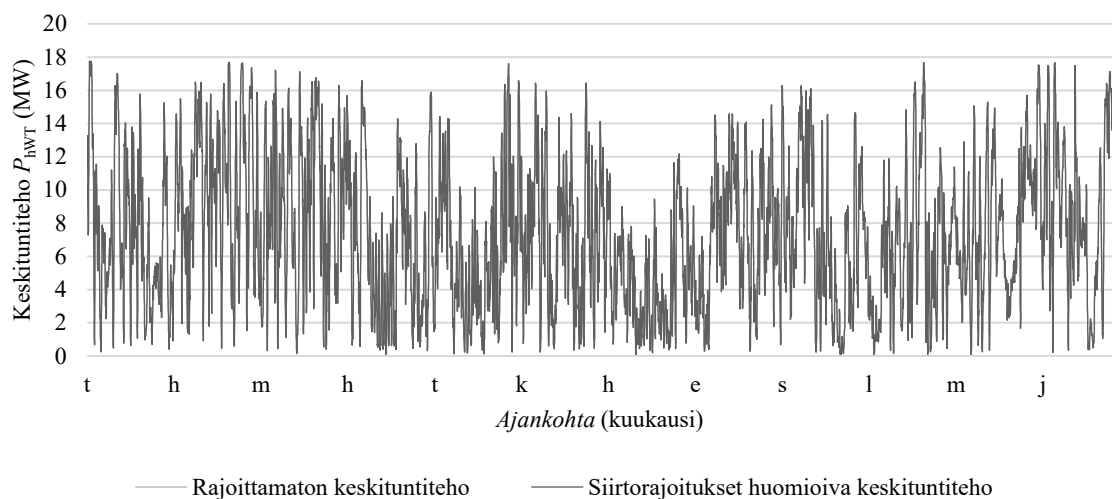
Kuva 5.3. Aurinkovoimatuotannon pysyvyyssäikä, kun tuotantokapasiteetti on 65,2 MVA sekä siirtokapasiteetti on 50 MVA

Kuvassa 5.3 on esitetty vaakakselilla vuosittainen tuntimäärä sekä pystyakselilla aurinkosähkötuotannon rajoittamaton keskituntiteho sekä sähkösiirtoverkon tehonsiirtokapasiteetti. Pysyvyyssäikä avulla on tavoitteena havainnollistaa, miten suuren osan ajasta sekä miten suurella teholla aurinkosähköä pystytään tuottamaan ja siirtämään vuoden aikana.

Aurinkovoimatuotannon pysyvyyssäyrän perusteella noin puolet vuoden tunteista ovat sellaisia, että aurinkosähköä ei tuoteta ollenkaan. Vastaavasti arviolta noin 100 tuntia vuodesta ovat sellaisia, että 50 MVA siirtokapasiteetti ylitetään, ja tuotantoa joudutaan rajoittamaan. Jäljelle jäävinä vuoden tunteina aurinkosähköä tuotetaan sääriippuvaisten olosuhteiden perusteella järjestelmän kapasiteetin mukaisella toiminta-alueella. Tuotannon vaihtelusta aiheutuvan kokonaisuuden perusteella 1070 tunnin aikana tehoa tuotetaan nimellisen tuotantokapasiteetin mukaan.

Sähköverkon liittymispisteeseen elinkaaren aikana siirrettävä energiamäärä lasketaan summaamalla vuosittaisia energiamääriä yhteen laskentaparametrit huomioiden. Yhtälön 3.7 mukaan laskettuna tarkasteltavalla aurinkovoimalaitoksella sekä sähkönsiirtoverkolla pystytään tuottamaan sekä siirtämään sähköverkon liittymispisteeseen järjestelmän elinkaaren aikana noin 1 TWh energiamäärä.

Selvitetään edellä esitetyn periaatteen mukaan myös tarkasteltavalla tuulivoimalaitoskokonaisuudella elinkaaren aikana sähköverkkoon siirrettävän energiamäärän arvo. Tarkasteltavan tuulivoimalaitoskokonaisuuden rajoittamaton tuntikohtainen keskiteho sekä liittymispisteeseen siirrettävä, sähköverkon siirtorajoitukset huomioiva, keskiteho on esitetty kuvassa 5.4.

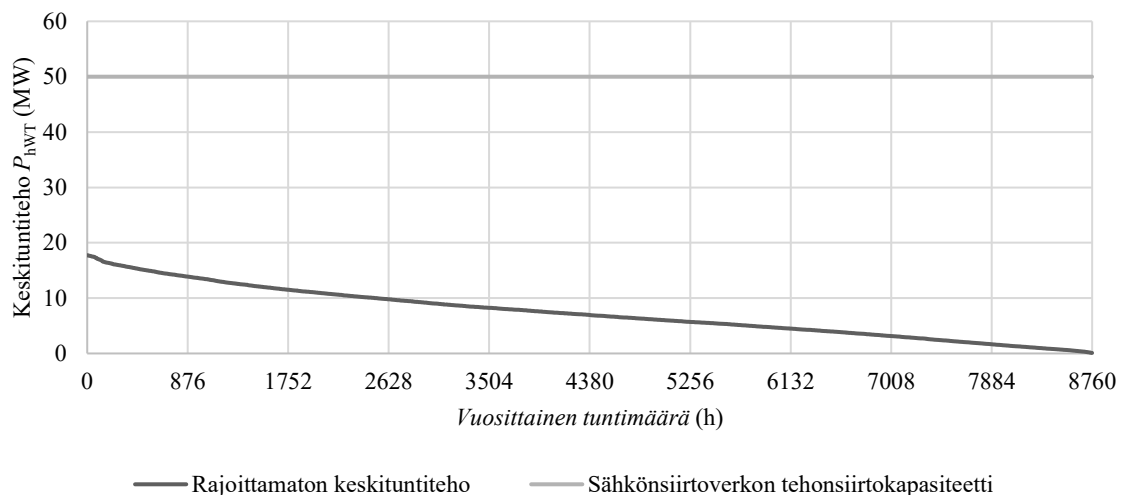


Kuva 5.4. Tuulivoimalaitoksen rajoittamaton keskkituntiteho sekä voimalaitoskokonaisuudella liittymispisteeseen siirrettävä, siirtorajoitukset huomioiva keskkituntiteho, kun tuotantokapasiteetti on 17,9 MVA sekä siirtokapasiteetti on 50 MVA (kapasiteetikertoimien arvot Renewables.ninja 2024)

Aurinkosähköntuotannosta poiketen, kuvasta 5.4 huomataan, että tuulivoiman tuotanto ei vaikuta olevan säännöllisen riippuvainen vuodenajasta. Tuulivoiman tuotanto riippuu

paikallisesta ajantasaisesta tuulisuustilanteesta vaihdellen säätilan mukaan ympäri vuoden. Tarkasteltavalla voimalaitoskokonaisuudella ei saavuteta siirtoverkon kapasiteettirajaa milloinkaan vuoden aikana, mistä johtuen tuotantoa ei jouduta rajoittamaan, eikä tuotannon menetyksiä muodostu.

Tuulivoimalaitoksella yhden vuoden aikana sähköverkkoon siirrettävän energiamäärän arvo saadaan laskettua tuntikohtaisten keskipätötehojen summana. Yhtälön 3.6 mukaan tarkasteltavalla tuulivoimalaitoksella sekä siirtoverkolla pystytään tuottamaan sekä siirtämään noin 64,7 GWh energiaa sähköverkon liittymispisteeseen yhden vuoden aikana. Liittymispisteeseen siirrettävän tuulivoimatuotannon kapasiteettikerroin on 41,2 %. Tuulivoimatuotannon pysyvyyttä yhden vuoden aikana on havainnollistettu kuvassa 5.5.



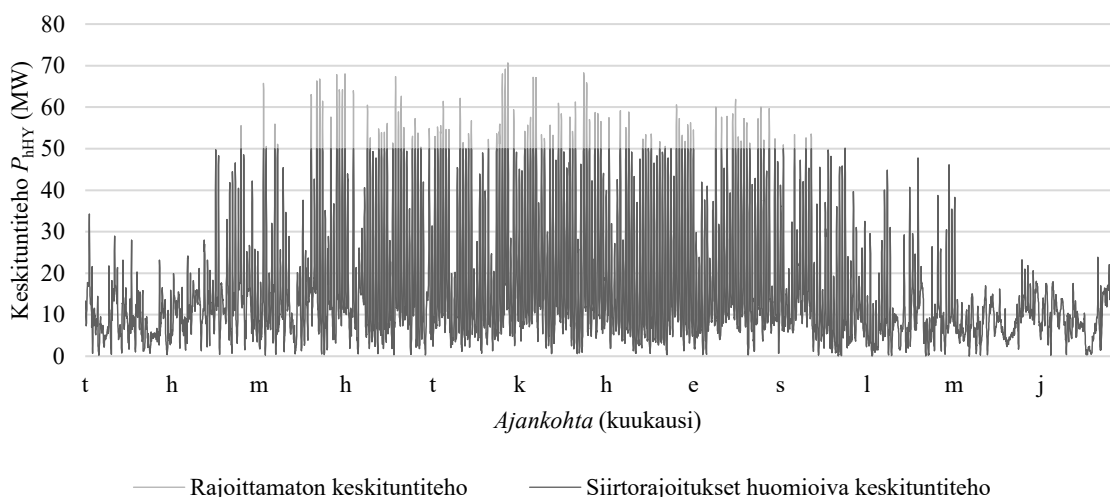
Kuva 5.5. Tuulivoimatuotannon pysyvyyssäily, kun tuotantokapasiteetti on 17,9 MVA sekä siirtokapasiteetti on 50 MVA

Kuvassa 5.5 on esitetty vaak akselilla vuosittainen tuntimäärä sekä pysty akselilla tuulivoimatuotannon rajoittamaton keskituntiteho sekä sähkösiirtoverkon tehonsiirtokapasiteetti. Pysyvyyssäilyä avulla on tavoitteena havainnollistaa, miten suuren osan ajasta sekä miten suurella teholla tuulivoimaa pystytään tuottamaan ja siirtämään vuoden aikana.

Tuulivoimatuotannon pysyvyyssäilyä perusteella tunteja, jolloin sähköä ei tuoteta ollenkaan, on hyvin vähän tai ei yhtään. Tuulivoimaa tuotetaan lähes jokaisena vuoden tuntina vaihdellen likimain lineaarisesti tuulivoiman tuotantokapasiteetin toiminta-alueella. Tarkasteltavalla voimalaitoskokonaisuudella ei ylitetä milloinkaan sähkösiirtoverkon siirtokapasiteettia. Tuotannon vaihtelusta aiheutuvan kokonaisuuden perusteella 3612 tunnin

aikana tehoa tuotetaan nimellisen tuotantokapasiteetin mukaan. Yhtälön 3.7 mukaan laskettuna tarkasteltavalla tuulivoimalaitoskokonaisuudella pystytään tuottamaan sekä siirtämään sähköverkon liittymispisteeseen järjestelmän elinkaaren aikana noin 0,9 TWh energiamäärä.

Määritetään lopuksi edellä esitetyn periaatteen mukaan myös tarkasteltavalla hybridivoimalaitoskokonaisuudella elinkaaren aikana sähköverkkoon siirrettävän energiamäärän arvo. Tarkasteltavan hybridivoimalaitoskokonaisuuden rajoittamaton tuntikohtainen keskiteho sekä liittymispisteeseen siirrettävä, sähköverkon siirtorajoitukset huomioiva, keskiteho on esitetty kuvassa 5.6.

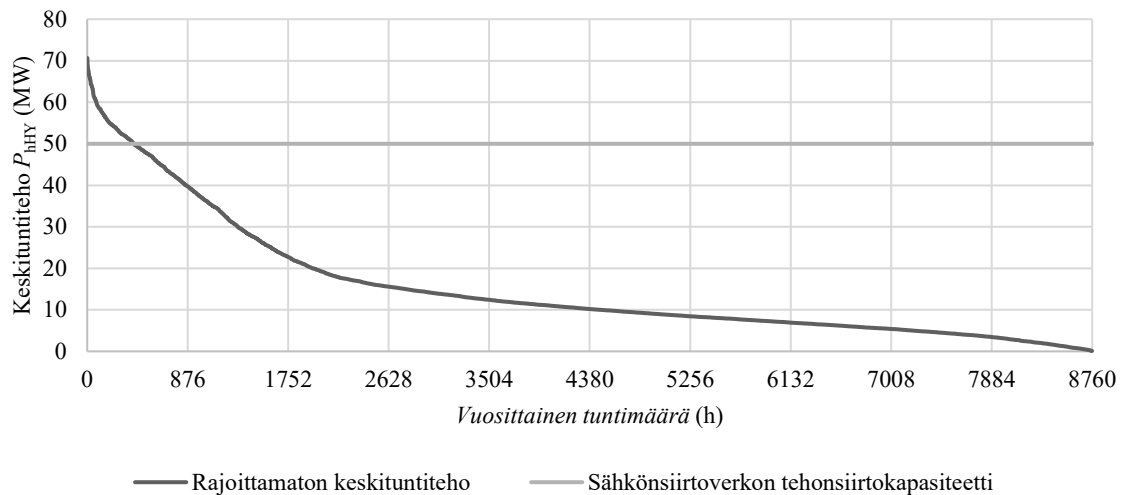


Kuva 5.6. Hybridivoimalaitoksen rajoittamaton keskittuntiteho sekä voimalaitoskokonaisuudella liittymispisteeseen siirrettävä, siirtorajoitukset huomioiva keskittuntiteho, kun aurinkovoiman tuotantokapasiteetti on 65,2 MVA, tuulivoiman 17,9 MVA sekä siirtokapasiteetti on 50 MVA (kapasiteetikertoimien arvot Renewables.ninja 2024)

Hybridivoimalaitoksen tuntitehojen kuvaajasta voidaan huomata, miten eri voimalaitokset tukevat toistensa toimintaa, mikä näkyy sekä myönteisesti että kielteisesti liittymispisteeseen siirrettävän keskittuntitehon määrässä. Tuulivoimalaitoksen todettiin tuottavan energiaa verrattain tasalaatuisesti ympäri vuoden. Hybridituotannossa tuulivoimalaitos kykenee tukemaan aurinkovoimalaitoksen energiantuotantoa talvi-, kevät- ja syyskuukausina. Kuitenkin kesäkuukausina hybridituotanto ylittää useasti siirtoverkon tehonsiirtokapasiteetin, jolloin tuotantoa joudutaan rajoittamaan.

Hybridivoimalaitoksella yhden vuoden aikana sähköverkkoon siirrettävän energiamäärän arvo saadaan laskettua tuntikohtaisten keskipäätötehojen summana. Yhtälön 3.6 mukaan tarkasteltavalla hybridivoimalaitoksella sekä siirtoverkolla pystytään tuottamaan sekä

siirtämään noin 132,1 GWh energiaa sähköverkon liittymispisteeseen yhden vuoden aikana. Siirtoverkon kapasiteettirajoitusten vuoksi tuotantoa menetetään vuoden aikana noin 2,5 GWh. Liittymispisteeseen siirrettävän hybridivoimatuotannon kapasiteettikerroin on 18,2 %. Hybridivoimatuotannon pysyvyyttä yhden vuoden aikana on havainnollistettu kuvassa 5.7.



Kuva 5.7. Hybridivoimatuotannon pysyvyyskäyrä, kun aurinkovoiman tuotantokapasiteetti on 65,2 MVA, tuulivoiman 17,9 MVA sekä siirtokapasiteetti on 50 MVA

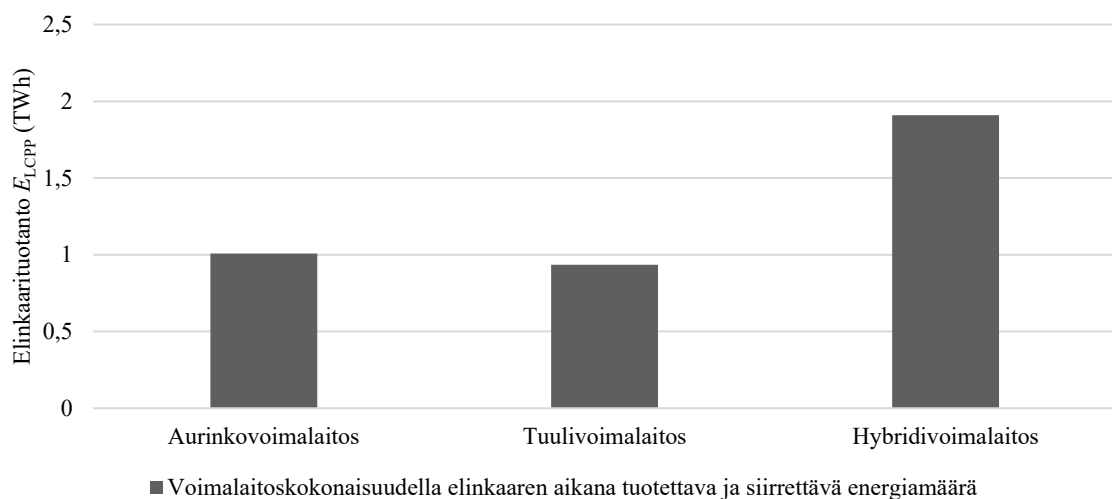
Kuvassa 5.7 on esitetty vaak akselilla vuosittainen tuntimäärä sekä pystyakselilla hybridivoimatuotannon rajoittamaton keskituntiteho sekä sähkönsiirtoverkon tehonsiirtokapasiteetti. Pysyvyyskäyrän avulla on tavoitteena havainnollistaa, miten suuren osan ajasta sekä miten suurella teholla hybridivoimaa pystytään tuottamaan ja siirtämään vuoden aikana.

