LAPPEENRANNAN-LAHDEN TEKNILLINEN YLIOPISTO LUT
LUT School of Energy Systems
Sähkötekniikan koulutusohjelma

Diplomityö

Jesper Elomaa

ENERGIAMURROKSEN VAIKUTUKSET VERKON KÄYTTÖÖN KORVAUSKYTKENTÄTILANTEISSA

Työn tarkastajat: Professori Jukka Lassila
TkT Juha Haakana

Työn ohjaaja: DI Tomi Salovaara

16.11.2025

TIIVISTELMÄ

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

Jesper Elomaa

Energiamurroksen vaikutukset verkon käyttöön korvauskytkentätilanteessa

Diplomityö
2025
100 sivua, 40 kuvaa, 20 taulukkoa ja 4 liitettä

Työn tarkastajat: Professori Jukka Lassila
TkT Juha Haakana
Työn ohjaaja: DI Tomi Salovaara

Hakusanat: Energiamurros, Tuulivoima, Aurinkovoima, Akkuvarasto, Tehovaje

Energiamurros muuttaa energiantuotannon, siirron ja kulutuksen perinteisiä rakenteita ja tuo mukanaan uusia mahdollisuuksia sähköverkon toiminnalle ja käytölle. Uusiutuvien energianlähteiden määrä on kasvanut huomattavasti viime vuosikymmenenä energiamurroksen myötä. Perinteinen keskitetty energiantuotanto korvautuu hajautetuilla ja vaihtelevilla tuotantomuodoilla, mikä lisää tarvetta joustaville sähköverkoille.

Tämä diplomityö keskittyy selvittämään, miten energiamurros vaikuttaa verkon käyttöön korvauskytkentätilanteessa. Työssä selvitetään, pystyisikö tuuli- ja aurinkovoima korvaamaan tehovajeen hetket sähköverkon korvauskytkentätilanteissa. Tämän lisäksi työssä tutkitaan hetket, pystyisikö loput tehovajauksen tunnit täyttämään akulla pilvisinä tai tuulettomina hetkinä.

Tutkimuksen perusteella uusiutuvan energian tuotanto antaa merkittävän tehotuen korvauskytkentätilanteessa. Tehovajeen hetkille tarvitaan myös sähkön varastointiratkaisuja, milloin uusiutuvaa tuotantoa ei ole saatavilla riittävästi.

ABSTRACT

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

Jesper Elomaa

Effects of the energy transition on grid operation under abnormal switching situation

Master's Thesis
2025
100 pages, 40 figures, 20 tables and 4 appendices

Examiners: Professor Jukka Lassila
D.Sc. (Tech.) Juha Haakana
Supervisor: Ms. Sc.(Tech) Tomi Salovaara

Keywords: Energy transition, Wind power, Solar power, Battery storage, Power shortage

The energy transition changes the traditional structures of energy production, transmission and consumption and brings new opportunities for the operation and use of the electricity grid. The number of renewable energy sources has increased significantly in the last decade due to the energy transition. Traditional centralized energy production is being replaced by decentralized and variable forms of production, which increases the need for flexible electricity grids.

This master's thesis focuses on how the energy transition affects grid use in a compensation switching situation. The work investigates whether wind and solar power could compensate for moments of power shortage. In addition, the work investigates whether the remaining hours of power shortage could be filled with batteries during cloudy or windless moments.

Based on the research, renewable energy production provides significant power support in a compensation switching situation. Electricity storage solutions are also needed for moments of power shortages when renewable energy production is not available in sufficient quantities.

ALKUSANAT

Tämä diplomityö on tehty Carunalle aiheesta energiamurroksen vaikutukset verkon käyttöön korvauskytkentätilanteissa. Haluan ensin kiittää työn ohjaajaa Tomi Salovaaraa hänen arvokkaasta panoksestaan työn ohjauksesta sekä neuvoista koko työn ajan. Hänen apunsa on ollut korvaamatonta. Lisäksi haluan kiittää työn tarkastajaa Professori Jukka Lassilaa, hänen ohjauksestaan ja palautteestaan työn aikana. Lisäksi haluan vielä osoittaa kiitokset Carunalle mahdollisuudesta tehdä diplomityöni tästä aiheesta.

Haluan kiittää perhettäni ja ystäviäni heidän tuestaan tämän työn aikana. Heidän tukensa ja kannustuksensa ovat motivoineet jatkamaan eteenpäin. Lopuksi haluan kiittää opiskelukavereitani näistä yhteisistä vuosista. Teidän ansiostanne opiskeluaikani on ollut mahtava ja ainutlaatuinen kokemus, jota tulen muistelemaan lämmöllä vielä vuosien päästä.

Toivon, että tämä diplomityö tarjoaa uutta näkemystä verkon käyttöön korvauskytkentätilanteissa ja voi toimia lähtökohtana mahdollisille jatkotutkimuksille aiheen parissa.

SISÄLLYSLUETTELO

KÄYTETYT MERKINNÄT JA LYHENTEET ... 8
1 JOHDANTO ... 10
1.1 Työn tavoitteet ... 11
1.2 Työn rajaus ... 11
1.3 Työn rakenne ... 11
2 ENERGIAMURROS ... 13
2.1 Energiamurros maailmalla ... 13
2.2 Energiamurros Suomessa ... 14
2.3 Sähköverkot ja energiamurros ... 14
2.4 Akut jakeluverkossa ... 16
2.4.1 Huippukuormien tasaus ... 17
2.4.2 Jännitteen säätö ... 18
2.4.3 Akkuvarastot reservimarkkinoilla ... 18
2.4.4 Akkuvarastot verkkoyhtiön tarpeisiin ... 19
2.4.5 Akkuvaraston mitoitus ... 20
2.5 Sähkökattilat ... 20
2.6 Liikenteen sähköistyminen ... 21
2.6.1 Sähköautojen lataus ... 22
2.6.2 Kaksisuuntainen lataus ... 23
2.7 Tuulivoima ... 23
2.7.1 Tuulivoimantuotannon vaihtelu ... 24
2.7.2 Tuulivoiman säädettävyys verkossa ... 25
2.8 Aurinkovoima ... 26
2.8.1 Aurinkovoimantuotannon vaihtelu ... 27
2.8.2 Aurinkovoiman säädettävyys verkossa ... 28
2.9 Tuotantolaitosten yhteistoiminta ... 29
3 SÄHKÖISET LASKENTAPERUSTEET ... 32
3.1 Jännitteenalenema ... 32
3.2 Oikosulkuvirta ... 32
3.3 Maasulkuvirrat ... 33
3.4 Tehonjako ... 34

4 VERKON NYKYTILA ... 35
4.1 Tarkasteltava verkko ... 35
4.2 Korvauskytkentätilanne ... 37
4.3 Tehonjakotulokset ... 38
4.3.1 Tehonjakolaskenta johtolähdöille ... 38
4.3.2 Sähköasemien korvaustarkastelu ... 41
5 LASKENTAMENETELMÄ TEHOVAJEEN KATTAVUUDEN ARVIOIMISEKSI ... 44
5.1 Tehovaje laskenta ... 44
5.2 Tuulivoiman tehotuen laskenta ... 48
5.3 Aurinkovoiman tehotuen laskenta ... 49
5.4 Akun vaikutukset tehovajeen hetkiin ... 50
5.4.1 Akkujen laskenta liiketoiminnan kannalta ... 51
5.4.2 Akkujen laskenta korvauskytkentätilanteen kannalta ... 51
6 TULOKSET ... 52
6.1 Tehovaje ... 52
6.1.1 Pörssisähkön vaikutus sähkönkulutukseen ... 57
6.1.2 Sähköautojen tehovaikutukset ... 59
6.2 Tuulivoiman vaikutukset tehovajeen hetkiin ... 59
6.2.1 Vuosien välinen vaihtelu ... 61
6.2.2 Kausivaihtelu ... 63
6.2.3 Päivittäinen vaihtelu ... 65
6.3 Aurinkovoiman vaikutukset tehovajeen hetkiin ... 67
6.3.1 Kausivaihtelu ... 68
6.3.2 Päivittäinen vaihtelu ... 70
6.4 Akut analysointi ... 72
6.4.1 Akut liiketoiminnan näkökulmasta ... 72
6.4.2 Akut korvauskytkentätilanteen näkökulmasta ... 74
6.5 Vuoden heikoin tehotilanne ... 75
6.5.1 Uusiutuvan energian tuotannon vaikutus ... 76
6.5.2 Akun vaikutus ... 77
6.6 Uusiutuvan energian tuotannon ja akun vaikutus energiavajeen kattavuuteen 78
6.6.1 Energiavajeen kompensointi eri kokoluokan tuulipuistoilla ... 79

6.6.2 Tuulipuiston ja akun yhteisvaikutus energiavajeen kattavuuteen 83
6.7 Tuulipuiston ja akun mitoitus energiavajeen kompensoinnin näkökulmasta ... 85
6.8 Johtopäätökset 88
7 YHTEENVETO 91
LÄHDELUETTELO 93
LIITTEET 99

LIITE I: Sähköasema 5 johtolähtöjen tehonjakotulokset vuodelta 2024 tammikuulta.
LIITE I: Sähköasema 6 johtolähtöjen tehonjakotulokset vuodelta 2024 tammikuulta.
LIITE III: Maaliskuun energiavajeen hetkistä korvattu tehovajeen määrä eri kokoisilla tuulipuistoilla ja 20 MWh akku lisättynä.
LIITE IV: Joulukuun energiavajeen hetkistä korvattu tehovajeen määrä eri kokoisilla tuulipuistoilla ja 20 MWh akku lisättynä.

KÄYTETYT MERKINNÄT JA LYHENTEET

Symbolit

A	Pinta-ala
C	Maakapasitanssi
CF	Kapasiteettikerroin
E	Energia
G	Paneelipinta-alalle saapuva säteilymäärä
I	Virta
K	Suhdeluku
η	Hyötysuhde
φ	Tehokulma
p	Ilman tiheys
P	Teho
R	Resistanssi
u	Tuulen nopeus
U	Jännite
X	Reaktanssi
Z	Impedanssi

Alaindeksit

c_p	Tehokerroin
I_{k2}	Kaksivaiheinen vikavirta
I_{k3}	Kolmivaiheinen vikavirta
P_n	Tuulipuiston nimellisteho
R_f	Vika resistanssi
S_n	Nimellisteho
U_h	Jännitteenalenema
$U_{h\%}$	Prosentuaalinen jännitteenalenema
U_v	Vaihejännite
Z_f	Vika impedanssi
Z_I	Verkon impedanssi

Lyhenteet

FCR-D	Taajuusohjattu häiriöreservi

FCR-N	Taajuusohjattu käyttöreservi
MPPT	Maximum Power Point Tracking
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
V2G	Vehicle-to-Grid
YK	Yhdistyneet kansakunnat

1 JOHDANTO

Suomessa tällä hetkellä käynnissä olevalla energiamurroksella on merkittävät vaikutukset sähköverkkojen toimintaan. Tämä muuttaa sähkön tuotannon, siirron ja kulutuksen perinteisiä rakenteita ja tuo mukanaan uusia mahdollisuuksia verkon käytölle. Perinteinen keskitetty energiantuotanto korvataan hajautetuilla ja vaihtelevilla tuotantomuodoilla, mikä lisää tarvetta joustaville sähköverkoille. Sähköverkkojen rooli yhteiskunnassa korostuu entisestään, sillä ne mahdollistavat energiamurroksen.