Hybridivoimatuotannon pysyvyyskäyrän perusteella energiaa tuotetaan lähes jokaisena vuoden tuntina aurinko- ja tuulivoiman yhteistuotantona sääolosuhteiden mukaisesti. Yhteistuotannon myötä siirtoverkon kapasiteetti ylitetään yhä useammin, arviolta noin 400 tunnin aikana, jolloin tuotantoa joudutaan rajoittamaan. Tuotannon vaihtelusta aiheutuvan kokonaisuuden perusteella 1590 tunnin aikana tehoa tuotetaan nimellisen tuotantokapasiteetin mukaan.

Huomattavaa on, että voimalaitosten tuotantokapasiteetit ovat samat kuin aiemmin tarkastelluilla itsenäisillä voimalaitoksilla, mutta siirretyn energiamäärän arvo ei ole kuitenkaan itsenäisten voimalaitosten energiamäärien summa. Hybridivoimalaitoksella tuotettava ja siirrettävä energiamäärä on erillisiä voimalaitoksia pienempi, sillä

hybridituotantoa joudutaan ajoittain rajoittamaan sähkösiirtoverkon tehonsiirtokapasiteetin rajallisuuden vuoksi. Mitä pienitehoisempi tarkasteltavan siirtoverkon tehonsiirtokapasiteetti on, sitä enemmän tuotantoa joudutaan huipputuotantoaikoina rajoittamaan.

Yhtälön 3.7 mukaan laskettuna tarkasteltavalla hybridivoimalaitoskokonaisuudella pystytään tuottamaan sekä siirtämään sähköverkon liittymispisteeseen järjestelmän elinkaaren aikana noin 1,9 TWh energiamäärä. Aurinko-, tuuli- ja hybridivoimalaitoksilla elinkaaren aikana sähköverkkoon siirrettävien energiamäärien arvoja on koottu esimerkinomaisesti kuvaan 5.8. Kuvassa on aiempaa vastaavasti tarkasteltu voimalaitostyyppejä, joiden voimalaitos- sekä siirtoverkkokoot edustavat keskimääräistä otosta voimalaitoskokonaisuuksien joukosta.



Kuva 5.8. Eri voimalaitoskokonaisuuksilla elinkaaren aikana tuotettavat ja sähköverkon liittymispisteeseen siirrettävät energiamäärät, kun aurinkovoiman tuotantokapasiteetti on 65,2 MVA, tuulivoiman 17,9 MVA sekä siirtokapasiteetti on 50 MVA

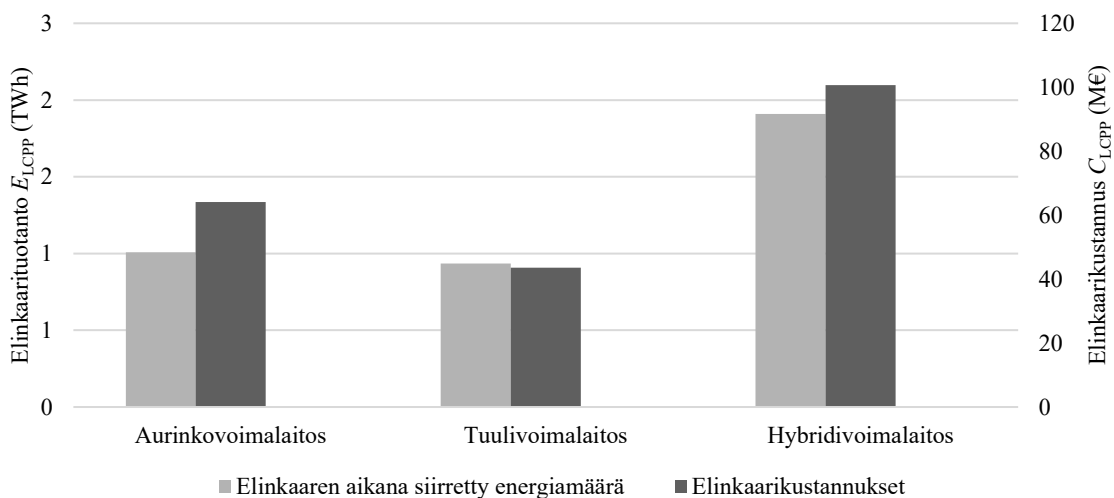
Kuvasta huomataan, että eri tuotantomuotojen mukaisilla voimalaitoskokonaisuuksilla elinkaaren aikana sähköverkon liittymispisteeseen siirrettävät energiamäärät vaihtelevat, vaikka kaikkien voimalaitosten suhteelliset tuotantokapasiteetit ovat 50 % suurimmista mahdollisista. Samoin kuvasta on havaittavissa eri tuotantomuotojen kapasiteettikertoimien vaikutus kokonaisenergiantuotantoon. Kapasiteettikertoimien vaikutus on havaittavissa esimerkiksi siten, että 65,2 MVA aurinkovoimalaitoksella pystytään tuottamaan ja siirtämään vain noin 1 TWh energiamäärä, kun pienemmän kapasiteetin mukaisella,

17,9 MVA tuulivoimalaitoksella saadaan elinkaaren aikana tuotettua sekä siirrettyä myös noin 1 TWh energiamäärä.

Tarkasteltava aurinkovoimalaitos on absoluuttiselta kapasiteetiltaan 3,5-kertainen tuulivoimalaitokseen verrattuna, mutta silti tuulivoimalaitoksella pystytään tuottamaan ja siirtämään elinkaaren aikana likimain aurinkovoimalaitosta vastaava energiamäärä. Tämä johtuu käytännössä tuotantomuotojen välisistä eroista. Tarkasteltavan voimalaitosalueen maantieteellisen sijainnin sekä alueella vaikuttavien sääolosuhteiden johdosta tuulivoimaa pystytään tuottamaan aurinkovoimaa laajemmin, minkä johdosta tuulivoimatuotannon kapasiteettikerroin on parempi. Aurinkovoimalaitos tuottaa tehoa keskimäärin vain kymmenesosalla kapasiteetistaan, kun tuulivoimalaitos kykenee tuottamaan energiaa keskimäärin yli neljäsosalla nimellisestä tuotantokapasiteetistaan.

5.3 Edullisimpien tuotantokustannusten laskenta sekä mitoitusperiaatteet

Työssä kehitetyn laskentamenetelmän avulla on tavoitteena löytää eri voimalaitoskokonaisuuksien joukosta mitoitusperiaatteet, joilla tuotetaan ja siirretään eniten energiaa sähköverkon liittymispisteeseen pienimillä elinkaarikustannusten arvoilla. Selvitetään seuraavaksi eri voimalaitoskokonaisuuksien tasoitettujen energiantuotantokustannusten arvot sekä etsitään pienimmät tuotantokustannukset muodostavat tekniset mitoitusperiaatteet. Tarkasteltavien voimalaitoskokonaisuuksien elinkaariarvot on koottu esimerkinomaisesti kuvaan 5.9.

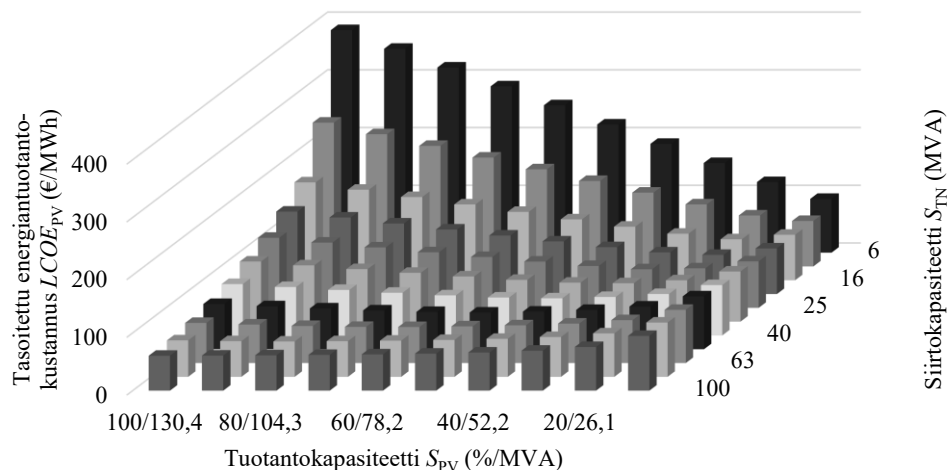


Kuva 5.9. Eri voimalaitoskokonaisuuksien elinkaariarvoja, kun aurinkovoiman tuotantokapasiteetti on 65,2 MVA, tuulivoiman 17,9 MVA sekä siirtokapasiteetti on 50 MVA

Eri voimalaitoskokonaisuuksien tasoitettujen energiantuotantokustannusten arvot määritetään elinkaarikustannusten sekä elinkaaren aikana sähköverkkoon siirrettävien energiamäärien osamääränä. Kuvasta 5.9 nähdään, että aurinkovoimatuotannon elinkaarikustannukset ovat tuulivoimatuotantoa selvästi suuremmat, mutta elinkaaren aikana sähköverkkoon siirrettävä energiamäärä on vain hieman suurempi. Tällöin aurinkovoimatuotannon tasoitettu energiantuotantokustannus on tuulivoimaa suurempi, ja tuulivoima on taloudellisesti kannattavampi tuotantomuoto.

Yhtälön 3.8 mukaan tuotantokapasiteetiltaan 50 % suurimmasta mahdollisesta olevasta aurinkovoimalaitoksesta sekä siirtokapasiteetiltaan 50 MVA siirtoverkosta koostuvan voimalaitoskokonaisuuden tasoitettu energiantuotantokustannus on 63,6 €/MWh. Edellä laskettu tuotantokustannusarvo koskee kyseistä voimalaitoskokonaisuutta, ja eri voimalaitoskokonaisuuksien tuotantokustannusten arvot ovat lähtökohtaisesti erisuuruisia.

Tasoitettujen energiantuotantokustannusarvojen avulla eri voimalaitoskokonaisuuksien toimintaa voidaan verrata toisiinsa, samoin kokonaisuuksien kannattavuutta voidaan arvioida sekä etsiä pienimmän tuotantokustannuksen muodostavat mitoitusperiaatteet. Yhtälön 3.9 mukaan lasketut, työssä tarkasteltavien kapasiteettiportaiden mukaisten aurinkovoimalaitoskokonaisuuksien tasoitettujen energiantuotantokustannusarvojen havainnollistettu kuvassa 5.10.



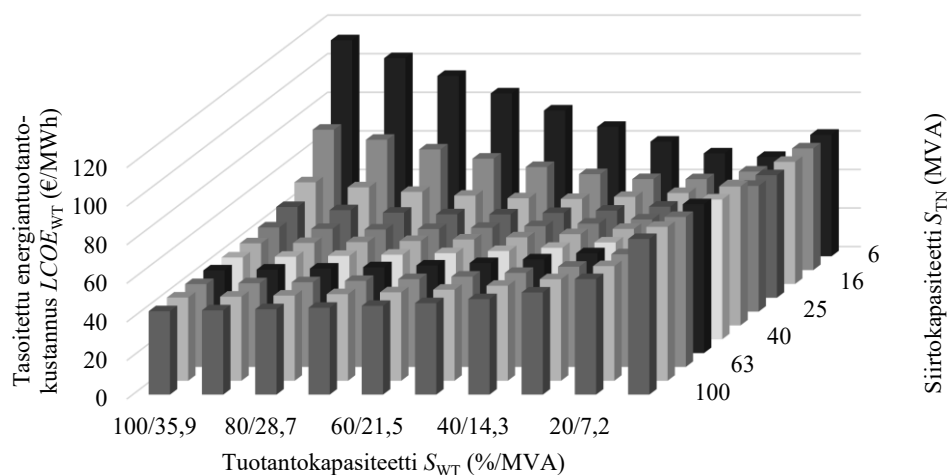
Kuva 5.10. Aurinkovoimalaitoskokonaisuuksien tasoitettujen energiantuotantokustannusarvot

Kuvassa 5.10 on esitetty vaakasuuntaisella akselilla tarkasteltavan voimalaitosalueen pinta-alan mahdollistamaan maksimikapasiteettiin suhteutettu voimalaitoksen tuotantokapasiteetti

sekä tätä vastaava absoluuttinen tuotantokapasiteetti megavoltiampeereina. Vastaavasti syvyysuuntaisella akselilla on esitetty voimalaitoskokonaisuuden siirtoverkkoratkaisun tehonsiirtokapasiteetti megavoltiampeereina. Kuvan pystysuuntaisella akselilla on esitetty erisuuruista aurinkovoimalaitoksista sekä siirtoverkkoratkaisuista koostuvien kokonaisuuksien tasoitettujen energiantuotantokustannusten arvot €/MWh.

Aurinkovoiman tuotantokustannuksia tarkasteltaessa nähdään trendi, jossa tuotantokapasiteetiltaan mahdollisimman suuri voimalaitos sekä siirtoverkkoratkaisu tuottavat edullisimman tuotantokustannuksen. Arvokkaimmat tuotantokustannukset muodostuvat tuotantokapasiteetiltaan suuresta voimalaitoksesta, mutta siirtokapasiteetiltaan pienitehoisesta siirtoverkosta. Kuvassa 5.10 esitetyistä tuotantokustannusjakaumasta huomataan, että erityisesti kapasiteetiltaan pienitehoiset siirtoverkot nostavat kustannuksia, eivätkä ole teknis-taloudellisesti toteutuskelpoisia.

Yhtälön 3.8 mukaan tuotantokapasiteetiltaan 50 % suurimmasta mahdollisesta olevasta tuulivoimalaitoksesta sekä siirtokapasiteetiltaan 50 MVA siirtoverkosta koostuvan voimalaitoskokonaisuuden tasoitettu energiantuotantokustannus on 46,7 €/MWh. Yhtälön 3.9 mukaan lasketut tuulivoimalaitoskokonaisuuksien tasoitetut energiankustannusarvot on havainnollistettu kuvassa 5.11.



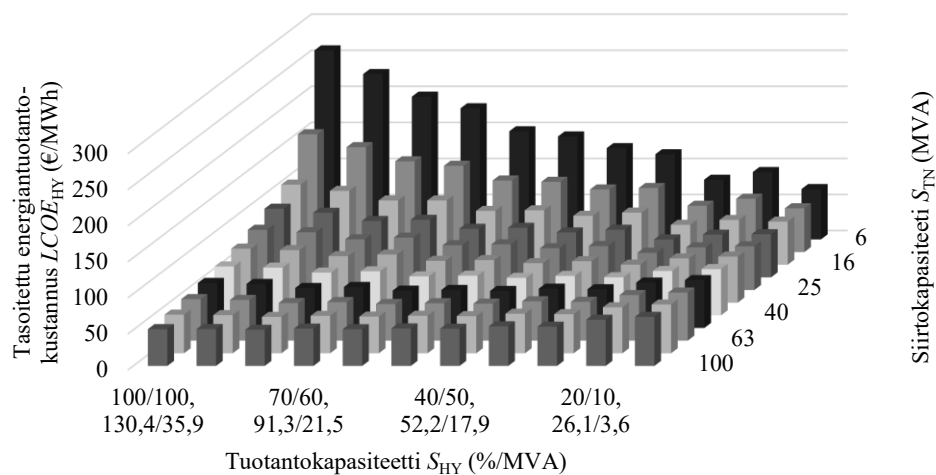
Kuva 5.11. Tuulivoimalaitoskokonaisuuksien tasoitettuja energiantuotantokustannusarvoja

Kuvassa 5.11 on esitetty vaakasuuntaisella akselilla tarkasteltavan voimalaitoksen maksimituotantokapasiteettiin suhteutettu kapasiteetti sekä tätä vastaava absoluuttinen tuotantokapasiteetti megavoltiampeereina. Syvyysuuntaisella akselilla on esitetty

voimalaitoskokonaisuuden siirtoverkkoratkaisun tehonsiirtokapasiteetti megavoltiampeereina. Kuvan pystysuuntaisella akselilla on esitetty erisuuruisista tuulivoimalaitoksista sekä siirtoverkkoratkaisuista koostuvien kokonaisuuksien tasoitettujen energiantuotantokustannusten arvot €/MWh.

Myös tuulivoimatuotannon tasoitettuja tuotantokustannuksia tarkasteltaessa nähdään, että edullisimmat tuotantokustannukset muodostuvat tuotantokapasiteetiltaan suurista tuulivoimalaitoksista sekä tarkasteltavan voimalaitoskoon tuotantoon soveltuvista siirtoverkkoratkaisuista. Arvokkaimmat tuotantokustannukset aiheutuvat joko liian suuresta tai pienestä voimalaitoskoosta siirtoverkon tehonsiirtokapasiteettiin nähden.

Yhtälön 3.8 mukaan tuotantokapasiteeteiltaan 50 % suurimmista mahdollisista olevista aurinko- ja tuulivoimalaitoksista sekä siirtokapasiteetiltaan 50 MVA siirtoverkosta koostuvan hybridivoimalaitoskokonaisuuden tasoitettu energiantuotantokustannus on 52,7 €/MWh. Yhtälön 3.9 mukaan lasketut hybridivoimalaitoskokonaisuuksien tasoitetut energiankustannusarvot on havainnollistettu kuvassa 5.12.



Kuva 5.12. Hybridivoimalaitoskokonaisuuksien tasoitetut energiantuotantokustannusarvot

Kuvassa 5.12 on esitetty vaakasuuntaisella akselilla kummankin tarkasteltavan voimalaitoksen maksimituotantokapasiteettiin suhteutettu kapasiteetti sekä tätä vastaava absoluuttinen tuotantokapasiteetti megavoltiampeereina. Vaakasuuntaisten arvojen ensimmäiset lukemat kuvaavat aurinkovoimalaitoksia ja seuraavat arvot tuulivoimalaitoksia. Syvyysuuntaisella akselilla on esitetty voimalaitoskokonaisuuden siirtoverkkoratkaisun tehonsiirtokapasiteetti megavoltiampeereina. Kuvan pystysuuntaisella akselilla on esitetty

erisuuruista hybridivoimalaitoksista sekä siirtoverkkoratkaisuista koostuvien kokonaisuuksien tasoitettujen energiantuotantokustannusten arvot €/MWh.

Erityisesti on huomioitava, että kuvassa 5.12 ei ole esitetty kaikkien hybridivoimalaitoskokonaisuuksien tasoitettuja energiantuotantokustannusarvoja. Aurinko- ja tuulivoimalaitokset sekä siirtoverkkoratkaisu muodostavat työssä tarkasteltavassa resoluutiossa yhteensä 1100 erisuuruista voimalaitoskokonaisuutta, joiden kaikkien tulosten esittäminen raportissa ei ole tarkoituksenmukaista. Kuvassa on esitetty esimerkinomaisesti yhdentoista eri tuotantokapasiteettiportaan muodostamia tasoitettuja energiantuotantokustannuksia.

Hybridivoimalaitosten osalta edullisimmat tuotantokustannukset muodostuvat tarkoituksenmukaisesti mitoitetuista voimalaitoksista sekä tuotantoon soveltuvista siirtoverkkoratkaisuista. Edullisimman tuotantokustannuksen muodostaa kokonaisuus, jossa on suhteellisesti suurempi tuulivoimalaitos kuin aurinkovoimalaitos, ja jonka siirtoverkkoratkaisu palvelee voimalaitosten tuotantokykyä parhaiten sekä arvokkain tuotantokustannus muodostuu tuotantokapasiteetiltaan suuresta voimalaitoksesta, mutta siirtokapasiteetiltaan pienitehoinen siirtoverkkoratkaisusta.

Tasoitettujen energiantuotantokustannusarvojen joukosta etsitään pienimmät arvot, sekä arvoja vastaavat tuotanto- ja siirtokapasiteetit, joiden mukaan voimalaitoskokonaisuuksia pidetään suositeltavana mitoittaa. Määritetään aurinkovoimalaitoskokonaisuuksien viisi edullisinta tasoitetun energiantuotantokustannusten arvoa yhtälön 3.9 mukaan sekä kootaan tuotantokustannusarvoja vastaavat tekniset mitoitusperiaatteet taulukkoon 5.4.

Taulukko 5.4. Aurinkovoimalaitoskokonaisuuksien viisi pienintä tasoitettua energiantuotantokustannusarvoa sekä vastaavat tekniset mitoitusperiaatteet, kun liittymisjohdon pituus l_{HVTL} on 2,75 km, pitoajat t_{PV} ja t_{TN} ovat 25 a sekä korkokanta r on 5 %

Edullisuus-järjestys	Tuotantokapasiteetti S_{PV} (%/MVA)	Tehonsiirtokapasiteetti S_{TN} (MVA)	Tuotantokustannus $LCOE_{PV}$ (€/MWh)
1.	100/130,4	100	60,4
2.	90/117,4	100	60,7
3.	80/104,3	100	61,2
4.	80/104,3	80	61,3
5.	70/91,3	80	61,8

Tulosten perusteella työssä tarkasteltavalle voimalaitosalueelle on suositeltavinta rakentaa tuotantokapasiteetiltaan mahdollisimman suuri aurinkovoimalaitos, sekä työssä

tarkasteltavan laajuuden mukaan siirtokapasiteetiltaan mahdollisimman suuritehoinen siirtoverkko, jotka muodostavat pienimmän energiantuotantokustannusarvon.

Tuotantokapasiteetiltaan 130,4 MVA aurinkovoimalaitos sekä kapasiteetiltaan 100 MVA siirtoverkkoyhteys muodostavat pienimmän 60,4 €/MWh tuotantokustannusarvon. Kaikki viisi pienintä tuotantokustannusarvoa ovat verrattain lähellä toisiaan, sillä kaikki tuotantokustannusarvot ovat noin 2,3 % hajonnan sisällä edullisimpaan arvoon verrattuna sekä 1,4 €/MWh ikkunan sisällä.

Tulosten perusteella aurinkovoimatuotannon edullisimmat tuotantokustannukset muodostuvat tuotantokapasiteeteiltaan mahdollisimman suurista voimalaitoksista sekä siirtoverkkoratkaisuista. Selvitetään seuraavaksi tuulivoimalaitoskokonaisuuksien osalta viisi pienintä tuotantokustannusarvoa, sekä arvoja vastaavat tekniset mitoitusperiaatteet ja kootaan tulokset taulukkoon 5.5.

Taulukko 5.5. Tuulivoimalaitoskokonaisuuksien viisi pienintä tasoitettua energiantuotantokustannusarvoa sekä vastaavat tekniset mitoitusperiaatteet, kun liittymisjohdon pituus l_{HVTL} on 2,75 km, pitoajat t_{WT} ja t_{TN} ovat 25 a sekä korkokanta r on 5 %

Edullisuus-järjestys	Tuotantokapasiteetti S_{WT} (%/MVA)	Tehonsiirtokapasiteetti S_{TN} (MVA)	Tuotantokustannus $LCOE_{WT}$ (€/MWh)
1.	100/35,9	40	42,4
2.	80/28,7	25	42,5
3.	100/35,9	31,5	42,5
4.	90/32,3	31,5	42,7
5.	90/32,3	40	42,8

Tulosten perusteella työssä tarkasteltavalle voimalaitosalueelle on suositeltavinta rakentaa tuotantokapasiteetiltaan mahdollisimman suuri tuulivoimalaitos, sekä työssä tarkasteltavan laajuuden mukaan siirtokapasiteetiltaan voimalaitoksen toimintaan optimoitu siirtoverkko, jotka muodostavat pienimmän tuotantokustannusarvon.

Tuotantokapasiteetiltaan 35,9 MVA tuulivoimalaitos sekä kapasiteetiltaan 40 MVA siirtoverkkoyhteys muodostavat 42,4 €/MWh tuotantokustannusarvon. Viisi pienintä tuotantokustannusarvoa ovat hyvin lähellä toisiaan, sillä arvot ovat noin 0,9 % hajonnan sekä 0,4 €/MWh ikkunan sisällä pienimpään tuotantokustannusarvoon verrattuna.

Tulosten perusteella tuulivoimatuotannon edullisimmat tuotantokustannukset muodostuvat tuotantokapasiteeteiltaan verrattain suurista tuulivoimalaitoksista sekä tehontuottokykyyn tarkasti mitoitetuista siirtoverkkoratkaisuista. Tarkasteluissa on syytä kiinnittää huomiota

siirtoverkkoratkaisun mitoittamiseen suhteellisesti suuremman kustannusvaikutuksen vuoksi. Selvitetään lopuksi hybridivoimalaitoskokonaisuuksien osalta viisi pienintä tuotantokustannusarvoa sekä arvoja vastaavat tekniset mitoitusperiaatteet ja kootaan tulokset taulukkoon 5.6.

Taulukko 5.6. Hybridivoimalaitoskokonaisuuksien viisi pienintä tasoitettua energiantuotantokustannusarvoa sekä vastaavat tekniset mitoitusperiaatteet, kun liittymisjohdon pituus l_{HVTL} on 2,75 km, pitoajat t_{PV} , t_{WT} ja t_{TN} ovat 25 a sekä korkokanta r on 5 %

Edullisuus-järjestys	Tuotantokap. S_{PV} (%/MVA)	Tuotantokap. S_{WT} (%/MVA)	Tehonsiirtokap. S_{TN} (MVA)	Tuotantokust. $LCOE_{HY}$ (€/MWh)
1.	10/13,0	100/35,9	40	43,8
2.	10/13,0	100/35,9	50	44,2
3.	10/13,0	90/32,3	40	44,2
4.	10/13,0	100/35,9	63	44,2
5.	10/13,0	100/35,9	31,5	44,4

Tulosten perusteella työssä tarkasteltavalle voimalaitosalueelle on suositeltavinta rakentaa hybridivoimalaitosten osalta tuotantokapasiteetiltaan mahdollisimman pieni aurinkovoimalaitos, kapasiteetiltaan mahdollisimman suuri tuulivoimalaitos, sekä siirtokapasiteetiltaan sopiva siirtoverkko, jotka yhdessä muodostavat pienimmän tuotantokustannusarvon.

Tuotantokapasiteetiltaan 13 MVA aurinkovoimalaitos, 35,9 MVA tuulivoimalaitos sekä kapasiteetiltaan 40 MVA siirtoverkkoyhteys muodostavat 43,8 €/MWh tuotantokustannusarvon. Viisi pienintä tuotantokustannusarvoa ovat hyvin lähellä toisiaan, sillä arvot ovat noin 1,4 % hajonnan sisällä pienimpään tuotantokustannusarvoon verrattuna sekä 0,6 €/MWh ikkunan sisällä.

Aurinkovoimalaitosten tuotantokapasiteetit ovat kaikissa tarkasteltavissa tapauksissa samat, eivätkä muodosta dynamiikkaa tuotantokustannusten muodostumiseen. Tuulivoimalaitosten tuotantokapasiteetit esiintyvät hyvin pienen kapasiteetti-ikkunan sisällä sekä siirtoverkkokapasiteetin suurentuessa energiantuotantokustannusten arvo hieman nousee. Tuloksista huomataan, että ilmiönä mitoitusten vaikutus tuotantokustannusten muodostumiseen on varsin heikko edullisimmissa kokonaisuuksissa.

Aurinkovoiman osuus on kannattavimmissa hybridivoimalaitoksissa kaikissa samansuuruinen, eli mahdollisimman pieni. Ilmiön perusteella aurinkovoiman tuotanto on hybridivoimalaitoksessa kannattamattomampi tuotantomuoto, joka kasvattaa toisen

tuotantomuodon tuotantokustannuksia. Toisaalta taas tuulivoimatuotannon lisääminen aurinkovoimatuotannon yhteyteen pienentää aurinkovoimatuotannon kustannuksia. Tulosten perusteella työssä tarkasteltavalla voimalaitosalueella ei saavuteta hybridivoimalaitoksella tilannetta, jossa hybridituotanto olisi itsenäistä tuotantolaitosta kannattavampaa.

Työssä määritetyn teollisen kokoluokan uusiutuvan energiantuotannon mitoitusmenetelmän perusteella Uuteenkaupunkiin sijoittuvalle kuvitteelliselle voimalaitosalueelle on tasoitettujen energiantuotantokustannusten valossa kannattavinta rakentaa tuotantokapasiteetiltaan mahdollisimman suuri tuulivoimalaitos sekä voimalaitoksen toimintaan optimoitu sähkönsiirtoverkko. Seuraavaksi kannattavinta on tukea tuulivoimalaitoksen toimintaa aurinkovoimalaitoksella. Itsenäisen aurinkovoimalaitoksen tasoitettu energiantuotantokustannus on parhaimmassakin tapauksessa noin 1,5-kertainen itsenäiseen tuulivoimalaitokseen nähden.

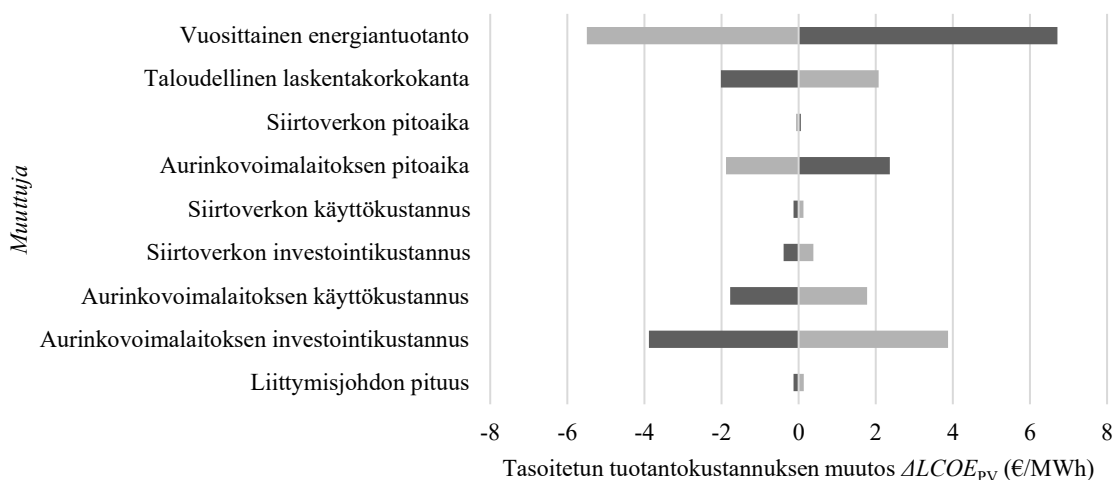
Taloudellisesti kannattavin tuotantomuoto on tarkasteltavassa sijainnissa itsenäinen tuulivoimatuotanto. Laskentamenetelmän avulla määritettiin kuitenkin myös aurinko- ja hybridituotannon kustannukset, joita voidaan hyödyntää suunniteltavan voimalaitoksen päätöksenteossa. Mikäli tuotantokustannusarvot taloudellisesti mahdollistavat, voidaan jo voimalaitoskäyttöön suunniteltavaa aluetta hyödyntää tehokkaammin muilla tuotantomuodoilla sekä lisätä kokonaisenergiantuotantoa ja näin ollen liikevaihtoa. Samalla pystytään hyödyntämään tehonsiirtoyhteyttä tehokkaammin, vaikkakaan tulosten perusteella tällä ei ole taloudellisesti merkittävää vaikutusta.

6 MUUTTUJIEN VAIKUTUS TUOTANTOKUSTANNUKSIIN

Tuotannon mitoitusmenetelmässä hyödynnetään laajaa määrää erilaisia muuttujia, jotka kaikki vaikuttavat osaltaan tasoitetun energiantuotantokustannuksen muodostumiseen. Eri muuttujat liittyvät niin tarkasteltavan voimalaitosalueen ominaisuuksiin, energiantuotannon simuloinnissa tehtäviin ratkaisuihin kuin laskennassa käytettäviin taustatietoihinkin. Eri muuttujilla on erilaiset painoarvot sekä erilainen vaikutus tuotantokustannusten muodostumiseen. Mitoitusmenetelmän hyödyntämisessä, soveltamisessa sekä tulosten arvioinnissa tulee tuntea, miten keskeiset muuttujat vaikuttavat tuotantokustannuksiin.

6.1 Muuttujien vaikuttavuusanalyysi

Selvitetään, miten suuri vaikutus keskeisillä muuttujilla on tuotantokustannusten muodostumiseen. Tarkastellaan teknis-taloudellisten muuttujien, eli liittymisjohdon reitin, investointi- ja käyttökustannusten, pitoaikojen ja korkokannan sekä vuosittaisen energiantuotannon vaikutusta tuotantokustannuksiin. Tarkastelu tehdään siten, että muutetaan kaikkia muuttujia suhteellisesti yhtä paljon, ja arvioidaan muutosten vaikutusta pienimpään tuotantokustannusarvoon, jota pidetään lähtötilanteena. Muutosten vaikutusta aurinkovoimatuotannon tasoitettuun energiantuotantokustannusarvoon on havainnollistettu kuvassa 6.1.



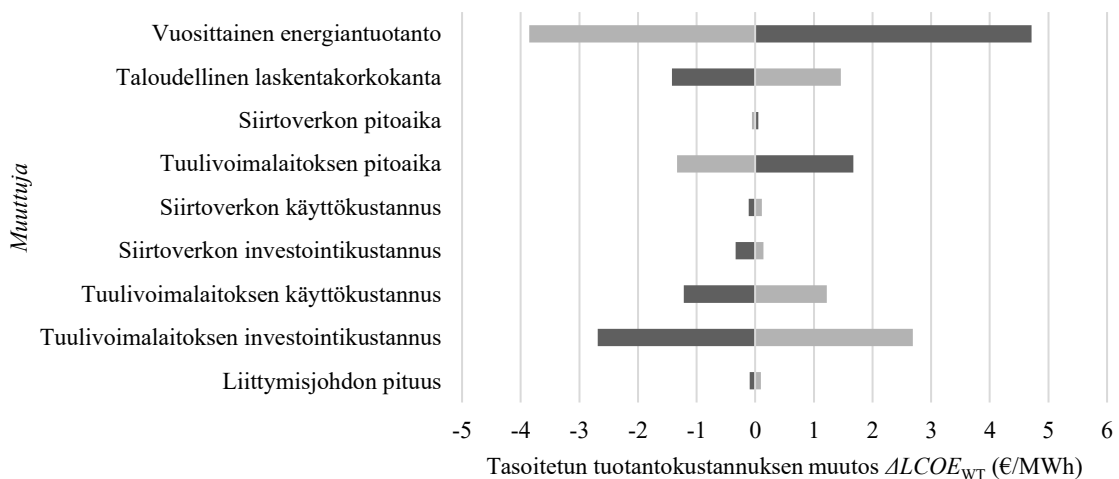
Kuva 6.1. Muutokset aurinkovoimatuotannon tasoitetussa energiantuotantokustannuksessa, kun muuttujien lähtöarvoja muutetaan $\pm 10\%$. Lähtötilanne on 60,4 €/MWh.