Energiamurroksen aikana fossiilisista polttoaineista on siirrytty uusiutuvien energianlähteiden käyttöön ja niiden määrä on kasvanut huomattavasti viime vuosikymmenenä. Uusiutuvan energian tuotanto on sääriippuvaista, mikä aiheuttaa tuotannon vaihteluita, ja sen takia verkkoon tarvitaan sähkön varastointiratkaisuja tuulettomien ja pilvisten päivien varalle. Myös sähköautot yleistyvät liikenteen sähköistyessä ja lämmityksen sähköistyminen tuo mukanaan sähkökattiloita verkkoon. Haasteet verkon käyttötoiminnalle näkyvät jo ja tulevaisuudessa muutokset tulevat näkymään entisestään sähkön kysynnän kasvaessa. Energiamurros asettaa sähköverkolle uusia vaatimuksia, jotka vaikuttavat verkon käyttöön.

Työssä energiamurrosta käsitellään verkon käytön näkökulmasta korvauskytkentätilanteessa. Yleisesti on ajateltu, että tuotantolaitoksista ei olisi apua korvauskytkentätilanteissa, sillä aina tulee tilanteita, kun ei tuule tai on pilvisiä päiviä ja korvaustilanteessa tehonjaon reunaehtojen pitää kuitenkin täyttyä joka hetkellä. Työssä tutkitaan, milloin kuitenkin olisi mahdollista kompensoida tehovajeen hetket uusiutuvan energian tuotannolla. Tämän jälkeen tutkittavalle alueelle lisätään akkuvarasto, joka alhaisen kulutuksen hetkillä lataa ja purkaantuu, kun korvauskytkennässä kaikkea tehoa ei pystytä korvaamaan uusiutuvan energian tuotannolla. Tutkitaan akun hyödyntämistä jakeluverkossa tasapainottamaan tuotannon ja kulutuksen vaihteluita.

Tilannetta tarkastellaan Carunan verkossa yksittäisen 110 kV johdon korvauskytkentätilanteen avulla. Johdon keskeytysjärjestelyt ovat haastavat, sillä se vaatii kahden sähköaseman korvauksen. 110 kV johdon korvauskytkentää ei pystytä toteuttamaan kaikkina kuukausina tehonjaon reunaehtojen puitteissa, mikä tarkoittaisi, että vian sattuessa jäisi hetkiä, milloin alueen kaikkea tehoa ei pystyttäisi kompensoimaan. Alueella on entuudestaan tuulivoimala sekä Carunan verkosta löytyy aurinkopuisto tämän tutkimuksen

tarkasteluun, mikä skaalataan vastaamaan alueen tuulipuiston nimellistehoa. Akun laskennassa katsotaan ensin, miten liiketoiminnan kannalta sopiva akku toimii tilanteessa ja tämän jälkeen mitoitetaan akku korvauskytkentätilanteen kannalta sopivaksi.

1.1 Työn tavoitteet

Työn tarkoituksena on selvittää, miten energiamurros vaikuttaa verkon käyttöön sekä miten uusiutuvia tuotantomuotoja voitaisiin hyödyntää korvauskytkentätilanteissa tulevaisuudessa. Yleisesti on ajateltu, ettei tuotantolaitoksista ole apua korvauskytkentätilanteissa, sillä aina tulee tilanteita, kun ei tuule tai paista. Työssä halutaan selvittää ajankohdat, milloin se kuitenkin olisi mahdollista. Työssä tullaan tarkastelemaan energiamurroksen mukana lisääntyviä tuotantomuotoja ja varastointiratkaisuja sekä niiden toimintaa yhdessä. Tutkitaan, miten eri tekijöiden sähköistyminen tulee vaikuttamaan sähkön kulutukseen ja mitä tehovaikutuksia sillä on verkossa. Tämän työn tutkimuskysymykset ovat:

- Miten energiamurros vaikuttaa sähköverkon toimintaan?
- Kuinka paljon tehotukea tuulivoima pystyisi antamaan sähköverkon korvauskytkentätilanteessa?
- Kuinka paljon tehotukea tuulivoima yhdessä aurinkovoiman kanssa pystyisi antamaan sähköverkon korvauskytkentätilanteessa?
- Pystyisikö tehovajauksen tunnit täyttämään akulla pilvisinä tai tuulettomina hetkinä?

1.2 Työn rajaus

Tässä diplomityössä keskitytään energiamurroksen vaikutuksiin verkon käytön kannalta. Tutkitaan, miten sähköverkkojen toiminta muuttuu sekä miten uusiutuvat tuotantomuodot vaikuttavat verkon käyttöön. Havainnollistetaan Carunan verkon yksittäisen 110 kV johdon korvauskytkentätilanteen avulla energiamurroksen vaikutuksia. Korvauskytkentätilanteen avulla tuodaan ilmi, miten uusiutuvien tuotantomuotojen lisääntyminen voisi näkyä verkon kuormituksen hallinnassa.

1.3 Työn rakenne

Työn alussa tehdään kirjallisuuskatsaus, jossa tarkastellaan energiamurroksen vaikutuksia verkon käyttöön. Käydään läpi, miten verkon uusiutuvat tuotantomuodot kuten tuuli- ja aurinkovoima vaikuttavat verkon käyttöön sekä miten niiden tuotanto vaihtelee. Selvitetään

myös, miten akut voisivat toimia jakeluverkossa tehovajeen hetkillä. Kirjallisuuskatsauksen jälkeen käydään läpi taustoitusta korvauskytkentätilanteesta Carunan verkossa. Taustoituksessa muodostetaan kuva verkon nykytilanteesta, miten korvauskytkentätilanne toteutetaan, ja miksi tilanne on haastava. Korvauskytkentätilanteessa tutkitaan, miten paljon tuuli- sekä aurinkopuistot pystyisivät kompensoimaan korvauskytkentätilanteen tehosta vuoden eri aikoina. Selvitetään myös niiden mahdollinen tehotuki tilanteissa, joissa kaikkea tehoa ei pystytä korvaamaan Tämän jälkeen liitetään verkkoon akut ja tutkitaan niiden vaikutusta. Tuloksien lopussa selvitetään, kuinka iso tuulipuisto tarvittaisiin alueelle, jotta se pystyisi kattamaan suurimman osan tehovajeen hetkistä. Tutkitaan tätä myös liittämällä akku skenaarioon mukaan. Lopussa tehdään johtopäätökset aikaisempien havaintojen pohjalta.

2 ENERGIAMURROS

Suomessa on käynnissä historiallinen energiamurros, jossa fossiiliset polttoaineet korvataan uusiutuvilla energialähteillä. Uusiutuvien energianlähteiden hyödyntäminen lisääntyy nopeasti. Sähköverkot ovat keskeisessä roolissa energiamurroksen mahdollistamisessa. Energiamurros vaikuttaa myös verkon käyttötoimintaan ja siihen liittyy teknisiä sekä taloudellisia vaatimuksia. Seuraavien vuosien aikana verkon kuormitus tulee kasvamaan liikenteen, teollisuuden ja lämmityksen sähköistyessä. Käyttötoiminnan on pystyttävä vastaamaan sähkön kysynnän kasvuun. Tämä luku käsittelee energiamurrosta ja kerrotaan energianmurroksen taustoista sekä muutostekijöistä.

2.1 Energiamurros maailmalla

Hiilineutraaliin yhteiskuntaan siirtyminen on välttämätöntä ilmastonmuutoksen hillitsemiseksi. Energiamurros tarkoittaa siirtymistä fossiilivapaaseen ja hiilineutraaliin energiantuotantoon, jossa fossiiliset polttoaineet korvataan uusiutuvilla tuotantomuodoilla. Yhteiskunnan sähköistymisen tavoitteena on parantaa energiankäytön kokonaishyötysuhdetta ja tämä tarkoittaa sitä, että luovutaan polttoaineiden polttamisesta ajoneuvojen moottoreissa ja energiantuotannossa. Tämä kehitys tulee johtamaan globaalin sähkönkäytön suureen kasvuun tulevina vuosina. Energiamurroksen tavoitteena on myös vähentää hukkaenergiaa ja keskittyä energiatehokkuuteen. Tällä hukkaenergialla tarkoitetaan sitä energiaa, joka menetetään hyödyttömästi prosessissa tai laitteessa eikä sitä voida käyttää varsinaiseen tarkoitukseen. Se syntyy esimerkiksi lämmön muodossa energiantuotannon, siirron tai käytön aikana. Taloudellista toimintaa on lisättävä ja päästöjä vähennettävä. Nykyiset trendit osoittavat, että energiatehokkuuden globaali edistyminen ei ole riittävää kansainvälisten ilmastotavoitteiden saavuttamiseksi. (Lachal, 2019, s.9)

Kansainväliset ilmastotavoitteet ovat keskeinen tekijä energiamurroksen taustalla. Niiden tarkoituksena on hillitä ilmastonmuutosta, vähentää kasvihuonekaasupäästöjä ja edistää energiamurrosta kohti uudenlaista energiajärjestelmää. Pariisin ilmastosopimus on kansainvälinen ja oikeudellisesti sitova sopimus ilmastonmuutoksesta. Sopimuksen tavoitteena on pitää maapallon keskilämpötilan nousu selvästi alle kahdessa asteessa ja aloittaa toimenpiteet, jolla ilmaston lämpeneminen saataisiin rajattua alle 1,5 asteen. Sopimuksessa on asetettu pitkän aikavälin tavoite ilmastonmuutokseen sopeutumiselle päästövähennyksien lisäksi. Tavoitteena on myös sovittaa kassavirrat kohti vähähiilistä ja

ilmastokestävää kehitystä. Sopimus edellyttää fossiilisten polttoaineiden vähentämistä ja uusiutuvien energialähteiden osuuden kasvattamista energiantuotannossa. (Ympäristöministeriö, 2023)

YK:n kestävän kehityksen tavoitteissa pyritään kestävään kehitykseen ihmisten hyvinvoinnin, talouden ja ympäristön kannalta. Varmistetaan edullinen, luotettava, kestävä ja uudenaikainen energia kaikille (Ulkoministeriö, 2023). Tämä tavoite sisältää energiatehokkuuden parantamisen, nykyaikaisen energiateknologian käyttöönoton sekä uusiutuvan energian osuuden kasvattamisen fossiilisiin polttoaineisiin nähden. Edellä mainitut ilmastotavoitteet luovat vahvan perustan energiamurrokselle. Ne ohjaavat kansallisia toimia kohti kestävää ja vähäpäästöistä tulevaisuutta.

2.2 Energiamurros Suomessa

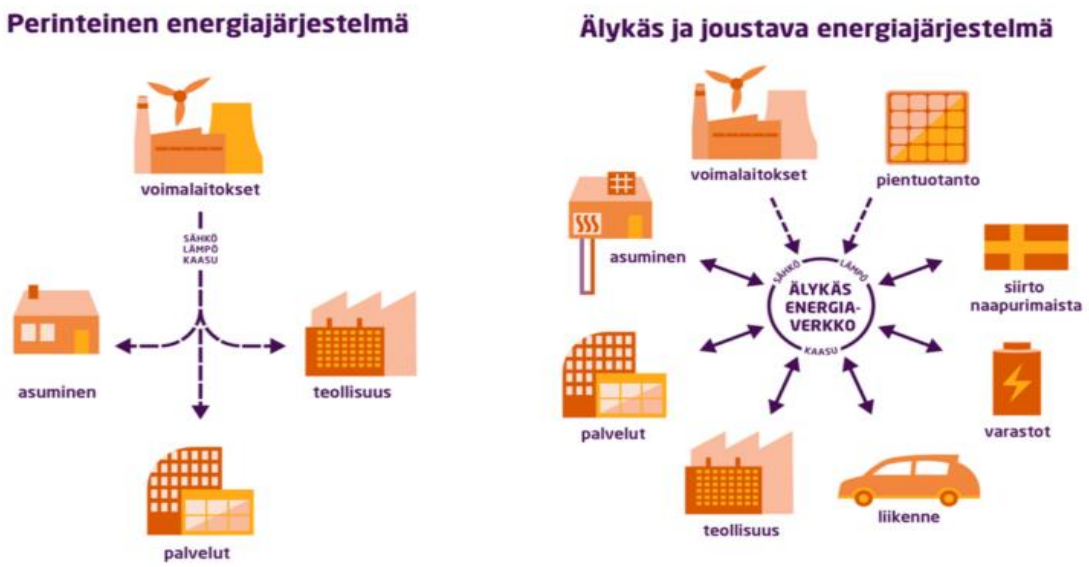
Suomen hallituksen tavoitteena on saavuttaa hiilineutraali Suomi vuoteen 2035 mennessä ja tämän jälkeen toimia hiilinegatiivisena yhteiskuntana. Tämä tarkoittaa sitä, että hiilinieluista ja kasvihuonekaasuista aiheutuvat päästöjen väheneminen tulee olla samalla tasolla vuonna 2035. Tämä vaatii johdonmukaista toimintaa ja kaikkien osapuolten osallistumista. Hallituksen ohjelman mukaan myös lämmön ja sähkön tuotannon tulee olla lähes päästötöntä 2030-luvun loppuun mennessä. Sähkön toimitus- ja huoltovarmuudesta linjataan kantaverkon luotettavuuden säilyminen korkealla tasolla kansainvälisesti. Sähköverkkojen luotettava toiminta on edellytys sähkön saannin turvaamiselle normaalioloissa sekä vikatilanteessakin. Yhteiskunnan sähköistyessä sähköverkkojen rooli tulee kasvamaan ja huoltovarmuuden merkitys muuttuu entistä tärkeämmäksi. Uusiutuvien energianlähteiden kysyntä tulee kasvamaan tulevaisuudessa lämmityksen, teollisuuden sekä liikenteen sähköistyessä. Aurinko- ja tuulivoiman lisääntyessä energiavarastojen merkitys korostuu, jotta tuotettu energia voitaisiin varastoida. Varautumisjärjestelyt tulee muuttumaan sähköntuotantorakenteen muuttuessa. (Työ- ja elinkeinoministeriö, 2022)

2.3 Sähköverkot ja energiamurros

Sähköverkot muodostavat sähköjärjestelmän selkärangan ja toimittavat sähköä muun muassa koteihin, tehtaisiin, toimistoihin ja sairaaloihin. Uusien teknologioiden kuten sähköautojen käyttöönotto tarkoittaa sitä, että sähkön kulutus laajenee alueille, joita aikaisemmin ovat hallinneet fossiiliset polttoaineet. Verkon vaatimukset tulevat lisääntymään ja sähköverkkojen merkitys korostuu. Uusiutuvan energian hankkeita tulee

nopeaan tahtia lisää ja niiden toteutukseen tarvitaan lisää toimivia sähköverkkoja sekä energianvarastointi ratkaisuja. Verkkojen tulee toimia uusilla tavoilla sekä hyödynnettävä uusiutuvaa energiaa. Verkkojen on myös pystyttävä pysymään sähkön kysynnän ja tarjonnan nopeiden muutosten tahdissa. Verkkoinvestointien viivästyminen lisäisi huomattavasti maailmanlaajuisia hiilidioksidipäästöjä ja tämä hidastaisi tavoitteisiin pääsemistä. Verkon suunnittelu on pystyttävä suunnittelemaan pitkälle aikavälille ja se vaatii sitoutumista verkon kehittämiseen. Sähköverkot mahdollistavat kaksisuuntaisen siirron uusien teknologioiden kytkeytymisen sähköjärjestelmään. Hajautetun tuotannon yleistyessä sähkön on liikuttuva entistä laajemmin. Yksityiset sähköntuottajat voivat myydä ylijäämäsähköään valtakunnalliseen verkkoon. (IEA, 2023)

Energiajärjestelmä on kokonaisuus, joka käsittää energian tuotannon, siirron, jakelun, varastoinnin ja kulutuksen. Sen tarkoituksena on varmistaa, että energiaa on riittävästi ja luotettavasti saatavilla kaikille käyttäjille. Tulevaisuudessa sekä yritykset että kuluttajat toimivat yhä enemmän energian tuottajina, varastoijina ja myyjinä. Kauppakeskukset hyödyntävät jo tuottamaansa energiaa, ja kotitaloudet voivat osallistua energiakauppaan esimerkiksi asentamalla aurinkopaneeleita. Lisäksi asiakas voi myydä ylijäämälämpöä esimerkiksi kaukolämpöyhtiöille. Tämä hajautettu energianhallinta vahvistaa yksilöiden ja yritysten roolia osana energiajärjestelmää. (Energia, 2024) Kuva 2.1 havainnollistaa energiajärjestelmän muutosta.



Kuva 2.1. Energiamurroksen mukanaan tuomat muutokset energiajärjestelmässä. Kuvassa on kuvattuna perinteinen energia järjestelmä sekä älykäs ja joustava energiajärjestelmä. (Energia, 2024)

Kuvan 2.1 vasemmalle puolella perinteinen energiajärjestelmä kuvaa tilannetta ennen energiamurrosta ja oikealla puolella älykäs ja joustava energiajärjestelmä kuvaa nykypäivän tilannetta. Tämä havainnollistaa, miten energiajärjestelmä muuttuu energiamurroksen myötä. Aikaisemmin verkko on toiminut yksisuuntaisesti eli sähkö on tuotettu voimalaitoksissa ja siirretty eteenpäin teollisuuteen, palveluihin ja asumiseen. Perinteisesti sähkö saadaan liittymiskaapelista, mutta kaksisuuntaisessa verkossa sähköä voidaan syöttää kiinteistöön esimerkiksi akuista. Kaksisuuntaiset sähköverkot antavat asiakkaille mahdollisuuden osallistua aktiivisesti energiajärjestelmän kehittämiseen ja tukevat kestävää energiatulevaisuutta. Investoinnit sähköverkon vahvistamiseen mahdollistavat liikenteen-, lämmityksen- sekä teollisuuden sähköistymisen. Lisäksi ne tarjoavat edellytykset, että yhä useammat toimijat eri puolilla Suomea voivat tuottaa sähköä ja liittyä osaksi energiajärjestelmää.

Suomessa energiantuotantolaitoksia sekä sähkö- ja kaukolämpöverkkoja uudistetaan ja ylläpidetään jatkuvasti, mikä takaa niiden luotettavuuden sekä vähäiset katkot ja häiriöt. Energiaratkaisuja ohjaavat vahvasti ilmasto- ja ympäristöpoliittiset tavoitteet, ja suomalaisen energiateollisuuden päämääränä on saavuttaa mahdollisimman kestävä ja vähäpäästöinen energiantuotanto. (Energia, 2024)

Uusiutuva energia tarjoaa ratkaisuja kestävään energiantuotantoon, mikä auttaa kehittämään järjestelmiä sekä palveluja, joilla tuetaan globaaleja ilmasto- ja hiilineutraaliustavoitteita. Lähivuosina sähkön tuotantoa on lisättävä voimakkaasti kasvavan kysynnän vuoksi. Vaihteleva uusiutuva energia edellyttää joustoa kysynnässä ja tuotannossa. Aikaisemmin sähköntuotantoa voitiin säätää kulutuksen tarpeisiin, mutta tulevaisuudessa suuriosa tuotannosta vaihtelee sään mukaan. Uusiutuvan tuotannon heikko säädettävyys ja huonompi ennustettavuus aiheuttavat sähköjärjestelmän tasapainotukselle haasteita. (Caruna, 2024)

2.4 Akut jakeluverkossa

Akut ovat keskeinen teknologia energiamurroksessa, sillä ne mahdollistavat uusiutuvan energian liittämisen, sähköverkon tasapainon ylläpitämisen ja sähköjärjestelmän joustavuuden parantamisen. Tuulivoiman tuotanto on suurimmillaan tuulisina öinä, jolloin kulutus on usein alhaisempaa, kun taas aurinkovoima tuottaa sähköä vain päiväsaikaan ja sen tuotanto vaihtelee pilvisyyden ja vuodenajan mukaan. Tämä vaihtelevuus voi aiheuttaa merkittäviä haasteita sähköverkon tasapainottamiselle, sillä tuotanto ei välttämättä vastaa

reaaliaikaista kysyntää. Akut ratkaisevat tämän ongelman varastoimalla energiaa silloin, kun tuotanto ylittää kulutuksen ja purkamalla sitä hetkinä, milloin uusiutuvaa tuotantoa ei ole saatavilla. Tämä varastointikyky on erityisen tärkeää, kun uusiutuvien energialähteiden osuus sähköntuotannosta kasvaa. (Kittner, 2017)

2.4.1 Huippukuormien tasaus

Jakeluverkoissa siirrettävä teho vaihtelee merkittävästi vuorokaudenajan, viikonpäivän ja vuodenajan mukaan. Jakeluverkkoyhtiön näkökulmasta tämä kuormituksen vaihtelu aiheuttaa haasteita verkon mitoituksessa ja tehokkaassa käytössä. Verkon komponentit, täytyy mitoittaa kestämään verkon korkeinta hetkellistä kuormitusta, vaikka kyseinen huipputehotilanne saattaa esiintyä vain harvoin. Tämä johtaa usein siihen, että verkon kapasiteetti on pitkälti vajaakäytössä. Sähköverkon näkökulmasta ihanteellista olisi, jos kuormitus olisi mahdollisimman tasaista. Akut mahdollistavat kuormituksen tasaamisen siten, että ne latautuvat silloin, kun kulutus on vähäistä, ja purkavat energiaa takaisin verkkoon kulutuspiikkien aikana. Tämän avulla voidaan tasoittaa hetkellisiä huippukuormia ja vähentää verkon ylikuormitustilanteita. (Caruna, 2022)

Akkuvarastojen tehokas toiminta sähkön kulutushuippujen aikana edellyttää huolellista lataus- ja purkuprosessien hallintaa sekä varaustilan seurantaa. Kriittisinä hetkinä akut eivät pysty syöttämään tarvittavaa energiaa verkkoon varaustilan ollessa alhainen. Tämä heikentää järjestelmän luotettavuutta. Akkujen käyttöiän ja suorituskyvyn kannalta keskeinen tekijä on tehokas varaustilan hallinta, mikä mahdollistaa energian purkamisen ja lataamisen otollisina aikoina. Tämä vähentää huippukuormituksen vaikutuksia ja parantaa järjestelmän kykyä vastata kysynnän vaihteluihin. Älykäs latausstrategia vähentää tarpeetonta akkujen latausta sekä purkausta ja ottaa huomioon energiankulutuksen sekä sääennusteet. (Chen, 2020).