Kuvassa 6.1 on havainnollistettu, miten aurinkovoimatuotannon tasoitettu energiantuotantokustannus muuttuu, kun keskeisten muuttujien lähtöarvoja muutetaan

$\pm 10\%$. Luvussa 5 pienimmäksi tuotantokustannusarvoksi määritettiin 60,4 €/MWh. Vaikuttavuusanalyysin perusteella aurinkovoimalaitoksen vuosittaisella energiantuotannolla, investointi- ja käyttökustannuksilla, pitoajalla sekä taloudellisella laskentakorkokannalla ovat suurimmat vaikutukset tuotantokustannuksiin.

Muuttamalla vuosittaista energiantuotantoa 10 %, tuotantokustannusten arvo muuttuu lähes 7 €/MWh. Vastaavasti pienentämällä tai suurentamalla investointikustannuksia 10 %, tuotantokustannusten arvo muuttuu lähes 4 €/MWh sekä muuttamalla korkokantaa, pitoaika tai käyttökustannuksia muutos vaikuttaa tuotantokustannuksiin noin 2 €/MWh. Energiantuotannon sekä pitoajan osalta on syytä huomioida, että vaikutus on käänteinen. Energiantuotantoa vähentämällä tai pitoaika lyhentämällä voimalaitoksen tulee tuottaa tuotantokustannusten kannalta enemmän energiaa lyhyemmässä ajassa, mistä johtuen lyhyempi pitoaika kasvattaa tuotantokustannuksia.

Vaikuttavuusanalyysin perusteella liittymisjohdon pituudella sekä siirtoverkkoon liittyvillä kustannusmuuttujilla on suhteellisesti pienin vaikutus tuotantokustannuksiin. Näiden muuttujien vaikutus tuotantokustannuksiin on alle 1 €/MWh. Tehdään vastaava analyysi tuulivoimatuotannon tuotantokustannuksille. Muuttujien muutosten vaikutusta tuulivoimatuotannon tasoitettuun energiantuotantokustannusarvoon on havainnollistettu kuvassa 6.2.

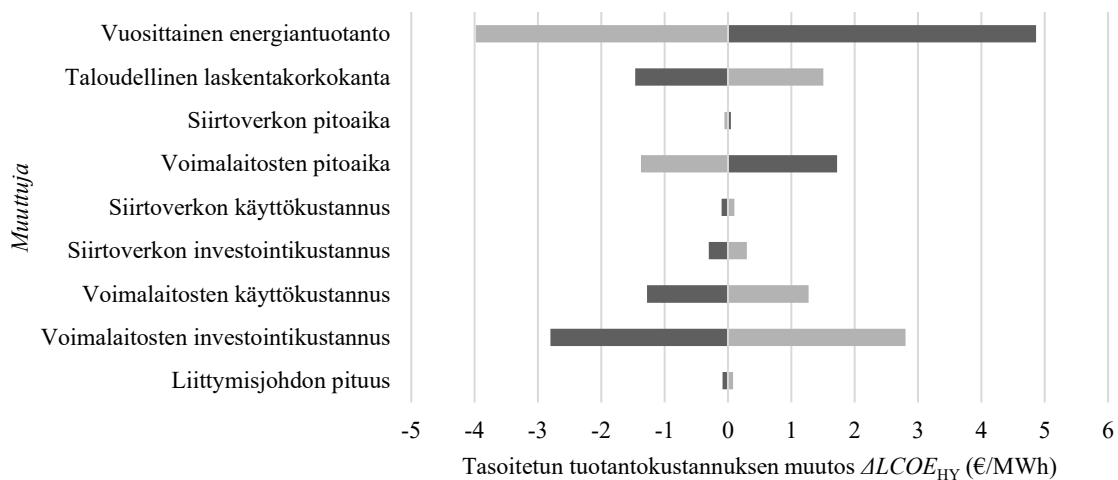


Kuva 6.2. Muutokset tuulivoimatuotannon tasoitetussa energiantuotantokustannuksessa, kun muuttujien lähtöarvoja muutetaan $\pm 10\%$. Lähtötilanne on 42,4 €/MWh.

Kuvassa 6.2 on havainnollistettu, miten tuulivoimatuotannon tasoitettu energiantuotantokustannus muuttuu, kun keskeisten muuttujien lähtöarvoja muutetaan

$\pm 10\%$. Luvussa 5 pienimmäksi tuotantokustannusarvoksi määritettiin 42,4 €/MWh. Vaikuttavuusanalyysin perusteella myös tuulivoimalaitoksen vuosittaisella energiantuotannolla, investointi- ja käyttökustannuksilla, pitoajalla sekä taloudellisella laskentakorkokannalla ovat suurimmat vaikutukset tuotantokustannuksiin.

Pientämällä tai suurettamalla vuosittaista energiantuotantoa 10 %, tuotantokustannusten arvo muuttuu lähes 5 €/MWh. Muuttamalla investointikustannuksia 10 %, tuotantokustannusten arvo muuttuu lähes 3 €/MWh. Vastaavasti muuttamalla korkokantaa, pitoaikaa tai käyttökustannuksia 10 %, muutos vaikuttaa tuotantokustannuksiin noin 1,5 €/MWh. Vaikuttavuusanalyysin perusteella liittymisjohdon pituudella sekä siirtoverkkoon liittyvillä kustannusmuuttujilla on suhteellisesti pienin vaikutus tuotantokustannuksiin, joiden vaikutus on huomattavasti alle 1 €/MWh. Tehdään lopuksi vastaava analyysi hybridivoimatuotannon tuotantokustannuksille, joiden vaikutusta on havainnollistettu kuvassa 6.3.



Kuva 6.3. Muutokset hybridivoimatuotannon tasoitetussa energiantuotantokustannuksessa, kun muuttujien lähtöarvoja muutetaan $\pm 10\%$. Lähtötilanne on 43,8 €/MWh.

Kuvassa 6.3 on havainnollistettu, miten hybridivoimatuotannon tasoitettu energiantuotantokustannus muuttuu, kun keskeisten muuttujien lähtöarvoja muutetaan $\pm 10\%$. Luvussa 5 pienimmäksi tuotantokustannusarvoksi määritettiin 43,8 €/MWh. Analyysin perusteella myös hybridivoimalaitoksen vuosittaisella energiantuotannolla, investointi- ja käyttökustannuksilla, pitoajalla sekä taloudellisella laskentakorkokannalla ovat suurimmat vaikutukset tuotantokustannuksiin.

Muuttamalla vuosittaista energiantuotantoa 10 %, tuotantokustannusten arvo muuttuu lähes 5 €/MWh. Pienentämällä tai suurentamalla investointikustannuksia 10 % tuotantokustannusten arvo muuttuu lähes 3 €/MWh. Muuttamalla korkokantaa, pitoaikaa tai käyttökustannuksia 10 %, muutos vaikuttaa tuotantokustannuksiin noin 1,5 €/MWh. Vaikuttavuusanalyysin perusteella liittymisjohdon pituudella sekä siirtoverkkoon liittyvillä kustannusmuuttujilla on suhteellisesti pienin vaikutus tuotantokustannuksiin, joiden vaikutus on huomattavasti alle 1 €/MWh.

Eri voimalaitostyypeille suoritetun muuttujien vaikutusanalyysin perusteella muutosten vaikutukset ovat ilmiönä samanlaiset kaikille voimalaitostyypeille. Muutosten suuruudet vaihtelevat eri voimalaitostyyppien kesken. Kaikille voimalaitoskokonaisuuksille on yhteistä, että vuosittaisella energiantuotannolla, investointi- ja käyttökustannuksilla, pitoajoilla sekä korkokannalla on suurin vaikutus tasoitetun energiantuotantokustannusten muodostumiseen. Tarkastellaan näiden muuttujien vaikutusta tuotantokustannuksiin vielä tarkemmin.

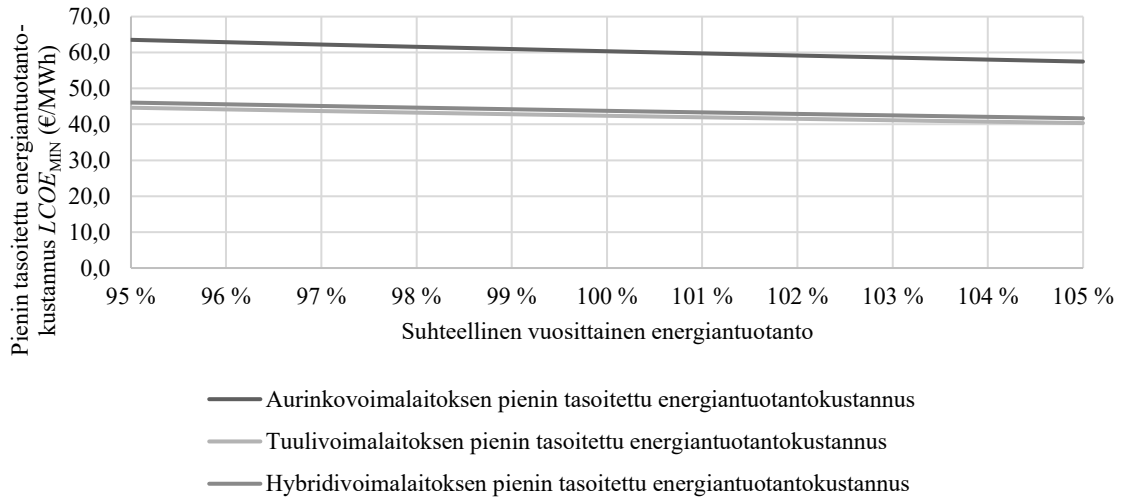
6.2 Vuosittaisen energiantuotannon vaikutus tuotantokustannuksiin

Uusiutuviin energianlähteisiin perustuva aurinko- ja tuulivoimatuotanto ovat sääriippuvaisia tuotantomuotoja, jolloin energiantuotanto vaihtelee niin lyhyellä kuin pitkälläkin aikavälillä. Lyhyellä aikavälillä tarkasteltuna tehontuotanto voi vaihdella käytännössä jatkuvasti, kuten myös pidemmällä aikavälillä tarkasteltuna energiantuotantomäärät voivat vaihdella eri vuosien kesken merkittävästikin.

Esimerkiksi aiemmin työssä todettiin, että aurinkovoimatuotannon vuosittaiset energiatasot voivat vaihdella jopa yli ± 15 %. Auringonsäteilyn pitkän ajan keskiarvon vaihteluväliksi on määritetty $\pm 3,8$ %. Myös tuulivoimatuotannon kannalta tuulisuus vaihtelee eri vuosien välillä vaikuttaen suoraan vuosittaiseen energiantuotantoon. Vuosittainen energiantuotannon vaihtelu voi olla merkittävää, minkä vuoksi vaihtelun vaikutusta tuotantokustannuksiin on syytä arvioida.

Luvussa 5 määritettiin voimalaitoksilla tuotettavat vuosittaiset energiamäärät sekä vuosittaisista energiamääristä johdetut elinkaarituoantoarvot vuoden 2019 perustuvaan MERRA-2 tietoaaineistoon perustuen. Lasketaan tuotantokustannusten arvot, mikäli vuosittaiset energiantuotantoarvot muuttuvat ± 5 % aiemmin työssä käytetyistä arvoista. Eri

voimalaitostyyppien tasoitettujen energiantuotantokustannusten muodostumista eri energiantuotantoarvoilla on havainnollistettu kuvassa 6.4.



Kuva 6.4. Muutokset pienimmissä tasoitetuissa energiantuotantokustannuksissa, kun vuosittaisia energiantuotantoarvoja muutetaan $\pm 5\%$

Kuvassa 6.4 on esitetty vaak-akselilla eri voimalaitostyyppien suhteellinen vuosittainen energiantuotanto lähtöarvoon verrattuna sekä pystyakselilla vastaava pienin tasoitettu energiantuotantokustannus. Tulosten perusteella pienimpien tuotantokustannusten arvot muuttuvat likimain lineaarisesti suhteessa energiantuotannon muutokseen.

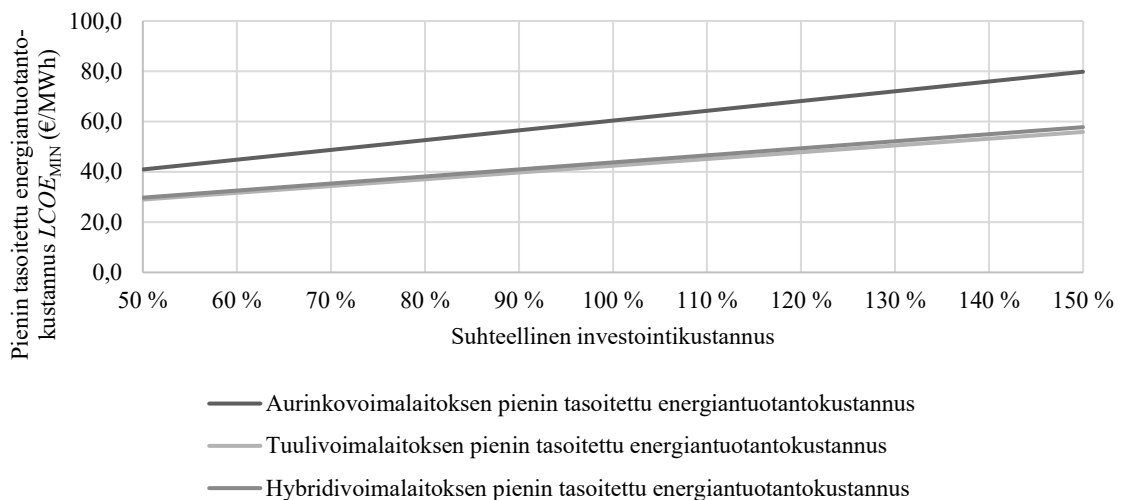
Kaikkien voimalaitostyyppien tasoitettujen tuotantokustannusarvot pienenevät lähes samassa suhteessa vuosittaisen energiantuotannon kasvaessa. Tulosten perusteella sekä tarkasteltavan skaalan laajuudessa vuosittaiset muutokset energiantuotannossa vaikuttavat kyllä tuotantokustannuksiin, mutta merkittäviä eroja eri tuotantomuotojen välille ei synny. Tuotanto voi vaihdella merkittävästikin vuosien kesken, mutta suotuisassa tapauksessa voidaan saavuttaa useiden €/MWh hyödyt tilastollisen vaihtelun puitteissa.

6.3 Investointi- ja käyttökustannusten vaikutus tuotantokustannuksiin

Luvussa 4 todettiin eri voimalaitostyyppien investointi- ja käyttökustannusten vaihtelevan merkittävästi lähteestä riippuen. Skaala eri lähteiden välillä voi olla hyvinkin laaja. Lisäksi eri voimalaitostyyppien kustannukset ovat olleet ja tulevat olemaan huomattavien muutosten kohteena teknologisten ratkaisujen kehittyessä sekä yleistyessä. Näistä syistä on syytä tarkastella investointi- ja käyttökustannusten vaikutusta tasoitettuun energiantuotantokustannukseen laajemmin.

Luvussa 4 käytettiin aurinkovoimalaitosten investointikustannusten arvona 600 €/kVA. Kirjallisuudessa esitettyjen kustannusten skaala on 260–2462 €/kVA. Käyttökustannusten arvona käytettiin 19 €/kW/a, kirjallisuudessa esitetyn skaalan ollessa 16–19 €/kVA/a. Vastaavasti tuulivoimalaitosten investointikustannusten arvona käytettiin 1400 €/kVA, kirjallisuudessa esitetyn skaala ollessa 916–2835 €/kVA. Käyttökustannusten arvona käytettiin 44 €/kVA/a, kun kirjallisuudessa esitettyjen käyttökustannusten skaala on 40–50 €/kVA/a.

Kirjallisuudessa esitettyihin skaaloihin viitaten, tarkastellaan työssä esitetyn kuvainnollisen voimalaitoskokonaisuuden tasoitettujen tuotantokustannusten muodostumista erisuuruisilla investointi- ja käyttökustannuksilla. Lasketaan tuotantokustannusten arvot, mikäli investointikustannukset muuttuvat $\pm 50\%$ aiemmin työssä käytetyistä arvoista. Eri voimalaitostyyppien tasoitettujen energiantuotantokustannusten muodostumista eri investointikustannusten arvoilla on havainnollistettu kuvassa 6.5.