Tulevaisuudessa jakeluverkon kapasiteetti ei välttämättä riitä alueilla, joilla sähkönkulutuksen ennustetaan kasvavan merkittävästi. Yleensä tällaisiin haasteisiin on vastattu verkon vahvistamisella, mikä vaatii huomattavia investointeja. Akkujen käyttöönotto tarjoaa joustavan ratkaisun näihin ongelmiin mahdollistamalla verkon kuormituksen hallinnan ilman välitöntä tarvetta laajalle verkon vahvistukselle, mikä puolestaan vähentää investointitarvetta. Tämä parantaa kustannustehokkuutta ja toimitusvarmuutta. (Chen, 2020)

2.4.2 Jännitteen säätö

Akkujen tehtävä jakeluverkossa on myös auttaa jännitteen säädössä. Verkossa voi esiintyä jännitteenalenemaa ja siihen vaikuttaa voimalaitoksen ja asiakkaiden välisen verkon impedanssi sekä verkossa siirrettävä teho. Akku rajoittaa paikallisesti verkossa siirrettävää tehoa tasaamalla esimerkiksi asiakkaan liittymispisteessä kuormitusta, jolloin siirrettävä huipputeho pienenee. Eniten jännitteenalenemaa esiintyy juuri huipputehojen aikana. (Vauhkonen, 2019)

Jännitteenalenema on ongelmana jakeluverkossa, mutta uusiutuva energia aiheuttaa päinvastaisen ongelman eli jännitteen nousun. Akkuvarastot voivat vähentää huomattavasti jännitteen nousua, mitä jakeluverkossa esiintyy toimimalla ikään kuin vaimentimina sähköverkon ja tuotantolaitoksen välillä. Ne tasoittavat verkkoon syötetyn pätötehon määrää, mikä auttaa sovittamaan tuotannon paremmin yhteen kulutuksen kanssa sekä vähentää samalla sähköjärjestelmän tasapainottamistarvetta. Akkuvarastoista saatava hyöty riippuu erityisesti käytettävissä olevasta lataus- ja purkaustehosta, verkon vahvuudesta sekä varaston sijainnista tuotantolaitoksesta. Erityisesti heikkoihin verkkoihin liitettyjen voimaloiden yhteydessä sähkövarastot voivat tarjota huomattavia etuja. Optimaalisen hyödyn saavuttamiseksi akkuvarasto on suositeltavaa sijoittaa mahdollisimman lähelle voimalaitosta, mitoittaa riittävän suureksi ja ohjata sen lataus- ja purkuprosessit vastaamaan sen hetkistä tilannetta verkossa. (Vauhkonen, 2019)

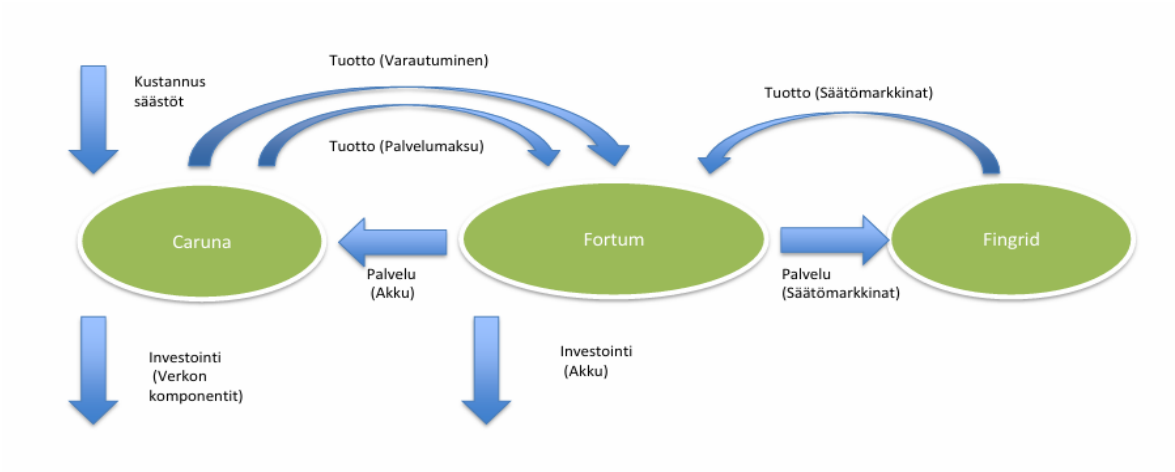
2.4.3 Akkuvarastot reservimarkkinoilla

Akut voivat toimia reservimarkkinoilla. Markkinatoimijat kuten Fortum voivat omistaa ja operoida akkuja, jotka tarjoavat reservikapasiteettia Fingridin hyväksymien ehtojen mukaisesti. Sähkön reservimarkkinat varmistavat, että sähköverkossa on tarpeeksi kapasiteettia mahdollisten häiriöiden, ylikuormien tai tuotannon vaihteluiden varalta. Kulutuksen lisääntyessä ne purkavat energiaa verkkoon ja tuotannon lisääntyessä ne varastoivat ylijäämän tehon. Tällä tavalla akkuvarastot pystyvät reagoimaan kulutuksen ja tuotannon vaihteluihin ja ylläpitämään verkon tasapainoa. Akkuvarastot soveltuvat teknisten ominaisuuksiensa vuoksi erityisen hyvin reservimarkkinoihin. Ne sopivat erityisesti taajuuden tasapainottamisen reservituotteisiin kuten, taajuusohjattuun käyttöreserviin (FCR-N) ja taajuusohjattuun häiriöreserviin (FCR-D), koska ne tarjoavat korkean hyötysuhteen, tarkan ohjauksen sekä nopean tehonsäädön. Nämä vaativat jatkuvaa tehon säätöä

sähköverkon taajuuden mukaisesti ja nopeaa vastekykyä äkillisiin taajuuden vaihteluihin, mihin akut pystyvät vastaamaan nopeasti muutamien sekuntien kuluessa. (Laukkanen, 2023)

2.4.4 Akkuvarastot verkkoyhtiön tarpeisiin

Sähkömarkkinalain mukaan verkkoyhtiö ei voi osallistua sähkön tuotantoon tai myyntiin, eikä siten myöskään toimia markkinaosapuolena reservimarkkinoilla. Verkkoyhtiön omistaessa akun se voisi käyttää sitä ainoastaan verkon toimitusvarmuuden parantamiseen. Kuvasta 2.2 nähdään, miten akkuja voitaisiin käyttää verkkoyhtiön tarpeisiin markkinaehtoisesti.



Kuva. 2.2. Akku konseptin markkinamalli. (Ramos, 2021, muokattu)

Kuvan toimintamalli on esimerkki siitä, miten akkuvarastot voivat tulevaisuudessa toimia jakeluverkkoyhtiöiden strategisena resurssina toimitusvarmuuden ylläpitämisessä ja verkonhallinnan tehostamisessa. Samalla ne voivat integroitua osaksi sähkömarkkinoita ja tukea energiajärjestelmän kokonaisvaltaista joustavuutta. Kun akkua ei tarvita Carunan tarpeisiin, niin Fortum hyödyntää sitä osallistumalla reservimarkkinoille, kuten Fingridin taajuusohjattuun käyttöreserviin (FCR). Tällä tavalla voidaan mahdollistaa akkukapasiteetin taloudellisesti kannattavan käytön. Caruna ostaa akkuun liittyvät palvelut Fortumilta, jolloin se hyödyntää akkuvarastoa sääntelyn puitteissa ilman, että toimii itse markkinaosapuolena. (Lieskoski, 2024)

Verkkoyhtiö toimii yhteistyössä kaupallisen markkinatoimijan kanssa tässä tapauksessa Fortumin kanssa. Kuvan mallissa verkkoyhtiö omistaisi akkuvaraston, mutta markkinaoperaattori hallinnoisi sen osallistumista reservimarkkinoille. Vikatilanteessa tai

muussa tarpeessa hallintaoikeus voitaisiin hetkellisesti siirtää verkkoyhtiölle, jolloin akku toimisi toimitusvarmuutta turvaavana elementtinä. (Lieskoski, 2024), (Ramos, 2021)

Esimerkkinä akkujen hyödyntämisestä jakeluverkon toimitusvarmuuden parantamisessa on Carunan ja Fortumin yhteistyöhanke Inkoossa. Siellä merikontin kokoinen 1 MW / 1 MWh akku on liitettynä Carunan keskijänniteverkkoon ja sen tehtävänä on palvella paikallisia ja markkinaehtoisia tarpeita. Akkua käytetään ensisijaisesti reservimarkkinoilla, mutta myös Degerbyn alueen sähkönjakelun varmuuden parantamiseen. Se pystyy ylläpitämään sähkönsyöttöä noin 300 taloudelle 4–5 tunnin ajan sähköverkon häiriöiden tai huoltotöiden aikana. Tällä pystytään lyhentämään sähkökatkosten kestoa ja parantaa asiakaskokemusta erityisesti harvaan asutuilla alueilla. (Lieskoski, 2024)

2.4.5 Akkuvaraston mitoitus

Akkuvaraston mitoituksessa on jakeluverkon näkökulmasta tärkeää ymmärtää alueen nykyinen ja tuleva tehon tarve. Tarkka tehon tarpeen arviointi auttaa määrittämään akkuvaraston koon ja kapasiteetin, jotta se pystyy tehokkaasti vastaamaan kysyntään. Suomessa on tällä hetkellä paras kannattavuus yhden tunnin akussa, koska liiketoiminnan kassavirrat perustuvat pääasiassa reservimarkkinoiden tuottoihin, jossa ei kapasiteeteilla ole niin suurta merkitystä (Olana Energy, 2025).