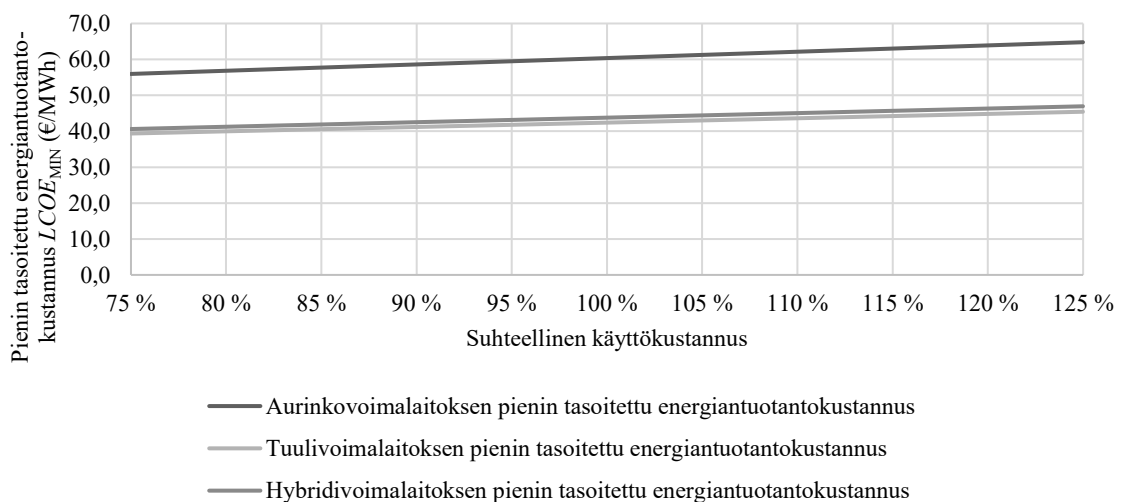
Kuva 6.5. Muutokset pienimmissä tasoitetuissa energiantuotantokustannuksissa, kun investointikustannusten lähtöarvoja muutetaan $\pm 50\%$

Kuvassa 6.5 on esitetty vaaka-akselilla eri voimalaitostyyppien suhteellinen investointikustannus lähtöarvoon verrattuna sekä pystyakselilla vastaava pienin tasoitettu energiantuotantokustannus. Tulosten perusteella pienimpien tuotantokustannusten arvot muuttuvat lineaarisesti suhteessa investointikustannusten muutokseen. Tämä johtuu siitä, että investointikustannukset ilmenevät niin sanottuina yön yli kustannuksina (*engl. overnight capital costs*), jolloin pitoaika tai korkokomponentit eivät vaikuta lopullisiin tuotantokustannuksiin.

Aurinkovoimalaitosten tuotantokustannusarvot kasvavat hieman tuulivoimalaitoksia enemmän investointikustannusten lähtöarvojen kasvaessa. Tämän perusteella aurinkovoimatuotanto on suhteessa tuulivoimaan kannattavampaa, mitä edullisemmat investointikustannukset ovat. Huomattavaa tuloksissa on, että tietyillä investointikustannusten ehdoilla aurinkovoiman tuotanto on tuulivoimatuotantoa edullisempaa. Vaikka luvussa 5 tehdyssä tarkastelussa tuulivoimatuotanto oli edullisin tuotantomuoto, eikä hybridituotannolla saavutettu tuulivoimaan nähden etuja, voivat tulokset muuttua merkittävästi riippuen investointikustannuksista.

Esimerkiksi, jos aurinkovoimalaitoksen investointikustannukset olisivatkin vain 60 % lähtöarvoista, ja muut muuttujat pysyvät samoina, olisi tällöin hybridituotanto edullisin, tuulivoima toiseksi sekä aurinkovoima kolmanneksi edullisin tuotantomuoto. Vastaavasti, jos aurinkovoimalaitoksen investointikustannukset olisivatkin 50 % ja tuulivoimalaitoksen 125 % lähtöarvoista, olisi tällöin aurinkovoimatuotanto edullisin, hybridituotanto toiseksi sekä tuulivoima kolmanneksi edullisin tuotantomuoto.

Esimerkinomaiset muutokset voisivat hyvin olla mahdollisia investointikustannusten skaalan puitteissa, jolloin suositeltavat mitoitusperiaatteet muuttuva oleellisesti. Lasketaan myös tuotantokustannusten arvot, mikäli käyttökustannukset muuttuvat $\pm 25\%$ aiemmin työssä käytetyistä arvoista. Eri voimalaitostyyppien tasoitettujen energiantuotantokustannusten muodostumista eri käyttökustannusten arvoilla on havainnollistettu kuvassa 6.6.



Kuva 6.6. Muutokset pienimmissä tasoitetuissa energiantuotantokustannuksissa, kun käyttökustannusten lähtöarvoja muutetaan $\pm 25\%$

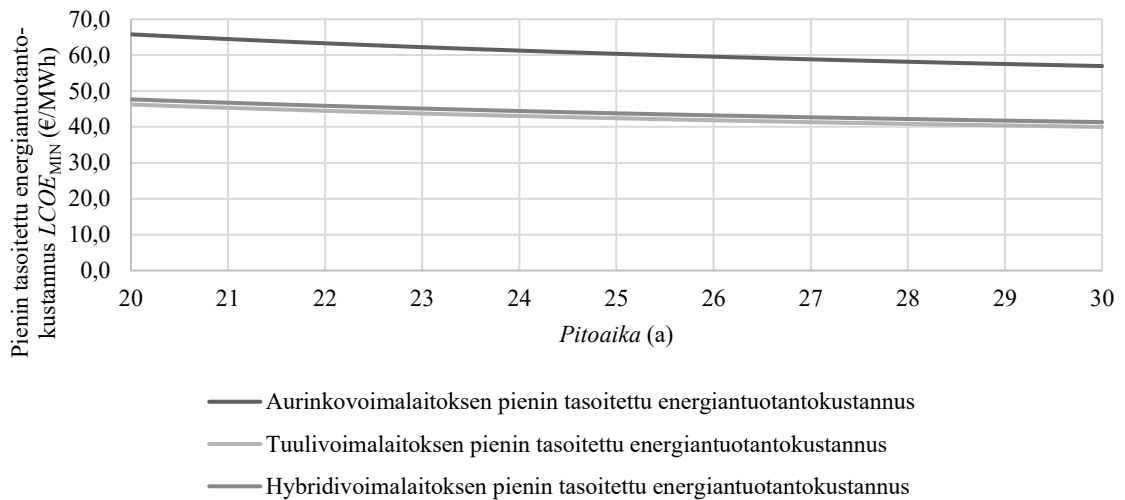
Kuvassa 6.6 on esitetty vaaka-akselilla eri voimalaitostyyppien suhteellinen käyttökustannus lähtöarvoon verrattuna sekä pystyakselilla vastaava pienin tasoitettu energiantuotantokustannus. Käyttökustannusten herkkyysoanalyysin perusteella pienimpien tuotantokustannusten arvot muuttuvat lineaarisesti suhteessa käyttökustannusten muutokseen. Aurinkovoimalaitosten tuotantokustannusarvot kasvavat hieman tuulivoimalaitoksia enemmän käyttökustannusten lähtöarvojen kasvaessa, minkä perusteella aurinkovoimatuotanto on suhteessa tuulivoimaan kannattavampaa, mitä edullisemmat investointikustannukset ovat.

Käyttökustannusten vaikutus tuotantokustannusten muodostumiseen on kuitenkin investointikustannuksia pienempää, mikä todettiin jo aiemmin luvussa 4. Käyttökustannusten ei ole tarkasteltavan skaalan puitteissa mahdollista muuttua niin paljoa, että sillä olisi vaikutusta kannattavimpaan tuotantomuotoon, vaan kannattavuusjärjestys pysyy samana. Tehokkailla ratkaisuilla on kuitenkin mahdollista vaikuttaa käyttökustannusten suuruuteen, ja siten muodostuviin tuotantokustannusarvoihin useiden €/MWh arvosta.

6.4 Pitoaikojen vaikutus tuotantokustannuksiin

Aiemmin luvussa 6.1 todettiin voimalaitosten pitoajoilla olevan suuri merkitys tasoitettujen tuotantokustannusten muodostumiseen. Pitoajan avulla määritetään, millaisessa ajassa voimalaitoskokonaisuudella on tuotettava ja siirrettävä sähköverkon liittymispisteeseen tietty määrä energiaa taloudellisten tavoitteiden täyttämiseksi. Mitä lyhyempi pitoaika on, sitä suuremmat taloudelliset tavoitteet ovat energiayksikköä kohti.

Toisaalta pidempien pitoaikojen myötä myös käyttökustannusten osuus tuotantokustannusarvossa nousee. Pitoajat eivät myöskään voi olla määräämättömän pitkiä, sillä voimalaitoskomponenttien teknisen käyttöiän täytyessä komponentteja tulee uusia, minkä myötä muodostuu uusia investointikustannuksia. Kirjallisuudessa aurinko- ja tuulivoimalaitosten pitoajoiksi määritetään tyypillisesti 20–30 vuotta. Lasketaan tuotantokustannusten arvot, mikäli pitoajat muuttuvat ± 5 a aiemmin työssä käytetyistä arvoista, ja havainnollistetaan tuloksia kuvassa 6.7.



Kuva 6.7. Muutokset pienimmissä tasoitetuissa energiantuotantokustannuksissa, kun pitoaikojen lähtöarvoja muutetaan ± 5 a

Kuvassa 6.7 on esitetty vaaka-akselilla eri voimalaitostyyppien pitoaika sekä pystyakselilla vastaava pienin tasoitettu energiantuotantokustannus. Pitoaikojen herkkyyksanalyysin perusteella pienimpien tuotantokustannusten arvot kasvavat voimakkaammin mitä lyhyempi pitoaika on. Pitoaikojen pidentyessä, tuotantokustannusarvot pienentyvät muutosnopeuden tasoittuessa.

Pitoaikojen vaikutusta tuotantokustannusten muodostumiseen tarkasteltiin herkkyyksanalyysissä pääasiassa voimalaitoskomponenttien näkökulmasta. Sähkönsiirtoverkoille sovelletaan kuitenkin tyypillisesti voimalaitoskomponentteja pidempiä pitoaikoja. Selvitetään, miten tuotantokustannukset muuttuvat, mikäli voimalaitoksia hyödynnettäisiin kahden 25 vuoden pituisen pitoaikajakson ajan, joiden välissä suoritettaisiin komponenttien elinkaariuusinnat kyseisen vuoden kustannustasossa, sekä siirtoverkkoa yhden 50 vuoden yhtäjaksoisen pitoajan.

Mikäli hyödynnettäisiin 50 vuoden tarkastelujaksoa, pysyisivät aurinkovoimatuotannon tuotantokustannusarvot 25 vuotta vastaavassa 60,4 €/MWh tasossa. Tuulivoimatuotannossa saavuttaisiin nimellinen hyöty kustannusten laskiessa aiemmasta 42,4 €/MWh tasosta edullisempaan 42,3 €/MWh tasoon. Vastaavasti hybridivoimatuotannon kustannukset laskisivat aiemmasta 43,8 €/MWh tasosta uuteen 43,7 €/MWh tasoon.

Sähkönsiirtoverkon pidemmällä pitoajalla saavutettavat hyödyt ovat energiantuotantokustannusten näkökulmasta käytännössä olemattomat käytettäessä samoja investointikustannusten arvoja sekä alkuperäisissä että korvausinvestoinneissa. Hyötyjä

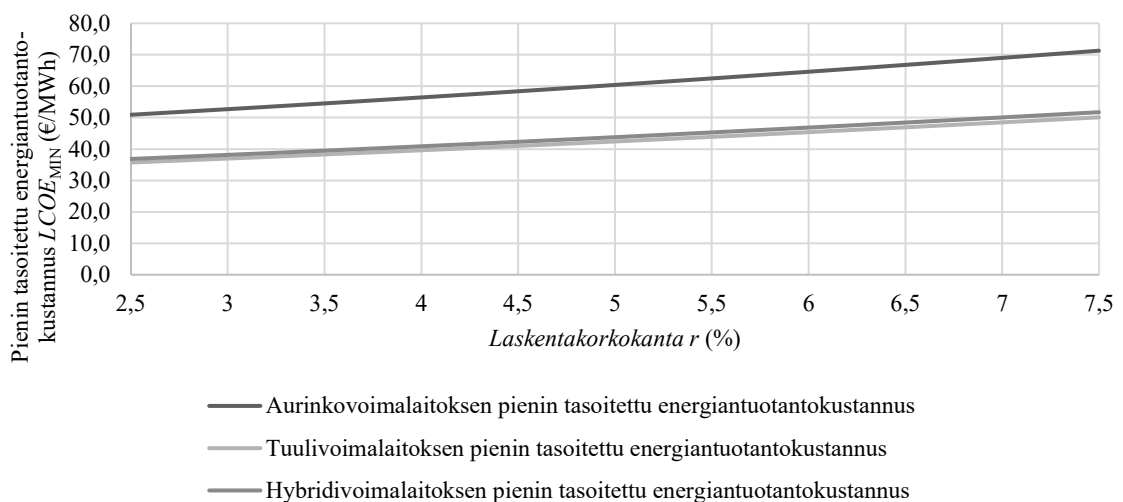
voidaan kuitenkin saavuttaa esimerkiksi hankkimalla korvausinvestointiin vaadittavalle pääomalle tuottoa ensimmäisen pitojakson ajalla sekä teknologian kehityksen ansiosta laskevien kustannusten myötä.

Pitoajan optimoinnilla voidaan vaikuttaa tuotantokustannusten muodostumiseen, mutta vaikutus ei ole yhtä vahva kuin esimerkiksi investointikustannuksilla. Pitoaikoja muuttamalla ei myöskään voida vaikuttaa edullisimpien tuotantomuotojen järjestykseen. Pitoajasta riippumatta, kuvitteellisen voimalaitosalueen edullisin tuotantomuoto on kaikissa tapauksissa tuulivoima, hybridoiman ollessa toinen sekä aurinkovoiman kolmas.

6.5 Korkokannan vaikutus tuotantokustannuksiin

Tarkastellaan lopuksi korkokannan vaikutusta tuotantokustannusten muodostumiseen. Luvussa 6.1 todettiin korkokannan olevan toiseksi vaikuttavin muuttuja kaikkien voimalaitostyyppien tasoitettun energiantuotantokustannuksen muodostumisessa. Laskennassa käytettävä korkokanta määrittyy tyypillisesti taloudellisten intressien sekä yleisen taloudessa vallitsevan tilanteen mukaan.

Laskentakorkokanta voi vaihdella verrattain paljonkin tarkoituksesta riippuen. Lasketaan tuotantokustannusten arvot, mikäli laskentakorkokanta muuttuu $\pm 2,5$ %-yksikköä aiemmin työssä käytetyistä arvoista. Eri voimalaitostyyppien tasoitettujen energiantuotantokustannusten muodostumista eri laskentakorkokantojen arvoilla on havainnollistettu kuvassa 6.8.



Kuva 6.8. Muutokset pienimmissä tasoitetuissa energiantuotantokustannuksissa, kun laskentakorkokannan lähtöarvoja muutetaan $\pm 2,5$ %-yksikköä

Kuvassa 6.8 on esitetty vaaka-akselilla eri voimalaitostyyppien taloudellinen laskentakorkokanta sekä pystyakselilla vastaava pienin tasoitettu energiantuotantokustannus. Korkokannan herkkyyksanalyysin perusteella tasoitetut tuotantokustannusarvot kasvavat sitä voimakkaammin, mitä suurempi korkokanta on. Korkokannan optimoinnilla voidaan vaikuttaa tuotantokustannusten muodostumiseen, sekä vaikutus on verrattain vahva.

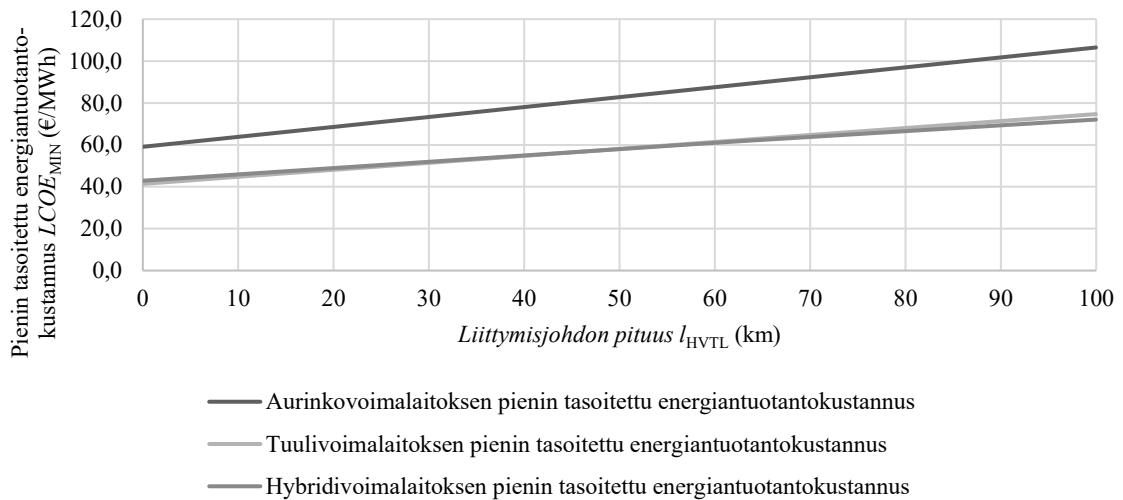
Esimerkiksi tarkasteltavalla skaalalla korkokannan muutoksella voidaan vaikuttaa aurinkovoiman tuotantokustannuksiin yli 20 €/MWh arvosta. Korkokantaa muuttamalla ei myöskään voida vaikuttaa edullisimpien tuotantomuotojen järjestykseen. Mikäli jostain syystä päädyttäisiin käyttämään eri korkokantaa esimerkiksi aurinko- ja tuulivoimatuotannolle, aurinkovoimatuotannon olisi mahdollista olla edullisin tuotantomuoto.

6.6 Liittymisjohdon pituuden vaikutus tuotantokustannuksiin

Eri muuttujille suoritettua vaikuttavuusanalyysin perusteella todettiin, että liittymisjohdon pituudella on vain vähän vaikutusta työssä tarkasteltavan voimalaitoskokonaisuuden tasoitettujen energiantuotantokustannusten muodostumiseen. Ilmiö johtuu käytännössä siitä, että liittymisjohdon pituus on niin lyhyt, sekä voimalaitosalue on niin suuri, että siirtoverkkoon liittyvät kustannukset jäävät suhteessa paljon pienemmiksi voimalaitoksiin liittyviin kustannuksiin verrattuna.

Työssä tarkasteltavalla voimalaitosalueella liittymisjohto on melko lyhyt, mutta laskentamenetelmän muuttujan ominaisuudessa liittymisjohdon pituus voi saada hyvinkin erilaisia arvoja erilaisissa ympäristöissä. Liittymisjohdot voivat olla kymmeniä kilometrejä pitkiä, jolloin suhteellisesti pienestä vaikutuksesta huolimatta määrällinen vaikutus voi muuttaa tuotantokustannuksia merkittävästi.

Erinäisistä syistä liittymisjohdon reittiä tai kantaverkon liittymispistettä voidaan joutua muuttamaan merkittävästi alkuperäiseen arvioon nähden. Lasketaan tuotantokustannusten arvot, mikäli liittymisjohdon pituus muuttuu välillä 0–100 km. Eri voimalaitostyyppien tasoitettujen energiantuotantokustannusten muodostumista eri liittymisjohdon pituuden arvoilla on havainnollistettu kuvassa 6.9.



Kuva 6.9. Pienimpien tasoitettujen energiantuotantokustannusten arvoja, kun liittymisjohdon pituus on 0–100 km

Kuvassa 6.9 on esitetty vaaka-akselilla voimalaitoskokonaisuuksien suurjännitteisen liittymisjohdon pituus sekä pystyakselilla vastaava pienin tasoitettu energiantuotantokustannus. Liittymisjohdon pituuden herkkyyksanalyysin perusteella tasoitetut tuotantokustannusarvot kasvavat merkittävästi liittymisjohdon pituuden kasvaessa. Tuotantokustannukset voivat kaksinkertaistua, jos liittymispiste sijaitsee välittömän läheisyyden sijaan 100 km etäisyydellä voimalaitosalueelta.

Kun laskentamenetelmän muut parametrit pysyvät ennallaan, liittymisjohdon pituuden muutos vaikuttaa suhteellisesti enemmän aurinko- ja tuulivoimatuotannon kuin hybridivoimatuotannon tuotantokustannuksiin. Liittymisjohdon pituuden kasvaessa aurinko- ja tuulivoimatuotannon kustannukset kasvavat likimain samassa suhteessa. Kuitenkin pituuden kasvaessa hybridivoimatuotannon kannattavuus kasvaa.

Liittymisjohdon pituuden ollessa alle 50 km edullisimpien tuotantomuotojen järjestys pysyy samana. Tätä pidemmällä johtopituuksilla hybridivoimatuotannosta muodostuu kannattavin tuotantomuoto. Tällöin sähkönsiirtoverkkoon liittyvät elinkaarikustannukset muodostuvat niin suuriksi, että tuulivoimatuotantoa on taloudellisesti kannattavaa tukea kannattamattomammalla aurinkovoimatuotannolla.

7 JOHTOPÄÄTÖKSET

Työn konkreettisena lopputuloksena syntyi työkalu, jonka avulla tuotettiin kustannus- ja mitoitustietoa kuvitteelliselle voimalaitoskokonaisuudelle. Työkalun avulla määritetyt tulokset perustuvat työssä kehitettyyn laskentamenetelmään sekä käytettyihin lähtöarvoihin, joten tuloksia on syytä verrata käytännössä havaittuihin toteutuneisiin tuloksiin. Lisäksi on hyvä arvioida kehitettyä menetelmää itsessään sekä havainnoida mahdollisia jatkokehitysmahdollisuuksia.

7.1 Mitoitustulosten arviointi

Työssä kehitetyn teollisen kokoluokan mitoitusmenetelmän sekä käytettyjen lähtötietojen avulla määritettiin kuvainnolliselle voimalaitosalueelle pienimmät tasoitettujen energiantuotantokustannukset muodostavat voimalaitoskokonaisuudet, niin aurinko-, tuuli- kuin hybridivoimatuotannolle. Taloudellisesti kannattavimmaksi tuotantomuodoksi määritettiin tuulivoimatuotanto.

Uuteenkaupunkiin sijoittuvalle kuvitteelliselle voimalaitokselle on tasoitettujen energiantuotantokustannuksen puitteissa kannattavinta rakentaa tuotantokapasiteetiltaan mahdollisimman suuri tuulivoimalaitos sekä tehontuottokykyyn optimoitu sähkönsiirtoverkko. Edullisimman tuotantomuodon omaavan voimalaitoskokonaisuuden tuotantokustannusarvoksi saatiin 42,4 €/MWh.

Alueelle seuraavaksi kannattavin rakennettava tuotantomuoto on aurinko- ja tuulivoimalaitoksista koostuva hybridivoimalaitos, jossa tuotantokapasiteetiltaan mahdollisimman suuritehoisen tuulivoimalaitoksen toimintaa tuetaan pienimmän tarkasteltavan tuotantokapasiteetin omaavalla aurinkovoimalaitoksella. Edullisimman hybridivoimalaitoskokonaisuuden tuotantokustannusarvoksi saatiin 43,8 €/MWh.

Kannattamattomimmaksi tuotantomuodoksi määritettiin aurinkovoimatuotanto. Aurinkovoimatuotannon tasoitettu energiantuotantokustannus on parhaimmassakin tapauksessa noin 1,5-kertainen tuulivoimatuotantoon verrattuna. Edullisimman aurinkovoimalaitoskokonaisuuden tasoitetuksi tuotantokustannusarvoksi saatiin 60,4 €/MWh.

Erot eri tuotantomuotojen välisissä tasoitetuissa energiantuotantokustannuksissa perustuvat eri voimalaitosten elinkaarikustannusten sekä elinkaaren aikana tuotettavien ja siirrettävien

energiamäärien väliseen suurempaan eroon. Vaikka laskennassa käytettyjen lähtötietojen perusteella tuulivoimatuotanto on niin investointi- kuin käyttökustannusten osalta aurinkovoimaa arvokkaampi tuotantomuoto, ovat tuotantokustannukset kuitenkin pienemmät.

Erot eri tuotantomuotojen välisessä kyvyssä tuottaa ja siirtää energiaa sähköverkkoon perustuvat taas uusiutuvan energiantuotannon sääriippuvaiseen luonteeseen. Tarkasteltavalla voimalaitosalueella vallitsee ympäri vuoden varsin säännöllisesti vaihtelevat tuuliolosuhteet, minkä ansiosta liittymispisteeseen siirrettävän tuulivoimatuotannon vuosittainen kapasiteettikerroin on 41,2 %, kun sähkönsiirtoverkon kapasiteetti ei rajoita tuotantoa vuoden aikana.

Vastaavasti aurinkovoiman tuotanto keskittyy vahvemmin kesäkuukausille, minkä johdosta liittymispisteeseen siirrettävän aurinkovoimatuotannon vuosittainen kapasiteettikerroin on 12,3 %, kun sähkönsiirtoverkon kapasiteetti ei rajoita tuotantoa vuoden aikana. Tuotantokapasiteetiltaan vastaavan tuulivoimalaitoksen huipunkäyttöaika on yli kolminkertainen aurinkovoimalaitokseen nähden, mistä johtuen myös energiantuottokyky on selvästi aurinkovoimalaitosta parempi.

Vaikka aurinkovoimatuotanto on tuotantokapasiteettiin suhteutettujen elinkaarikustannusten osalta tuulivoimatuotantoa edullisempi tuotantomuoto, on sen energiantuottokyky merkittävästi heikompi. Tasoitettujen energiantuotantokustannusten valossa seuraavaksi kannattavinta on tukea tuulivoimatuotantoa aurinkovoimatuotannon avulla, mutta hybridituotannon avulla ei saavuteta merkittävää synergiaetua eikä esimerkiksi aliteta tuulivoimatuotannon tuotantokustannuksia.

Tuotannon mitoitusmenetelmässä hyödynnettiin laajahkoa määrää erilaisia muuttujia, minkä johdosta arvioitiin keskeisten muuttujien vaikutusta mitoitustuloksiin. Muuttujien vaikuttavuusanalyysin perusteella kaikkien tuotantomuotojen tuotantokustannusten muodostumiseen vaikutti eniten vuosittaisen energiantuotannon, investointi- ja käyttökustannusten, pitoajan sekä korkokannan suuruus. Keskeisten muuttujien vaikutusta tuotantokustannuksiin arvioitiin muuttujien herkkyysanalyysien perusteella.

Vuosittaisen energiantuotannon vaihtelun vaikutusta tasoitettuun energiantuotantokustannukseen arvioitiin muutamalla vuosittaisen tuotannon arvoa ± 5 % simuloituun tuotantoon nähden. Tuotannon muutokset vaikuttavat kaikkiin

tuotantomuotoihin vastaavalla tavalla. Tuotannon pienentyminen kasvattaa tuotantokustannuksia ja suurentuminen vastaavasti pienentää. Muutokset tuotannossa voivat vaikuttaa tuotantokustannuksiin useiden €/MWh arvosta, mutta eivät esimerkiksi muuta kannattavimpien tuotantomuotojen järjestystä.

Kirjallisuuskatsauksen perusteella voimalaitosten investointikustannukset voivat vaihdella lähteestä riippuen hyvin merkittävästi. Investointikustannusten vaikutusta tuotantokustannuksiin tarkasteltiin muuttamalla arvoja ± 50 % alkuperäisiin nähden. Investointikustannusten muutoksilla voidaan vaikuttaa merkittävästi tuotantokustannusten arvoon sekä myös muuttaa kannattavinta tuotantomuotoa. Tarkasteltavan skaalan sisällä investointikustannusten arvosta riippuen mikä vain tuotantomuoto voi olla kannattavin.

Käyttökustannusten vaikutusta tasoitettuihin tuotantokustannuksiin tarkasteltiin muuttamalla arvoja ± 25 % alkuperäisiin arvoihin nähden. Käyttökustannusten muutokset vaikuttavat vastaavalla tavalla kaikkiin tuotantomuotoihin. Kustannusten kasvu suurentaa tuotantokustannuksia, ja lasku vastaavasti pienentää. Käyttökustannukset vaikuttavat useiden €/MWh edestä tuotantokustannuksiin, mutta eivät muuta kannattavimpien tuotantomuotojen järjestystä.

Voimalaitosten pitoaikoina hyödynnetään alan kirjallisuuden perusteella usein 20–30 vuotta. Pitoaikojen vaikutusta tuotantokustannuksiin tarkasteltiin muuttamalla laskennan pitoaikaa ± 5 vuotta alkuperäiseen laskentaan verrattuna. Vuosittaista energiantuotantoa vastaavasti, lyhyempi pitoaika kasvattaa tuotantokustannuksia ja pidempi pienentää. Sähkönsiirtoverkko mahdollistaa teknisesti pidemmän pitoajan hyödyntämisen, mutta tällä ei kuitenkaan ole käytännössä vaikutusta tuotantokustannusten muodostumiseen. Kuitenkin pitoajan muutokset vaikuttavat vain tuotantokustannuksiin, eivätkä vaikuta kannattavimpien tuotantomuotojen järjestykseen.

Taloudellisen laskentakorkokannan vaikutusta tasoitettuihin energiantuotantokustannuksiin tarkasteltiin muuttamalla korkokantaa $\pm 2,5$ %-yksikköä alkuperäiseen nähden. Korkokantaa muuttamalla voidaan vaikuttaa merkittävästi tuotantokustannusten muodostumiseen, tarkasteltavalla skaalalla jopa 20 €/MWh. Lisäksi, mikäli eri voimalaitostyypeille sovellettaisiin erilaisia korkokantoja, olisi tällä menettelyllä mahdollista vaikuttaa voimalaitosalueen kannattavimpaan tuotantomuotoon.

Lopuksi tarkasteltiin liittymisjohdon pituuden vaikutusta tuotantokustannusten muodostumiseen. Vaikka tarkasteltavan voimalaitosalueen liittymisjohdon reitti sekä pituus oli ennalta määritetty, voi johdon pituus saada erilaisessa ympäristössä merkittävästi erilaisia arvoja. Mikäli tarkasteltavalla alueella jouduttaisiin muuttamaan liittymisjohdon reittiä, tuotantokustannukset voivat likimain kaksinkertaistua, mikäli pituus on 100 km optimaalisen reitin sijaan. Lisäksi yli 50 km johtopituuksilla hybridivoimatuotannosta muodostuu taloudellisesti kannattavin energiantuotantomuoto.

Tasoitettun energiantuotantokustannuksen tarkka arvo määrittyy voimalaitokselle aina yksilöllisesti voimalaitoksen kustannusten sekä energiantuoton mukaan. Verrattaessa mitoitusmenetelmän avulla saavutettuja tuloksia kirjallisuudessa esitettyihin viitearvoihin, vaikuttavat tulokset realistisilta. Vastaavasti työssä käytetyt lähtötiedot, kuten voimalaitosten investointikustannusten arvot, ovat likimain yhtä suuria, kuin Suomessa toteutetuille voimalaitoshankkeille on ilmoitettu.

Eri muuttujille suoritettujen herkkyyksianalyysien perusteella saatiin muodostettua kuva, millaisia tuotantokustannusten arvot voisivat olla, mikäli lähtötietoja muutettaisiin realistisen skaalan sisällä. Muuttujien suurin merkitys tuotantokustannuksiin on vuosittaisella energiantuotannolla, kustannuksilla, pitoajoilla sekä korkokannalla. Lähtötietojen muutoksella voidaan vaikuttaa merkittävästi tuotantokustannusten muodostumiseen, minkä johdosta riittävän oikeat ja kuvaavat lähtöarvot ovat merkittävässä roolissa mitoitusmenetelmän hyödyntämisessä.

7.2 Mitoitusmenetelmän arviointi

Mitoitusmenetelmän toimintaperiaatteen perustaksi valittiin selvittää voimalaitosalueella pienimmän tasoitettun energiantuotantokustannuksen muodostavat aurinko-, tuuli- tai hybridivoimatuotannon tuotantokapasiteetit sekä sähkönsiirtoverkon tehonsiirtokapasiteetit. Tasoitettun tuotantokustannuksen todettiin olevan yleisesti käytössä oleva, jopa niin sanottu *de facto* -kriteeri erilaisten energiantuotantojen vertailussa, minkä vuoksi sitä päätettiin käyttää mitoitusmenetelmän taloudellisena mittarina.

Tasoitettua tuotantokustannusta on myös kritisoitu uusiutuvan energiantuotannon tarkastelussa esimerkiksi Lothin (2022) mukaan, sillä kustannuksessa ei huomioida milloin sähkö tuotetaan, ja onko tuotanto aina hyödynnettävissä. Kysynnän ja tuotannon väliset

ristiriidat voivat vaikeuttaa tuotannon taloudellista tarkastelua erityisesti paljon sääriippuvaista energiantuotantoa sisältävässä verkossa.

Tasoitettu energiantuotantokustannus määritetään yksinkertaisuudessaan voimalaitoksen elinkaarikustannusten sekä elinkaaren aikana tuotetun energian osamääränä. Erilaisia tapoja laskea elinkaarikustannukset sekä energiantuotanto on kuitenkin useita. Shenin et al. (2020) mukaan tuotantokustannusten määrittäminen jakautuu kahteen pääasialliseen menetelmään, kustannusten annuiteettiin (*engl. annuitizing*) tai diskonttaukseen (*engl. discounting*) perustuvaan laskentaan.

Mitoitusmenetelmässä käytetty tuotantokustannusten laskentayhtälö perustuu diskonttaavaan menetelmään, jossa kustannuksille ja tuotannolle määritetään elinkaaren ajalle diskontatut arvot. Näiden osamäärän avulla määritetään tasoitettu energiantuotantokustannusarvo. Arvo kertoo, miten suuri tuotetun energiayksikön taloudellisen arvon tulee olla, jotta voimalaitoksella suoritettavalle energiantuotannolle määritetyt taloudelliset tavoitteet saavutetaan.