2.5 Sähkökattilat

Sähkökattilat ovat laitteita, jotka muuttavat sähköenergian lämmöksi veden tai muun lämmönsiirtoaineen lämmittämiseen. Sähkökattilan vesisäiliö toimii kuumavesivaraajana, josta lämpö johdetaan kaukolämpöverkkoon. Niitä käytetään teollisuudessa, lämmitysratkaisuissa ja erityisesti kaukolämmön tuotannossa. Sähkökattilat ovat tehokas sekä yksinkertainen tapa hyödyntää sähköä lämpöenergian tuottamiseen. Niiden käyttö lisää energiajärjestelmän tehokkuutta ja auttaa vähentämään riippuvuutta fossiilisista polttoaineista. Sähkökattilan tuottamaa lämpöä voidaan varastoida lämpöakkujen avulla, jolloin sitä voidaan hyödyntää myöhemmin esimerkiksi kaukolämmön jakelussa. Tyypillisesti kaupungissa lämmön tarve on suurempi kuin muu sähkönkulutus kaupungissa. Koko kaupungin kaukolämmön sähköistäminen tarkoittaisi sähköntarpeen kaksinkertaistumista. Suurin haaste tulee olemaan, miten sähköverkon kapasiteettia riittää paikallisilla jakeluverkkoyhtiöillä. Energiamurroksen aikana sähkökattiloiden merkitys

korostuu, sillä ne tukevat uusiutuvien energialähteiden integrointia sähköverkkoon sekä tarjoavat joustavuutta energian hallintaan. (Fingrid, 2023)

Sähkökattilat tuottivat lämpöä vuonna 2023 710 GWh verrattuna vuoteen 2022, milloin lämpöä tuotettiin 100 GWh. Ero on suuri vuosien välillä ja tästä voidaan huomata energiamurroksen tuomat muutokset, kun suurin osa sähkökattiloista on liitettynä jakeluverkkoihin. Vuoden 2023 lämmöstä 26 % tuotettiin fossiilisilla polttoaineilla. Seuraavina vuosina lämpöä tuotetaan puhtaan sähkön avulla. Lämmityksen sähköistäminen on hyvä asia ympäristön kannalta, koska se parantaa energiatehokkuutta. Sähköverkkojen kannalta lämmityksen sähköistäminen tarkoittaa, että kylmien talvien huippukulutuspiikki kasvaa. (Caruna, 2024)

Sähkökattilat vaikuttavat sähkönkulutuksen lisääntymiseen merkittävästi. Tämä tarkoittaisi kapasiteetin lisäämistä sähköverkkoon keski- ja suurjännitetasolla. Lämmityksen sähköistyminen on erityisen haastava tehonhallinnan ja verkon kapasiteetin suhteen, koska lämmityksen huippukulutustilanteet ajoittuvat talvelle, milloin jakeluverkon kuormitus on korkeimmillaan. Yleensä yhden sähkökattilan kulutus vastaa pienen sähköaseman kautta siirrettävää energiaa. (Caruna, 2024) Sähkökattilan lisääminen alueelle vaikuttaisi negatiivisesti korvauskytkentätilanteeseen, sillä kulutuksen huiput kasvaisivat.

Sähkökattilat tukevat sähköverkon toimintaa samalla periaatteella kuin akkuvarastot. Sähkökattiloita voidaan ohjata toimimaan silloin, kun sähköverkon kuormitus on alhainen, ja kytkeä pois päältä kuormitushuippujen aikana. Tämä auttaa tasapainottamaan tuotannon ja kulutuksen vaihteluita. Lämpöakkuihin yhdistettynä sähkökattilat toimivat joustavasti käyttämällä kattilaa vain silloin kun tuulee. Sähkön vaihtelevuutta voidaan tasata lämmön varastoinnilla. Sähköverkossa tuotannon ollessa suurempaa kuin kulutuksen, niin tuotannon huippuhetkinä sähkökattilat voivat käyttää ylijäämäsähkön sekä muuttaa sen lämmöksi. Tämä estää uusiutuvan energian hukkaamisen ja auttaa pitämään verkon vakaana. (Fingrid, 2023).

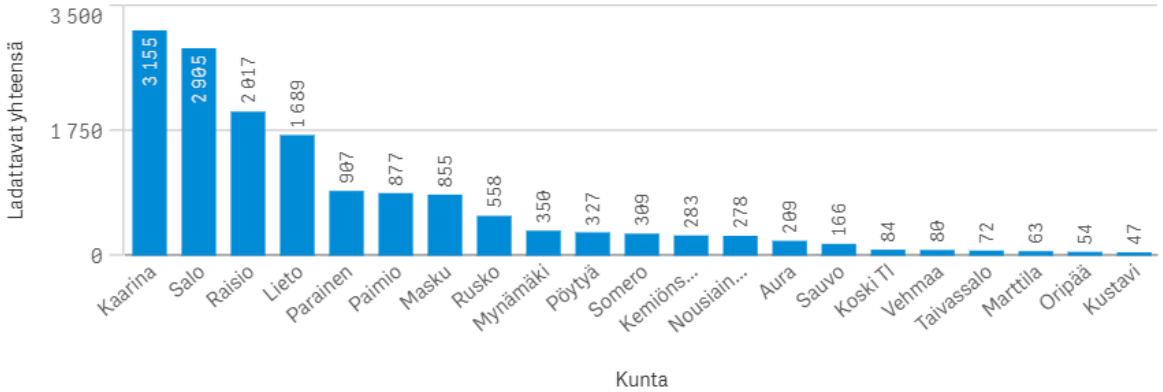
2.6 Liikenteen sähköistyminen

Liikenteen sähköistäminen on yksi tehokkaimmista tavoista vähentää kasvihuonekaasupäästöjä ja torjua ilmastonmuutosta. Päästörajoitukset ovat tiukentuneet ja hallitusten asettamat tavoitteet liikenteen hiilineutraaliudelle ovat lisänneet sähköautojen

kysyntää ja ohjanneet autoteollisuuden investointeja sähköistymiseen. Suomi pyrkiikin puolittamaan liikenteen päästöt vuoteen 2030 mennessä. Liikenne- ja viestintäministeriön laatimassa liikenteen muutos tiekartassa esitetään tavoitteita ja tukitoimia vuosille 2030 ja 2045. Tiekartan tavoitteena on saada 700 000 sähköautoa ja sen lisäksi 4600 raskasta sähköajoneuvoa liikenteeseen vuoteen 2030 mennessä. Sähköautolla ajaminen tuottaa huomattavasti vähemmän päästöjä kuin perinteiset polttomoottoriautot. Sähköautojen kustannukset ovat yleensä huomattavasti pienemmät kuin polttomoottoriautojen, ja huoltokustannukset ovat matalammat yksinkertaisemman rakenteen ansiosta. Teknologian kehitys on vaikuttanut autokannan sähköistymiseen, parantamalla sähköajoneuvojen suorituskykyä sekä kehittämällä latausta. (Ilmastopas, 2023), (Liikenne- ja viestintäministeriö, 2022)

2.6.1 Sähköautojen lataus

Maalikuussa 2024 Caruna toteutti kansalaiskyselyn, minkä mukaan 41 % ihmisistä lataa suurimman sähkönkäytön aikaan sähköautojaan eli illalla kello 18–21 välillä ja 39 % lataa yöllä 24–06 aikaan. (Sttinfo, 2024) Tällä hetkellä tulos ei vaikuta paljoa työssä tarkasteltavan alueen tehoihin, mutta tulevaisuudessa liikenteen sähköistyessä tilanne tulee olemaan erilainen. Kuvassa 2.3 on esitettynä Lounais-Suomen alueen ladattavien sähköautojen määrä kunnittain.



Kuva 2.3. Sähköautojen määrä lounais- Suomen alueella vuonna 2024. (Traficom, 2025)

Kuva 2.3 perustuu Traficomin sivun tilastoihin lounais- Suomen alueen sähköautojen määrästä. Lounais-Suomessa on 15000 sähköautoa, mikä on 12 % kaikista alueen autoista. Niistä 6600 on täyssähköautoja. Sähköautojen latauksen ajoittuessa sähkön kulutuksen huipputunneille, mikä aiheuttaa huipputehojen nousua ja voi aiheuttaa jännitteenalenemaa

sekä verkon ylikuormitusta. Traficomin tilastoista näkee, että vuonna 2023 sähköautojen ensirekisteröinnit kasvoivat yli 100 %. (Sttinfo, 2024) Työssä tarkasteltavan korvauskytkentätilanteen kannalta, sähköautojen lisääntyminen aiheuttaa haasteita. Sähköautojen yleistyminen johtaa latauskuormien kasvuun ja niiden ajankohtainen sijoittuminen voivat aiheuttaa ylikuormitusta.

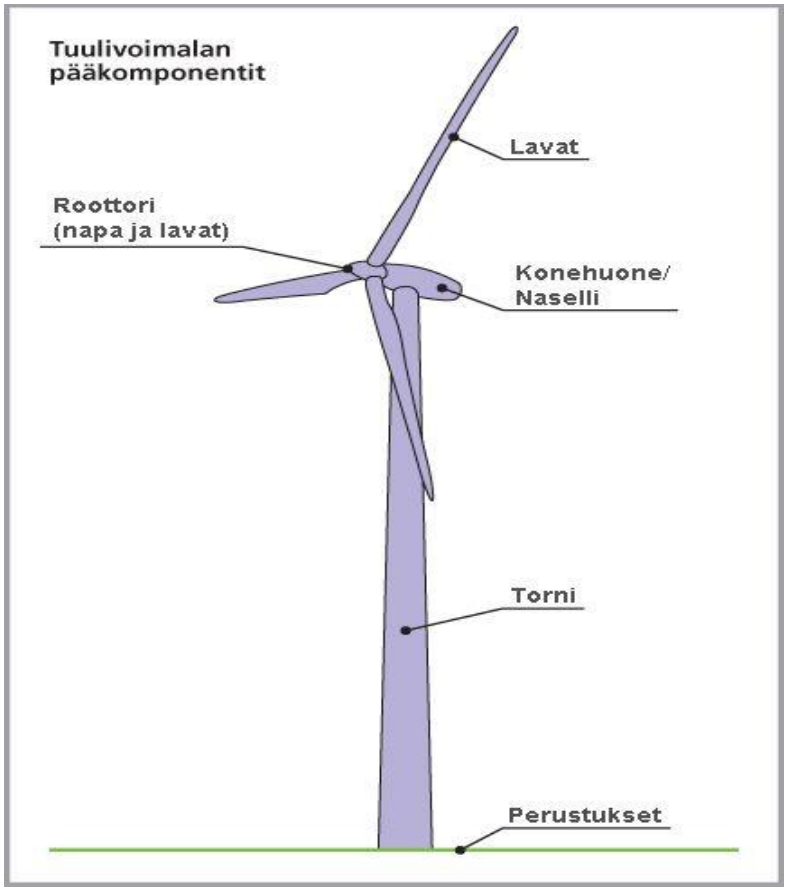
Alhaiset lämpötilat lisäävät sähköautojen energiankulutusta sekä ajon aikana että latauksessa, koska akun lämmitys ja ajoneuvon esilämmitys vaativat lisäenergiaa. Tämä voi lisätä hetkellisiä kuormitushuippuja erityisesti aamuisin ja iltaisin, kun autot ladataan työpaikoilla tai kotitalouksissa. Sähköautojen lataus olisikin hyvä ajoittaa pienemmän kulutuksen ajankohtaan huippukuormien hetkiltä, ettei sähkön kulutus pakkaudu vain suurimman sähkönkulutuksen jaksoille.

2.6.2 Kaksisuuntainen lataus

Sähköautojen integrointi osaksi energiajärjestelmää mahdollistaa kuitenkin uusia joustomekanismeja, kuten V2G -teknologian hyödyntämisen. Sähköauto toimii tässä energiavarastona ja auttaa tasapainottamaan sähkönkulutuksen vaihteluita varastoimalla ylijäämää tehoa ja syöttämällä takaisin verkkoon uusiutuvien tuotantomuotojen kuten aurinko- ja tuulivoiman ollessa vähäistä. Tämä lisää sähköverkon joustavuutta. (Dixon, 2022)

2.7 Tuulivoima

Tuulivoimaa tuotetaan muuttamalla tuulen liike-energia tuulivoimalan akselin pyörimisenergiaksi lapojen pyörimisen avulla. Tuulipuistoa suunnitellessa tulee huomioida, että tuulivoimalat sijoitetaan tarpeeksi kauas toisistaan, jotta pyörteiden vaikutus ilmassa nollaantuu. Tuulipuisto koostuu useasta tuulivoimalasta, jotka liittyvät toisiinsa maakaapelein. Se liitetään sähköverkkoon yhtenä kokonaisuutena. Tuulivoimalan teho riippuu roottorilapojen korkeudella vallitsevan tuulen nopeudesta. Yleisesti ottaen, että mitä korkeampi tuulivoimala on sitä paremmat tuuliolosuhteet. Tuulivoiman tuotantoa on pystytty kasvattamaan lisäämällä tuulivoimaloiden tornien korkeutta. Tuulivoimala saavuttaa nimellistehonsa, kun tuulen nopeus on 10–15 m/s. Tuulivoimala tuottaa sähköä tuulen nopeuden ollessa 3–25 m/s. Tuulivoimalan tehontuotanto seuraa tuulennopeuden muutoksia hyvin tarkkaan reaaliaikaisesti. (Ely-keskus, 2021) Kuvassa 2.4 esitetään tuulivoimalan pääkomponentit.



Kuva 2.4. Tuulivoimalan pääkomponentit. (Motiva, 2024)

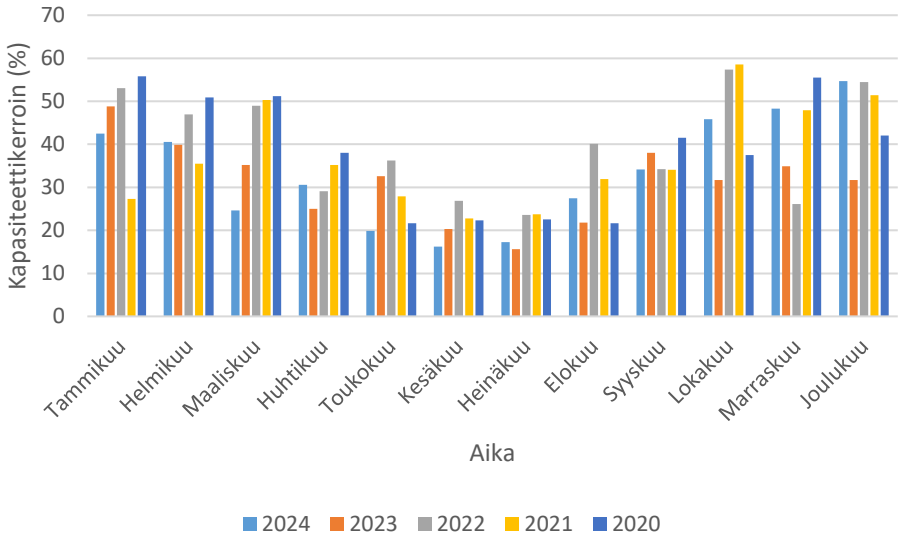
Kuvasta 2.4 nähdään, että tuulivoimalaan kuuluu roottori, jossa on napa ja lavat. Siihen kuuluu myös konehuone, torni sekä perustukset. Kuvassa näkyvät lavat pyörittävät akselia, mikä on kytkeytynyt generaattoriin. Pyörimisenergia muunnetaan sähköksi generaattorissa ja johdetaan muuntajan kautta sähköverkkoon. Nykyaikaisista tuulivoimaloista on vaaka-akselisia, kolmilapaisia sekä tornissa olevat roottorit kääntyvät tuulen mukaan. (Motiva, 2024)

2.7.1 Tuulivoimantuotannon vaihtelu

Suomessa tuulisimmat olosuhteet koetaan talvella. Kylmän ilman suurempi tiheys tarkoittaa, että se pystyy tuottamaan enemmän energiaa kuin lämmin ilma. Talvella tuulisuutta lisäävät myös maan ja meren väliset sekä ilmakehän lämpötilaerot, jotka synnyttävät paine-eroja. Lisäksi merivirrat, jääolosuhteet ja talviset suihkuvirtaukset vaikuttavat osaltaan tuulisiin sääolosuhteisiin. Maan pinnalla tuuli ei välttämättä tunnu voimakkaalta, sillä sen nopeus kasvaa korkeammalle noustaessa. Tuulivoiman tuotanto

sopii hyvin yhteen sähkön kulutuksen kanssa, koska Suomessa sähkön kysyntä on suurimmillaan juuri talvikuukausina. (Energia, 2023)

Tuulivoiman tuotanto vaihtelee myös vuositasolla ja voi esiintyä suuria heilahteluja vuosien välillä. Kuvassa 2.5 on havainnollistettuna tuulivoiman tuotannon vaihtelu Suomessa viime vuosina.

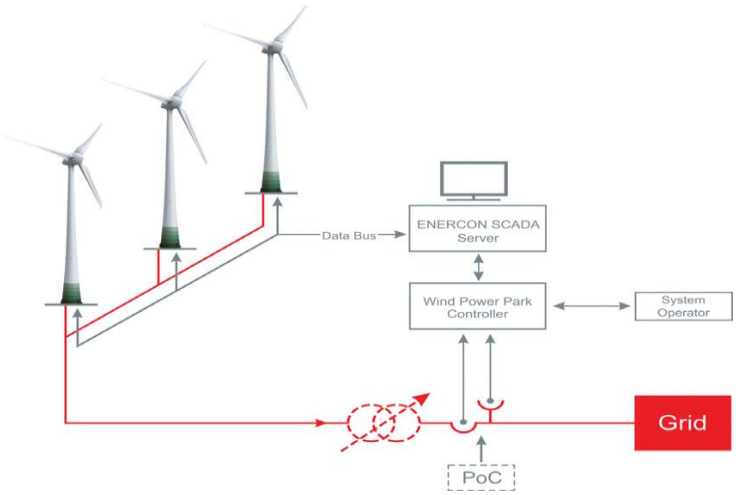


Kuva 2.5 Tuulivoiman tuotannon vaihtelu kuukausitasolla vuosina 2020–2024.

Kuva 2.5 perustuu ENTSO-E:n tietokannasta löytyviin sähköntuotantotietoihin maakohtaisesti (ENTSO-E, 2025). Kuvasta nähdään, että tuotanto vaihtelee kuukausitasolla vuosittain. Kapasiteettikerroin ilmaisee, kuinka paljon Suomessa tuotetaan sähköä suhteessa teoreettiseen maksimiin. Kapasiteettikerroin vaikuttaa merkittävästi tuulivoiman kannattavuuteen. Tuulivoiman tuotanto on suurimmillaan talvisin ja alhaisimmillaan kesällä.

2.7.2 Tuulivoiman säädettävyys verkossa

Tuotantoa pystytään säätämään puistosäätäjän avulla. Puistosäätäjä on tuulipuiston ohjausjärjestelmä, jonka tehtävänä on säätää tuulivoiman syöttöä verkkoon sen asettamien vaatimusten mukaisesti. Puistosäätäjä toimii verkon ja tuulipuiston välillä ja se ottaa vastaan ohjauspyyntöjä jakeluverkon operaattoreilta. Kuvassa 2.6 on kuvattuna puistosäätäjä sähköverkon ja tuulipuiston välillä.



Kuva 2.6. Puistosäätäjän toiminta tuulipuiston ja sähköverkon rajapinnassa. (Pierros, 2014)

Kuva 2.6 esittää puistosäätäjän toimintaa sähköverkon ja tuulipuiston välillä. Kuvassa havainnollistetaan, miten puistosäätäjä toimii sähköverkossa huomioiden SCADA mittaukset sekä jakeluverkon operaattorien ohjauspyynnöt. Puistosäätäjä on oleellinen osa sähköverkkoa uusiutuvan energian tuotannon lisääntyessä, koska tuotantoa pitää pystyä säätämään nopeasti tuotannon vaihtelujen takia, jotta kysyntä vastaa tuotantoa.

Puistosäätäjä mahdollistaa pätö- ja loistehon hallinnan, jännitteensäädön sekä tilanteen vaatiessa rajoittaa tuotantoa. Sähköverkon vaatimuksiin ja markkinatilanteeseen perustuen puistosäätäjä optimoi tuotantoa reaaliaikaisesti. Puistosäätäjä huomioi vallitsevat tuuliolosuhteet, verkon kuormitustilanteen sekä turbiinien tilan ja asettaa tuotantotavoitteet jokaisella turbiinille. SCADA tarjoaa puistosäätäjälle mittausten tiedot ja käyttää tämän tiedon optimoidakseen tuulipuiston toimintaa sähköverkon vaatimusten mukaisesti. (Guo, 2013)

2.8 Aurinkovoima

Aurinkovoima on yksi nopeimmin kasvavista ja kehittyvistä tuotantomuodoista. Se on uusiutuva ja lähes rajaton energialähde, jonka ympäristövaikutukset ovat pienet. Aurinkovoimaa voidaan hyödyntää keskitetyissä aurinkopuistoissa, paikallisessa energiantuotannossa kuten kauppojen ja asuntojen katoilla sekä sitä voidaan myös varastoida käytettäväksi silloin, kun säteilymäärät ovat vähäisempiä. Aurinkovoimaloissa sähköä tuotetaan suurella määrällä aurinkopaneeleita, mistä sähkö johdetaan sähköverkkoon. Pientuotannon on tarkoitus käyttää paneelien tuottama sähkö käyttökohteessa. Hyötynä tässä on energiaomavaraisuus ja verkosta ostettavan sähkön

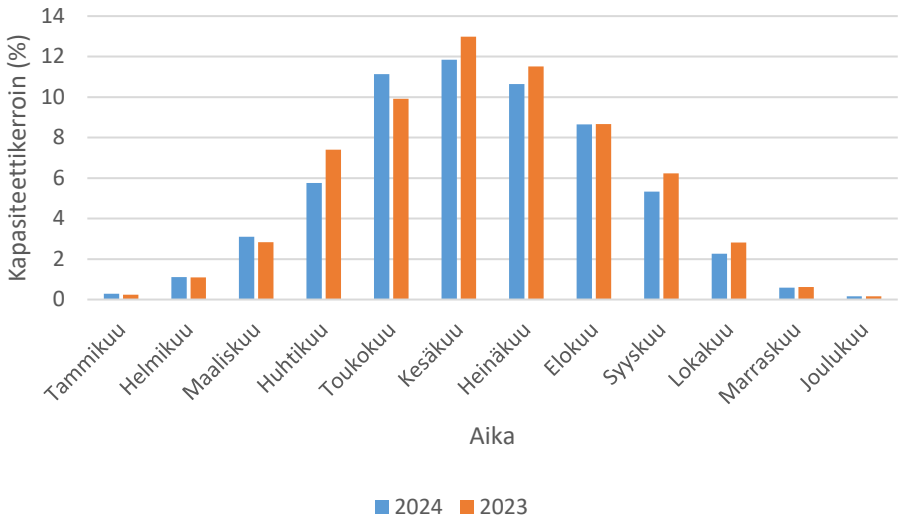
määrän väheneminen. Haasteena aurinkovoimassa nähdään tuotannon epävakaisuus, sillä tuotanto riippuu auringonvalon määrästä. (Energia, 2023)