Laskentayhtälössä käytettävät termit perustuvat tarkasteltavan teollisen kokoluokan voimalaitoskokonaisuuden verkkorakenteeseen. Voimalaitoskokonaisuus koostuu n -määrästä voimalaitostyyppejä sekä sähkönsiirtoverkosta. Samanaikaisesti laskennassa huomioitavia voimalaitostyyppejä voi olla joko 1, aurinko- tai tuulivoimalaitos tai 2, jolloin tarkastellaan molempien voimalaitostyyppien yhteistä hybridivoimatuotantoa.

Elinkaarikustannusten osalta laskennassa huomioidaan voimalaitosten sekä sähkönsiirtoverkon investointi- ja käyttökustannukset sekä elinkaariuotannon osalta vuosittaisista energiantuotantoarvoista koko pitoajalle johdettu tuotannon summa. Investointi- ja käyttökustannusten suuruus on sidottu kapasiteetteihin. Investointikustannukset huomioidaan kertaluontoisina investointeina sekä käyttökustannukset huomioidaan vuosittaisina kustannuksina.

Mitoitusmenetelmässä hyödynnetään laajahkoa määrää erilaisia muuttujia, jotka ovat merkittävässä roolissa tuotantokustannusten muodostumisessa. Mitoitusmenetelmä mahdollistaa verrattain vapaasti erilaatuisiin lähteisiin perustuvien lähtötietojen hyödyntämisen. Työssä esitettiin yksi esimerkki lähtötietojen määrittämisestä sekä mitoitusmenetelmän hyödyntämisestä, mutta myös muut toteutustavat ovat mahdollisia.

Menetelmällä saavutettujen tuloksien todettiin olevan realistisia, joten myös mitoitusten menetelmää voidaan pitää toimivana. Kenties merkittävimpänä erona kirjallisuudessa esitettyihin LCOE-laskelmiin verrattuna, mitoitusten menetelmässä on huomioitu voimalaitosten tehontuotanto sekä sähkönsiirtoverkon tehonsiirtokapasiteetti keskimääräistä tarkemmin tuntikohtaisen resoluution avulla.

Tuntikohtaisen tuotanto- ja siirtokyvyn arvioinnin ansiosta mitoitusten menetelmä huomioi keskeisistä toiminnallisuuksista, eli voimalaitoksista sekä siirtoverkosta, koostuvan voimalaitoskokonaisuuden toiminnan paremmin yhtenä kokonaisuutena. Kirjallisuudessa voimalaitosten toimintaa tarkastellaan usein resoluutioltaan yhden vuositasoisen kapasiteetikertoimen avulla, jolloin esimerkiksi sääriippuvaisen energiantuotannon lyhytkestoiset tehonsiirtokapasiteetin ylitykset jäävät huomioimatta.

7.3 Mitoitusten menetelmän sekä sen hyödyntämisen jatkokehitysmahdollisuudet

Mitoitusten menetelmä vastaa rakenteeltaan verrattain tarkasti käytäntöä vastaavia voimalaitoskokonaisuuksia sekä mahdollistaa verrattain vapaasti erilaisten lähtötietojen hyödyntämisen, minkä ansiosta tulokset ovat riittävän realistisia sekä menetelmää voidaan hyödyntää vapaasti erilaisia voimalaitoskokonaisuuksia tarkasteltaessa. Menetelmässä on kuitenkin myös jatkokehitysmahdollisuuksia, erityisesti sähkönsiirtoverkon käyttökustannusten sekä energiantuotannon elinkaariarvojen määrittämisessä.

Voimalaitosten investointi- ja käyttökustannusten suuruus on sidottu voimalaitosten tuotantokapasiteettiin, minkä nähdään vastaavan riittävän tarkasti käytäntöä. Mitä suurempi tuotantokapasiteetti on, sitä suurempi on komponenttimäärä, investoinnin arvo sekä ylläpidon ja huollon tarve. Teollisen kokoluokan voimalaitoksessa tuotantokapasiteetin kasvaessa myös komponenttien lukumäärä kasvaa likimain lineaarisesti, joten suoraan kapasiteettiin sidotut kustannukset kasvavat myös lineaarisesti.

Sähkönsiirtoverkon investointikustannukset määrittyvät liittymisjohdon pituuteen sekä muihin verkonrakennuskustannuksiin liittyvien komponenttien myötä. Toisin kuin voimalaitosten osalta, sähkönsiirtokapasiteetin suurentuessa kaikkien siirtoverkkoon liittyvien komponenttien lukumäärä ei kasva lineaarisesti. Tästä johtuen siirtoverkon investointikustannukset muodostuvat liittymisjohdon pituudesta sekä kapasiteettiin perustuvista erisuuruista portaista vastaten käytännön toteutusta.

Sähkösiirtoverkon käyttökustannukset on kuitenkin sidottu siirtoverkon tehonsiirtokapasiteetin arvoon. Tämä on yksi tapa huomioida sähkösiirtoverkon myötä muodostuvat kustannukset. Sähkösiirtoverkkoon liittyen aiheutuu muun muassa ylläpito- ja huoltokustannuksia sekä tehonsiirron myötä muodostuvista kuparihäviöistä aiheutuvia häviökustannuksia. Yhtenä kehittymismahdollisuutena on lisätä siirtoverkon elinkaarikustannuksiin tehonsiirtohäviöistä aiheutuvat kustannukset simuloituun tehontuottoon sekä valittuun tehonsiirtokapasiteettiin perustuen.

Vastaavasti voimalaitoksella elinkaaren aikana tuotettava ja siirrettävä energiamäärä on sidottu yhden vuoden aikana tuotettuun, tuntikohtaiseen simulointiin perustuvaa energiamäärään, joka summataan vastaamaan elinkaaren pituutta vastaavaa tuotantoa. Mikäli käytettävissä on joko resoluutioltaan tarkempaa, tai aikaväliltään pidempää tuotantodataa, voidaan laskentaa muokata vastaamaan laajempaa tietoa-aineistoa. Laajemman aineiston myötä on myös mahdollista saavuttaa tarkempia mitoitustuloksia.

Mitoitusmenetelmän hyödyntämisen osalta keskeinen jatkokehittämismahdollisuus on tarkempien lähtöarvojen hyödyntäminen. Useiden laskentamenetelmän muuttujien arvoina voitaisiin käyttää myös tarkempia tai muista lähteistä peräisin olevia arvoja työssä esitetyn esimerkin sijaan. Esimerkiksi tuntikohtaisten tuotantokapasiteettien arvoina voitaisiin käyttää pidemmän aikavälin, kuten ERA5-tietoa-aineistoon perustuvia, arvoja, jolloin voitaisiin paremmin huomioida sääriippuvaisen energiantuotannon vuosikohtainen vaihtelu.

Vastaavasti laskennassa voitaisiin huomioida voimalaitosten toimintaa tarkemmin, kuin 10 %-yksikön mukaisissa tuotantokapasiteettiportaisissa, jolloin laskennalla voitaisiin saavuttaa vielä yksilöllisempiä mitoitustuloksia. Sähkösiirtoverkon osalta laskennassa voitaisiin huomioida laajempi määrä erilaisia ratkaisuja, kuten useamman päämuuntajan sähköasemia, jolloin menetelmällä voitaisiin tuottaa kustannustietoa monipuolisemmille ratkaisuille.

8 YHTEENVETO

Tämän diplomityön tavoitteena oli ratkaista tutkimusongelma, jossa selvitetään miten teollisen kokoluokan aurinko-, tuuli- sekä hybridivoimalaitoskokonaisuus on kannattavinta mitoittaa yksilöllisessä sijainnissa. Tutkimusongelman ratkaisemiseksi kehitettiin uusiutuvan energiantuotannon mitoitusmenetelmä, jonka avulla selvitettiin voimalaitoskokonaisuuksien pienimmät tasoitetut energiantuotantokustannusarvot sekä vastaavat suositeltavat tekniset mitoitusarvot.

Mitoitusmenetelmän toiminta perustuu erisuuruisten voimalaitoskokonaisuuksien tasoitettujen energiantuotantokustannusten laskentaan, joiden joukosta etsitään pienimmät arvot. Tuotantokustannukset lasketaan voimalaitosten ja sähkönsiirtoverkkoyhdistelmien investointi- ja käyttökustannuksista koostuvien elinkaarikustannusten sekä voimalaitoskokonaisuuksien tuntikohtaisiin tuotantotehoihin perustuvien, elinkaaren aikana tuotettavien ja siirrettävien, energiamäärien suhteena.

Menetelmän toimintaa tarkasteltiin case-ympäristössä, jonne on tulosten perusteella kannattavinta rakentaa tuotantokapasiteetiltaan mahdollisimman suuri tuulivoimalaitoskokonaisuus sekä tehontuottokykyyn optimoitu sähkönsiirtoverkko, jotka muodostavat 42,4 €/MWh tuotantokustannukset. Seuraavaksi kannattavin tuotantomuoto on hybridivoimatuotanto 43,8 €/MWh tuotantokustannuksilla sekä kannattamattomin tuotantomuoto on aurinkovoimatuotanto 60,4 €/MWh tuotantokustannuksilla.

Laskennassa hyödynnettiin merkittävää määrää erilaisia muuttujia, joiden vaikutusta tuotantokustannusten muodostumiseen arvioitiin herkkyyksianalyysien avulla. Tuotantokustannukset voivat muuttua merkittävästi lähtötietojen muuttuessa viitearvojen puitteissa. Erityisesti investointikustannusten muutokset sekä liittymisjohdon pitkät pituudet voivat muuttaa tuotantokustannuksia kymmeniä prosentteja sekä vaikuttaa kannattavimpien tuotantomuotojen väliseen järjestykseen.

Mitoitustulosten herkkyyksianalyysien sekä menetelmän arvioinnin perusteella todettiin, että realististen tulosten saavuttamiseksi oikeat sekä ajantasaiset lähtötiedot ovat merkittävässä roolissa. Laskentamallilla itsessään pystytään tuottamaan jopa olemassa olevia laskentamalleja tarkempia tuloksia tarkemman kustannusrakenteen sekä tuntikohtaisen energiantuotannon määrityksen johdosta, joskin kehitettävää löytyi esimerkiksi laadukkaampien lähtöarvojen määrittämisen osalta.

LÄHDELUETTELO

- (ABO Wind 2024) ABO Wind Oy. 2024. Kolsa-Juvansuon tuulivoimahanke – Mynämäki ja Laitila. Viitattu 14.1.2024. <https://www.abo-wind.com/fi/hankekehitys-ja-rakentaminen/hankkeet/kolsa-juvansuo.html>
- (Aurinkosähkövoimalat 2024) Aurinkosähkövoimalat. 2024. Viitattu 6.3.2024. <https://aurinkosahkovoimalat.fi/?plantStatus=13>
- (DGS 2013) Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS) DG. 2013. Planning and Installing Photovoltaic Systems : A Guide for Installers, Architects and Engineers. London: Taylor & Francis Group. Volume 3. ISBN 9781136528231. Viitattu 1.2.2024. Saatavilla ProQuest Ebook Central.
- (Energiateollisuus 2023) Energiateollisuus ry. 2023. Energiavuosi 2022 sähkö. Viitattu 19.11.2023. https://energia.fi/wp-content/uploads/2023/08/Sahkovuosi_2022.pdf
- (Energiateollisuus 2024a) Energiateollisuus ry. 2024. Energiavuosi 2023 sähkö. Viitattu 19.3.2024. https://energia.fi/wp-content/uploads/2024/01/Sahkovuosi-2023_paivitetty.pdf
- (Energiateollisuus 2024b) Energiateollisuus ry. 2024. Sähkön pientuotanto. Viitattu 11.3.2024. <https://energia.fi/energiatietoa/asiakkaat/sahkoasiakkuus/sahkon-pientuotanto/>
- (Energiavirasto 2023a) Energiavirasto. 2023. Energiavirasto ja Motiva: Energiakriisi kiihdyttää energiamurrosta - uusien teknologioiden osajia tarvitaan. Viitattu 22.11.2023. <https://energiavirasto.fi/-/energiavirasto-ja-motiva-energiakriisi-kiihdyttaa-energiamurrosta-uusien-teknologioiden-osaajia-tarvitaan>

- (Energiavirasto 2023b) Energiavirasto. 2023. Aurinkosähkön pientuotanto kasvoi voimakkaasti vuonna 2022. Viitattu 19.11.2023. <https://energiavirasto.fi/-/aurinkosahkon-pientuotanto-kasvoi-voimakkaasti-vuonna-2022>
- (Energiavirasto 2023c) Energiavirasto. 2023. Verkkotoiminnan julkaisut. Viitattu 19.11.2023. <https://energiavirasto.fi/verkkotoiminnan-julkaisut>
- (Energiavirasto 2023d) Energiavirasto. 2023. Verkkokomponentit, yksikköhinnat (alv 0 %) ja pitoajat vuosille 2022–2023. Viitattu 19.12.2023. https://energiavirasto.fi/documents/11120570/12766832/S%C3%A4hk%C3%B6verkot_Yksikk%C3%B6hinnat+J%C3%A4mf%C3%B6rpriser+2022-2023.xlsx/5b3437a9-5b3d-03c7-f5a2-fbf68248b0de?t=1640157186109
- (Energiavirasto 2024) Energiavirasto. 2024. Sähkön toimitusvarmuus vuonna 2023. Viitattu 19.3.2024. <https://energiavirasto.fi/documents/11120570/13026619/S%C3%A4hk%C3%B6n+toimitusvarmuus+vuonna+2023.pdf/74a1194f-91cb-d28b-06bb-d5df663b06e1/S%C3%A4hk%C3%B6n+toimitusvarmuus+vuonna+2023.pdf?t=1701326930016>
- (Fingrid 2020) Fingrid. 2020. Uusiutuva energia vaatii paljon sähköverkolta – Fingrid vastaa haasteeseen. Viitattu 3.12.2023. <https://www.fingridlehti.fi/uusiutuva-energia-vaatii-paljon-sahkoverkolta-fingrid-vastaa-haasteeseen/>
- (Fingrid 2023) Fingrid. 2023. Fingrid varmistaa sähköjärjestelmän ja voimalaitosten toimivuuden rajoittamalla toistaiseksi uuden tuotannon liittämistä kantaverkkoon länsirannikolla. Viitattu 3.12.2023. <https://www.fingrid.fi/ajankohtaista/tiedotteet/2023/fingrid-varmistaa-sahkojarjestelman-ja-voimalaitosten-toimivuuden-rajoittamalla-toistaiseksi-uuden-tuotannon-liittamista-kantaverkkoon-lansirannikolla/>

- (Fingrid 2024a) Fingrid. 2024. Tarkastele liittämähdollisuuksia. Viitattu 14.1.2024. <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/liitynta-kantaverkkoon/verkkokiikari/>
- (Fingrid 2024b) Fingrid. 2024. Karttapalaute. Viitattu 14.1.2024. <https://karttapalaute.fingrid.fi/?setlanguage=fi>
- (Fingrid 2024c) Fingrid. 2024. Liittymissopimus ja liittymismaksut. Viitattu 17.1.2024. <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/liitynta-kantaverkkoon/liittymissopimus/>
- (IBV 2024) IBV Suomi Oy. 2024. Kalannin aurinkovoimahanke, Uusikaupunki. Viitattu 14.1.2024. <https://www.ibvsuomi.fi/kalanti/>
- (Ilmatar 2024) Ilmatar Energy Oy. 2024. Joroinen lentokenttä. Viitattu 6.3.2024. <https://ilmatar.fi/projekti/joroinen/>
- (Kaleva 2023) Kaleva. 2023. Kalajoelle on avattu Suomen suurin aurinkopuisto tuulivoimapuiston yhteyteen. Viitattu 24.3.2024. <https://www.kaleva.fi/kalajoelle-on-avattu-suomen-suurin-aurinkopuisto-t/5804757>
- (Loth et al. 2022) Dykes, K., Loth, E., Simpson, J. & Qin, C. 2022. Why we must move beyond LCOE for renewable energy design. *Advances in Applied Energy*. Volume 8. ISSN 2666-7924. <https://doi.org/10.1016/j.adapen.2022.100112>. Viitattu 7.1.2024. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666792422000300>
- (Molina & Mercado 2019) Molina, M. & Mercado, P. 2011. Modelling and Control Design of Pitch-Controlled Variable Speed Wind Turbines. *Wind Turbines*. DOI: 10.5772/15880. Viitattu 6.3.2024. https://www.researchgate.net/publication/221911675_Modelling_and_Control_Design_of_Pitch-Controlled_Variable_Speed_Wind_Turbines