Aurinkovoiman tuotanto perustuu auringon säteilyenergian hyödyntämiseen. Auringonsäteily koostuu fotoneista, jotka osuessaan aurinkokennoihin luovuttavat energiansa kennoihin elektroneille. Elektronit luovat sähkövirran aurinkokennojen virtajohtimiin. (Motiva, 2024)

Aurinkopuisto koostuu useista aurinkopaneeleista, joilla voidaan kerätä suuren määrän aurinkoenergiaa samanaikaisesti. Ne on suunniteltu syöttämään aurinkoenergiaa suoraan sähköverkkoon toisin kuin yksittäiset aurinkopaneelit, jotka yleensä syöttävät virtaa yksittäiseen kohteeseen. Aurinkopuistojen asennustapa sekä sijoituspaikka vaikuttavat sen tuotantoon. Ne pyritään sijoittamaan avaralle alueelle, jotta saadaan kohdistettua mahdollisimman paljon auringon valoa paneeleihin. Paneeleiden suuntaus ja kallistuskulma vaikuttaa myös aurinkoenergian tuotantoon ja optimaalinen suuntaus on etelään. (Allaah, 2016)

2.8.1 Aurinkovoimantuotannon vaihtelu

Aurinkovoiman tuotanto vaihtelee auringon säteilyn mukaan. Sen huipputuotanto osuu kesäkuukausille, jolloin auringonsäteily on voimakkaimmillaan. Talvella lyhyet päivät ja matala säteilyn intensiteetti rajoittavat aurinkosähkön tuotantoa merkittävästi. Kirkkaalla säällä tuotanto on huipussaan ja pilvinen sää vähentää tuotantoa. Suomessa aurinkovoiman tuotanto on suhteessa pienempi tuulivoimaan verrattuna maantieteellisen sijainnin takia. Aurinkovoiman tuotanto vaihtelee myös vuositasolla ja voi esiintyä suuria heilahteluja vuosien välillä. Kuvassa 2.7 on havainnollistettuna aurinkovoiman tuotannon vaihtelu Suomessa viime vuosina.

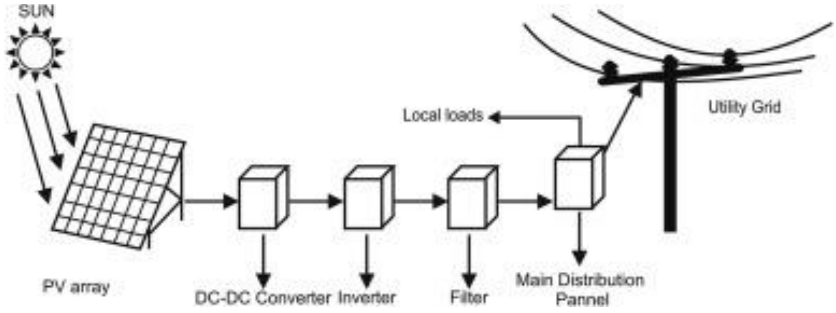


Kuva 2.7. Aurinkovoiman vaihtelu kuukausitasolla vuosilta 2023–2024.

Kuva 2.7 perustuu ENTSO-E:n tietokannasta löytyvään sähköntuotantotietoihin maakohtaisesti (ENTSO-E, 2025). Tietokannasta löytyy vain parin viime vuoden tuotantodataa Suomesta. Kuvasta nähdään, että tuotanto vaihtelee vuosien välillä sekä kuukausitasolla. Aurinkovoima tuotantomuotona vastaa tuulivoimaa, sillä sen tuotannon määrittää sen hetkinen säätila. Kapasiteettikerroin on huomattavasti pienempi aurinkovoimalla kuin tuulivoimalla, koska sitä ei ole saatavilla ympärivuorokauden toisin kuin tuulivoimaa. Vuorokauden aika vaikuttaa enemmän aurinkovoiman tuotantoon kuin tuulivoiman. Kuvasta nähdään, että tuotanto on suurimmillaan kesäisin säteilyn ollessa suurimmillaan ja säteilyn ollessa alhaista talvella tuotanto on vähäistä. Pilvinen sää vähentää aurinkovoiman tuotantoa.

2.8.2 Aurinkovoiman säädettävyys verkossa

Aurinkovoimaloissa käytetään MPPT-algoritmia säätelemään tuotantoa. Aurinkopaneelit tuottavat sähköä auringon säteilyn mukaan ja MPPT ohjaa DC–DC-muunninta siten, että paneelit toimivat lähellä niiden hetkellistä maksimia, milloin teho on suurimmillaan. Se voi myös säätää ja ohittaa tilanteissa, kun verkko ei pysty vastaanottamaan kaikkea tuotettua tehoa. Tässä tilanteessa tuotantoa voidaan rajoittaa esimerkiksi siirtämällä paneelien käyttökohta pois maksimitehosta tai rajoittamalla DC–DC-muuntimen lähtötehoa. Tällä tavalla voidaan hallita sähkön syöttöä verkkoon ja pitää huolta verkon tasapainosta muuttuvissa tilanteissa. (Allaah, 2016) Kuvassa 2.8 on havainnollistettuna aurinkovoimalan verkkoon liitäntä.



Kuva 2.8. Aurinkovoimalan verkkoon liitäntä yksinkertaistettuna. (Mahela, 2017)

Kuvassa 2.8 näkyvät aurinkopaneelit tuottavat tasavirtaa (DC), joten sähkö on muunnettava vaihtovirraksi (AC), jotta sitä voidaan käyttää verkossa. Tämä tehdään invertterin avulla, joka säätää virran jännitteen ja taajuuden sopivaksi sähköverkolle. Ilman invertteriä aurinkovoimala ei voi toimia yhdessä sähköverkon kanssa. Aurinkovoimaloiden inverttereitä voidaan käyttää tehokkaasti jakeluverkon jännitteen ja loistehon hallintaan, mikä vähentää tarvetta perinteisille säätölaitteille ja parantaa verkon toiminnallisuutta. DC-DC-muunnin on tehoelektroniikkapiiri, joka muuntaa lähteen tasavirran yhdeltä jännitetasolta vaaditulle jännitetasolle. (Mahela, 2017)

2.9 Tuotantolaitosten yhteistoiminta

Tuuli- ja aurinkovoima täydentävät usein toisiaan vaihtelevilla sähköntuotantoprofiileillaan. Yhdessä nämä voisivat tarjota ratkaisun korvaustilanteiden tehovajeen kompensointiin useilla ajanhetkillä. Kun aurinko- ja tuulivoimaa yhdistetään, ne tasapainottavat toistensa tuotantopiikkejä. Kuten edellisestä kappaleesta tulee ilmi niin, tuuli- ja aurinkovoiman tuotanto ovat usein huipussaan eri vuodenaikoina sekä kellonaikoina. Usein tuuli tuulee yöllä tai pilvisinä päivinä, kun aurinko ei paista, ja aurinkovoima taas toimii hyvin tyyninä, aurinkoisina päivinä. Tämä vähentää sähköntuotannon vaihtelua ja tekee verkosta vakaamman. (Weschenfelder et al., 2020)

Tutkimuksissa on havaittu, että pitkällä aikavälillä havaitaan selkeä negatiivinen korrelaatio tuuli- ja aurinkovoiman tuotannon välillä. Aurinkoisina vuosina tuulivoiman tuotanto on yleisesti vähäisempää ja samoin tuulisina vuosina aurinkovoiman tuotanto on vähäisempää. Kausiluonteinen vaihtelu tukee uusiutuvan energian integrointia sekä mahdollistaa vuositason tasapainotuksen sähköntuotannossa osittain. Kuukausitasolla tarkasteltaessa tuulivoiman tuotanto painottuu talveen, jolloin auringon säteily on vähäistä, kun taas

aurinkovoiman tuotanto on huipussaan kesäisin, jolloin tuuliolosuhteet ovat yleensä heikommat. Tämä vuodenaikojen välinen vaihtelu johtaa tasaisempaan tuotantoprofiiliin useamman kuukauden aikajänteellä. (Widen, 2011)

Tuntitasolla tuotannon korrelaatio heikkenee ja muuttuu lähes merkityksettömäksi. Aurinkovoiman tuotanto vaihtelee vuorokaudenajan mukaan. Tuulivoima vaihtelee epäsäännöllisemmin eikä ole riippuvainen vuorokaudenajasta samalla tavalla kuin aurinkovoima. Tämän takia pelkästään aurinko- ja tuulivoiman yhdistäminen ei riitä tasaamaan tunnin sisäistä tuotannon vaihtelua. Tämä on keskeisenä haasteena lyhyen aikavälin sähköverkon hallinnassa ja säätöresurssien mitoituksessa. (Widen, 2011)

Uusiutuvan energian tuotannon vaihtelee tunnin sisällä paljon ja vaikka tunnin keskiarvon tuotanto vaikuttaisi hyvältä niin se voi peittää alleen hetkittäiset nollatuotantohetket. Wardin tutkimuksessa huomattiin, että korkeammalla ajallisella resoluutiolla tuotanto voi vaihdella jo lyhyen ajan sisällä. Tuotannon nopeat muutokset aiheuttavat mahdollisia haasteita sähköverkon tasapainossa. Tunnin tai puolen tunnin keskiarvot peittävät alleen minuutti minuutilta tapahtuvan vaihtelun, mikä on kriittistä sähköverkon vakauden kannalta. Tällaiset nopeat muutokset tuulivoiman tuotannossa voivat vaikuttaa sähköverkon tasapainoon ja vaativat siksi huolellista huomiointia verkon hallinnassa ja säätövoiman suunnittelussa. Tuotantoennusteiden tarkkuus heikkenee, jos tarkastellaan pidemmältä aikaväliltä tuotannon keskiarvoja. Pidemmän aikavälin tarkastelu peittää alleen lyhytaikaiset nollatuotantohetket tai tehopiikit. Tämä johtaa virhearvioihin esimerkiksi akkuvarastojen mitoituksessa, sillä aliresoluutiolla tehty suunnittelu voi yliarvioida käytettävissä olevan energian määrän merkittävästi. Siksi suunnittelussa tulisi käyttää lyhytaikaisen vaihtelun sisältäviä mittauksia, jotta verkon vakaus voidaan turvata tuotannon muuttuessa nopeasti. Tämä korostaa reaaliaikaisen säätövoiman ja kysyntäjouston merkitystä uusiutuvan energian käytön yleistyessä. (Ward, 2023)

Kesäisin aurinkovoiman tuotanto voi esimerkiksi laskea tunnin sisällä 15 minuutiksi pilvisyyden takia, mutta loput 45 minuuttia tuottaa energiaa niin, että tunnin keskiarvo vaikuttaisi riittävän sähkön kysynnän hoitamiseksi. Sähköverkot vaativat tarkkaa tehotasapainon hallintaa ja seurantaa ja valmiutta reagoimaan tuotannon vaihteluihin. Tulevaisuudessa uusiutuvan energian tuotannon lisääntyessä tulee kiinnittää huomiota hetkellisiin muutoksiin, eikä luottaa pelkästään tuntikohtaisiin tietoihin. Se voi johtaa

esimerkiksi energian varastointiratkaisujen aliarviointiin. Tuntikohtaiset tiedot voivat näyttää, ettei varavoimaa tarvita, vaikka todellisuudessa tilanne on eri. (Ward, 2023)

3 SÄHKÖISET LASKENTAPERUSTEET

Tässä kappaleessa esitetään työssä käytettävät sähköiset laskentaparametrit sekä yhtälöt. Työn sähkötekninen laskenta toteutetaan Trimble NIS järjestelmässä. Laskennalla tarkistetaan nykyisen ja suunnitellun korvauskytkennän tekninen mitoitus ja varmistetaan, että verkko täyttää sähkönjakelulle asetetut vaatimukset. Käydään myös läpi tehonjaon laskennan reunaehdot korvauskytkennän toteutukselle.