- (Motiva 2022) Motiva. 2022. Syöttötariffi eli takuuhintajärjestelmä. Viitattu 21.11.2023.
https://www.motiva.fi/ratkaisut/ohjauskeinot/syottotariffi_eli_takuuhintajarjestelma
- (Motiva 2023a) Motiva. 2023. Suurten aurinkovoimaloiden tuotantokapasiteetti voi olla jopa 190-kertainen vuoteen 2030 mennessä. Viitattu 21.11.2023.
https://www.motiva.fi/ajankohtaista/tiedotteet/2023/suurten_aurinkovoimaloiden_tuotantokapasiteetti_voi_olla_jopa_190-kertainen_vuoteen_2030_menessa.20543.news
- (Motiva 2023b) Motiva. 2023. Energiankäyttö Suomessa. Yhteenveto. Viitattu 15.2.2024.
https://www.motiva.fi/ratkaisut/energian kaytto_suomessa/yhteenveto
- (Motiva 2024a) Motiva. 2024. Uusiutuva energia. Viitattu 17.2.2024.
https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia
- (Motiva 2024b) Motiva. 2024. Aurinkolämpö. Viitattu 17.2.2024.
https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkolamp o
- (Motiva 2024c) Motiva. 2024. Aurinkosähkö. Viitattu 17.2.2024.
https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahk o
- (Motiva 2024d) Motiva. 2024. Tuulivoima. Viitattu 17.2.2024.
https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/tuulivoima
- (Motiva 2024e) Motiva. 2024. Uusiutuva energia Suomessa. Viitattu 17.2.2024.
https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/uusiutuva_energia_suomessa
- (Neeo 2024) Neeo Renewables Finland Oy. 2024. Mutkalampi. Viitattu 7.3.2024. <https://mutkalampi.fi/mutkalampi/>

- (Ohrling et al. 2021) Ohrling, T., Heiskanen, E. & Matschoss K. 2021. Energiamurros ja osaaminen. ISBN: 2-1520-46-259-879. Viitattu 22.11.2023. <https://aaltodoc.aalto.fi/server/api/core/bitstreams/1c9a2f4e-e53b-4b14-a28e-50cccb66d7d5/content>
- (OX2 2024) OX2 Suomi. 2024. Lestijärvi. Viitattu 7.3.2024. <https://www.ox2.com/fi/suomi/hankkeet/lestijarvi/>
- (Pfenninger et al. 2016) Pfenninger, S. & Staffell, I. 2016. Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data. *Energy*. Volume 114. Sivut 1251–1265. ISSN 0360-5442. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.060>. Viitattu 14.1.2024. (<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544216311744>)
- (Porté-Agel et al. 2020) Porté-Agel, F., Bastankhah, M. & Shamsoddin, S. 2020. Wind-Turbine and Wind-Farm Flows: A Review. *Boundary-Layer Meteorol* 174, 1–59. Viitattu 24.3.2024. <https://doi.org/10.1007/s10546-019-00473-0>
- (Reichenberg et al. 2018) Reichenberg, L., Hedenus, F., Johnsson, F. & Odenberger, M. The marginal system LCOE of variable renewables – Evaluating high penetration levels of wind and solar in Europe. *Energy*. Volume 152. Sivut 914–924. ISSN 0360-5442. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.02.061>. Viitattu 16.1.2024. (<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544218302895>)
- (Renewables.ninja 2024) Renewables.ninja. 2024. About. Viitattu 14.1.2024. <https://www.renewables.ninja/about>
- (RT-ohjekortti 103076 2019) Rakennustieto. 2019. RT-ohjekortti 103076. Verkkoon kytketyt aurinkosähköjärjestelmät. Viitattu 5.3.2024. <https://rt.rakennustieto.fi/aloitus>

- (Shen et al. 2020) Shen, W., Chen, X., Qiu, J., Hayward, J. A., Sayeef, S., Osman, P., Meng, K. & Dong, Z. Y. 2020. A comprehensive review of variable renewable energy levelized cost of electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Volume 133. 110301. ISSN 1364-0321. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110301>. Viitattu 10.3.2024. (<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403212030589X>)
- (Skarta 2024) Skarta Energy Oy. 2024. Utajärvi, Isosuo. Viitattu 6.3.2024. <https://skartaenergy.fi/hankkeet/utajarvi-isosuo/>
- (Solarigo 2023a) Solarigo Systems Oy. 2023. Juurakko hybridipuisto. Viitattu 6.3.2024. <https://www.solarigo.fi/juurakko-hybridipuisto>
- (Solarigo 2023b) Solarigo Systems Oy. 2023. Atrian aurinko. Viitattu 6.3.2024. <https://www.solarigo.fi/atrian-aurinko>
- (Staffell et al. 2016) Pfenninger, S. & Staffell, I. 2016. Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output. *Energy*. Volume 114. Sivut 1224–1239. ISSN 0360-5442. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.068>. Viitattu 15.1.2024. (<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544216311811>)
- (Suvic 2023) Suvic Oy. 2023. Suvic on allekirjoittanut urakkasopimuksen Lamarin 32 MW:n aurinkovoimalan rakentamisesta. Viitattu 6.3.2024. <https://www.suvic.fi/fi/ajankohtaista/77suvic-on-allekirjoittanut-urakkasopimuksen-lamarin-32-mw-n-aurinkovoimalan-rakentamisesta>
- (SVT 2024) Suomen virallinen tilasto. Energian hankinta ja kulutus. ISSN=1799-795X. Helsinki: Tilastokeskus. Viitattu 4.3.2024. <https://stat.fi/tilasto/ehk>

- (Tawalbeh, Al-Othman, Kafiah et al. 2021) Abdelsalam, E., Alkasrawi, M., Almomani, F., Al-Othman, A., Kafiah, F., & Tawalbeh, M. 2021. Environmental impacts of solar photovoltaic systems: A critical review of recent progress and future outlook. *Science of The Total Environment*. Volume 759. 143528. ISSN 0048-9697. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.143528>. Viitattu 21.1.2024.
(<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0048969720370595>)
- (Timilsina 2021) Timilsina, G. 2021. Are renewable energy technologies cost competitive for electricity generation? *Renewable Energy*. Volume 180. Sivut 658–672. ISSN 0960-1481. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.08.088>. Viitattu 16.1.2024.
(<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148121012568>)
- (Tuulivoimayhdistys 2020) Tuulivoimayhdistys. 2020. Tuulivoimavuosi 2019: Kaikki uudet tuulivoimalat rakennettiin markkinaehtoisesti. Viitattu 21.11.2023.
<https://tuulivoimayhdistys.fi/ajankohtaista/tiedotteet/tuulivoimavuosi-2019-kaikki-uudet-tuulivoimalat-rakennettiin-markkinaehtoisesti>
- (Tuulivoimayhdistys 2024a) Tuulivoimayhdistys. 2024. Tuulivoimalat Suomessa. Viitattu 7.3.2024. <https://tuulivoimayhdistys.fi/tuulivoima-suomessa>
- (Tuulivoimayhdistys 2024b) Tuulivoimayhdistys. 2024. Tietoa tuulivoimasta. Viitattu 6.3.2024. <https://tuulivoimayhdistys.fi/tietoa-tuulivoimasta-2>
- (Työ- ja elinkeino- ministeriö 2022) Työ ja elinkeinoministeriö. 2022. Hiilineutraali Suomi 2035 – kansallinen ilmasto- ja energiastrategia. Viitattu 3.12.2023. <https://julkaisut.valtioneuvosto.fi/handle/10024/164321>

- (Vartiainen et al. 2020) Vartiainen, E., Breyer, C., Masson, G., Moser, D. & Román Medina, E. 2020. Impact of weighted average cost of capital, capital expenditure, and other parameters on future utility-scale PV levelised cost of electricity. *Progress in Photovoltaics*. Volume 28. Sivut 439–453. Viitattu 16.1.2024. <https://doi.org/10.1002/pip.3189>.
- (Vattenfall 2023) Vattenfall. 2023. Fossiilivapaa vety tulee – näin vetytalous muuttaa yhteiskuntaa. Viitattu 24.3.2024. <https://www.vattenfall.fi/fokuksessa/fossiilivapaa/fossiilivapaa-vety/>
- (VSB 2024) VSB Uusiutuva Energia Suomi Oy. 2024. Juurakko, Kalajoki. Viitattu 6.3.2024. <https://www.vsb.energy/fi/fi/hankkeet/juurakko-kalajoki/>
- (VTT 2023) Teknologian tutkimuskeskus VTT Oy. 2023. Ratkaisuja energiamurroksen pullonkauloihin. Viitattu 22.11.2023. https://www.vttresearch.com/fi/ratkaisuja-energiaturroksen-pullonkauloihin?_gl=1*e1ilzk*_ga*MTc0NDk5MjcxNy4xNzAwNjcyMjAy*_ga_FKWS5TTPMD*MTcwMDY3MjIwMi4xLjEuMTcwMDY3MjI0MS4yMS4wLjA.#webform
- (Zappa et al. 2019) Junginger, M., van den Broek, & M. Zappa, W. 2019. Is a 100% renewable European power system feasible by 2050?. *Applied Energy*. Volumes 233–234. Pages 1027-1050. ISSN 0306-2619. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.08.109>. Viitattu 21.1.2024. (<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261918312790>)

LIITE I: Sähkösiirtoverkon verkkokomponenttien investointikustannusarvot

Liitetaulukko 1. Sähkösiirtoverkon verkkokomponenttien investointikustannusarvot

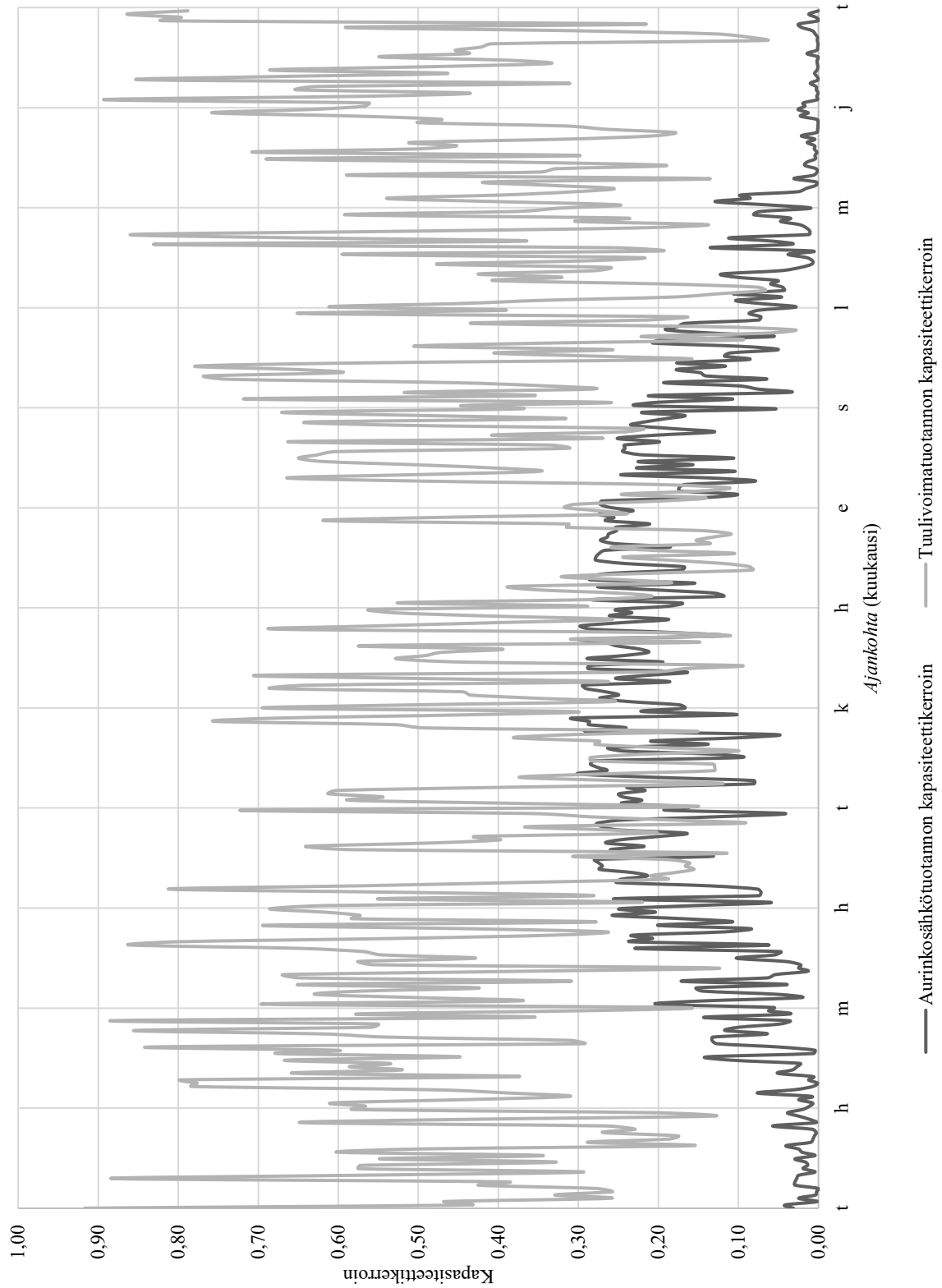
Sähkösiirtoverkon investointikustannusten osa	Yksikköhintaluettelon verkkokomponentti	Suhteellinen investointikustannus
Suurjännitteinen liittymisjohto	110 kV teräsristikopylväsjohto, 1 virtapiiri, 1 osajohdin	356 400 €/km
	110 kV teräsristikopylväsjohto, 1 virtapiiri, 2 osajohdinta	396 000 €/km
	110 kV teräsristikopylväsjohto, 2 virtapiiriä, 1 osajohdin	579 600 €/km
	110 kV teräsristikopylväsjohto, 2 virtapiiriä, 1 osajohdinta	617 400 €/km
Johtoaluekorvaus	Helppo olosuhde, ei asemakaava-alue	16 900 €/km
Johtoerotin	110 kV johtoerotin, ei kauko-ohjattu	31 200 €/kpl
Suurjännitteinen kytkinkenttäkokonaisuus	110 kV kentän muuntajaperustus	66 900 €/kpl
	110 kV 1-kisko ilmaerist. peruskojeisto	83 500 €/kpl
	110 kV ilmaerist. lähtö- tai syöttökenttä	182 300 €/kpl
	110 kV suojaus, aseman osa	36 400 €/kpl
	110 kV suojaus, kentän osa	19 500 €/kpl
Keskijännitteinen kojeistokokonaisuus	20 kV 1-kisko kaasuerist. peruskojeisto	46 600 €/kpl
	20 kV kaasuerist. lähtö- tai syöttökenttä	20 700 €/kpl
	20 kV suojaus, aseman osa	23 700 €/kpl
	20 kV suojaus, kentän osa	8 000 €/kpl
Päämuuntaja	Päämuuntaja 6 MVA	250 800 €/kpl
	Päämuuntaja 10 MVA	261 600 €/kpl
	Päämuuntaja 16 MVA	285 600 €/kpl
	Päämuuntaja 20 MVA	318 900 €/kpl
	Päämuuntaja 25 MVA	351 100 €/kpl
	Päämuuntaja 31,5 MVA	403 300 €/kpl
	Päämuuntaja 40 MVA	455 400 €/kpl
	Päämuuntaja 50 MVA	480 200 €/kpl
	Päämuuntaja 63 MVA	551 200 €/kpl
	Päämuuntaja 80 MVA	644 000 €/kpl
	Päämuuntaja 100 MVA	753 200 €/kpl
Sähköasemarakennus	Haja-asutusalueen sähköasemarakennus	115 000 €/kpl
Liittymismaksu	Johdonvarsiliityntä, alkava 25 MVA	800 000 €/25 MVA

LIITE II: Sähkösiirtoverkon investointikustannusten rakenne

Liitetaulukko 2. Sähkösiirtoverkon investointikustannusten rakenne

Verkkokomponenttien investointikustannus	Siirtokapasiteetti (MVA) sekä verkkokomponenttien määrä										
	6	10	16	20	25	31,5	40	50	63	80	100
TRPJ 1V1O, 0,36 M€/km	2,8	2,8	2,8	2,8							
TRPJ 1V2O, 0,40 M€/km					2,8	2,8	2,8				
TRPJ 2V1O, 0,58 M€/km								2,8	2,8		
TRPJ 2V2O, 0,62 M€/km										2,8	2,8
JAK EA, 16 900 €/km	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
110 kV JE, 31 200 €/kpl	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
KK MP, 66 900 €/kpl	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
110 kV PK, 83 500 €/kpl	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
110 kV K, 182 300 €/kpl	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
110 kV SAO, 36 400 €/kpl	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
110 kV SKO, 19 500 €/kpl	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
20 kV PK, 46 600 €/kpl	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
20 kV K, 20 700 €/kpl	3	3	3	3	5	5	5	7	7	9	9
20 kV SAO, 23 700 €/kpl	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
20 kV SKO, 8 000 €/kpl	3	3	3	3	5	5	5	7	7	9	9
M 6 MVA, 0,25 M€/kpl	1										
M 10 MVA, 0,26 M€/kpl		1									
M 16 MVA, 0,29 M€/kpl			1								
M 20 MVA, 0,32 M€/kpl				1							
M 25 MVA, 0,35 M€/kpl					1						
M 31,5 MVA, 0,4 M€/kpl						1					
M 40 MVA, 0,46 M€/kpl							1				
M 50 MVA, 0,48 M€/kpl								1			
M 63 MVA, 0,55 M€/kpl									1		
M 80 MVA, 0,64 M€/kpl										1	
M 100 MVA, 0,75 M€/kpl											1
SAR HA, 115 000 €/kpl	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
JVL, 800 000 €/kpl	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2
Yhteensä	2,97 M€	2,98 M€	3,01 M€	3,04 M€	3,24 M€	4,10 M€	4,14 M€	4,73 M€	4,80 M€	5,05 M€	5,16 M€

LIITE III: Eri energiantuotantomuotojen kapasiteettikertoimet



Liitekuva 1. Eri energiantuotantomuotojen vuorokausitasoiset kapasiteettikertoimet