3.1 Jännitteenalenema

Jännitteenalenema on keskeinen tekijä verkon suunnittelussa ja sähkön laadussa. Sillä tarkoitetaan jännitteen laskua, joka tapahtuu 110/20 kV päämuuntajan ja kulutuspaikan välisen johdon impedansseissa riippuen tehosta, mikä siirretään johdossa. Jännitteenaleneman merkitys perustuu vaatimukseen asiakasjännitteen kohtuullisen pienestä vaihtelualueesta. Suomessa noudatetaan sähkön laatustandardia SFS-EN 50160 ja alan itsensä määrittämiä ohjeistoja. Asiakkaan ja sähköyhtiön verkon liittymiskohdassa vaihejännitteen ei tulisi vaihdella verkon normaalissa käyttötilanteessa enempää kuin 230V +6/-10 % eli suurin vaihteluväli on 207–244 V. Jännitteenalenema riippuu jakelureitin pituudesta, mitoituksesta sekä hetkellisistä kuormituksista. Johdoille syntyvää jännitteenalenemaa voidaan pienentää kytkemällä kompensointikondensaattorit osaksi 20 kV verkkoa. Jännitteenaleneman suuruus vaihtelee kuormitustilanteiden mukaan. Johtimella muodostuva jännitteenalenema saadaan laskettua yhtälöllä 3.1. (Lakervi & Partanen, 2008)

$$U_h = IRcos\varphi + IX\ sin\varphi = I_pR + I_qX \tag{3.1}$$

missä I on virta, R johdon resistanssi, X johdon reaktanssi ja φ tehokulma. Prosentuaalisen jännitteenaleneman likiarvo voidaan laskea yhtälöllä 3.2. (Lakervi & Partanen, 2008)

$$U_{h\%} = 100 * \frac{\sqrt{3}(I_pR+I_qX)}{U} = 100 * \frac{P}{U^2}(R + X\ tan\varphi) \tag{3.2}$$

jossa P on johdon teho eli kuormitus ja U johdon alkupään pääjännite.

3.2 Oikosulkuvirta

Oikosulku voi sattua kahden tai kolmen vaihejohtimen välille ja tyypillistä sille on kuormitusvirtaa suurempi virta. Oikosulkuvirranlaskennan tuloksia käytetään määrittäessä verkon oikosulkusuojauksen asetteluarvoja ja johdinten oikosulkukestoisuutta. Pienin

oikosulkuvirta tulee selvittää, jotta suojaus voidaan asetella siten, että se havaitsee kaikki verkossa tapahtuvat viat. Kolmivaiheisen vikavirran suuruus saadaan jakamalla vaihejännite virtapiirin kokonaisimpedanssilla. (Lakervi & Partanen, 2008)

$$I_{k3} = \frac{U_v}{Z_f + Z_i} \tag{3.3}$$

jossa U_v on vikapaikan vaihejännite ennen vikaa, Z_f vikaimpedanssi ja Z_i verkon impedanssi laskettuna vikakohdasta. Pienin oikosulkuvirta, jolla katkaisijan on toimittava, on kaksivaiheinen oikosulkuvirta. Kaksivaiheisen oikosulun aiheuttama virta voidaan laskea yhtälön (yllä oleva yhtälö) avulla. Pääjännite vaikuttaa kaksinkertaiseen impedanssiin, joten vikavirta jää $\frac{\sqrt{3}}{2}$ kertaiseksi kolmivaiheiseen vikavirtaan verrattuna. Kaksivaiheinen oikosulkuvirta saadaan kertomalla kolmivaiheinen oikosulkuvirta vakiolla. (Lakervi & Partanen, 2008)

$$I_{k2} = \frac{\sqrt{3}}{2} * I_{k3} \tag{3.4}$$

Katkaisija ei saa toimia suurimmalla kuormitusvirralla:

$$I_{max} = \frac{S}{\sqrt{3}U} \tag{3.5}$$

Katkaisijan virta-asetteluarvon on oltava $I_{k2} > I_{max}$.

3.3 Maasulkuvirrat

Maasulku syntyy tyypillisesti tilanteessa, jossa vaihejohdin joutuu kosketuksiin suojamaadoitetun osan kanssa tai vaihejohtimen valokaaresta. Maasulun riskien arvioinnissa noudatetaan standardia SFS 6001, joka määrittelee sallitut maasulkuvirran arvot. Maasulkuvirran arvoa määritettäessä otetaan huomioon ihmiskehon läpi kulkeva virta, vian kestoaika sekä virran kulkutien vaikutus kehon kokonaisimpedanssiin. Maasta erotetussa verkossa ainoa kulkutie vikavirralle syntyy johtojen maakapasitanssien kautta, sillä vikavirta kulkee maan kautta. Maasta erotetun verkon maasulkulaskennassa otetaan huomioon vikapaikan resistanssi sekä vaihejohtimien maakapasitanssit. Maasulkuvirran ja nollajännitteen yhtälöiksi saadaan:

$$I_f = \frac{j3\omega C}{1 + j3\omega C R_f} U_v \tag{3.6}$$

$$U_0 = \frac{-1}{1 + j3\omega C R_f} U_v \tag{3.7}$$

missä C on maakapasitanssi ja R_f vikaresistanssi. (Lakervi & Partanen, 2008)

3.4 Tehonjako

Tehonjakolaskennan avulla saadaan selville verkon jokaisen solmupisteen tiedot. Näitä ovat esimerkiksi oikosulkuvirrat, jännite, kuormitusaste, jännitteenalenema sekä pätöteho, mitä tarvitaan työn laskennan suorituksessa. Tehonjakolaskennan tuloksena saadaan myös verkon oiko- ja maasulkuvirrat, minkä perusteella voidaan tarkastella suojauksen toimivuutta sekä verkon oikosulkukestoisuutta. Tehonjakolaskenta tulee suorittaa ennen korvauskytkentää, jotta varmistutaan, että tehonjaon reunaehdot täyttyvät.

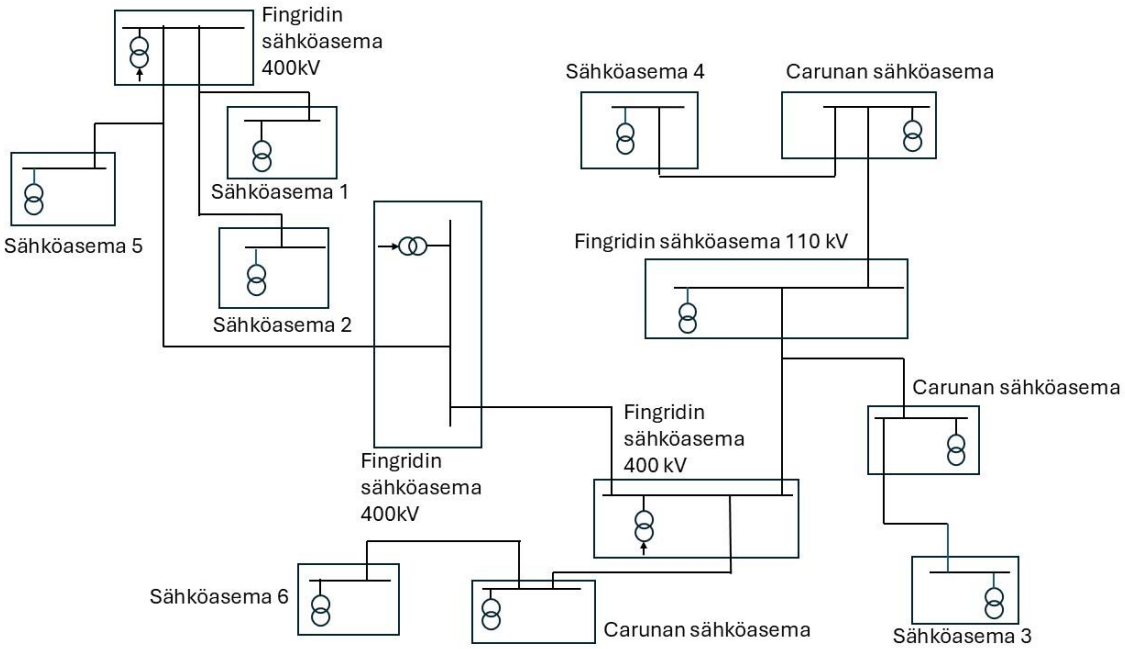
Työssä tehonjakolaskennalla selvitetään tutkittavan alueen sähköasemien korvaukseen oleva korvauskapasiteetti. Laskenta suoritetaan jokaisella 2-viikkoisjaksolla ja laskennan tuloksissa on huomioitava, että kuormitusaste on alle 100 %, jännitteen tulee olla yli 19 kV sekä jännitteenaleneman sallittuna rajana käytetään 8 %. tarkoittaa sähköverkon, laitteen tai järjestelmän käyttöasteen suhdetta sen nimellistehoon tai kapasiteettiin tietyllä ajanjaksolla.

4 VERKON NYKYTILA

Työssä verkon nykytilan määritys tehdään Carunan verkon alueella sijaitsevan yksittäisen 110 kV johdon korvauskytkennän alueelle. Nykytilan määrityksessä selvitetään, milloin korvauskytkentä olisi mahdollista toteuttaa vuoden eri aikoina. Työkaluna käytetään Trimble NIS:ä, millä voidaan laskea vikavirrat, jännitteenalenemat sekä kuormitukset sekä mitatut arvot saadaan SCADA järjestelmästä. Työssä hyödynnetään myös ADMS järjestelmää tarkastamaan verkon komponenttien tapahtumahistoriaa. Kappaleen alussa tehdään nykytilan tarkastelu työssä tutkittavan verkon alueelta. Tämän jälkeen käydään läpi, miten alueen korvauskytkentätilanteen toteutus.

4.1 Tarkasteltava verkko

Tässä työssä jakeluverkon nykytilaa tarkastellaan Carunan verkon alueella, missä yksittäisen 110 kV johdon korvausjärjestelyt vaativat kahden sähköaseman korvauksen, mikä tekee siitä erityisen haastavan. Kuvassa 4.1 on esitettynä, miten sähköasemat ovat kytkeytyneet alueella.



Kuva 4.1. Tarkasteltavan verkon yksinkertaistettu topologia Carunan verkkomallin pohjalta.

Kuvassa 4.1 on esitettynä tarkasteltavan verkon topologia Carunan verkkomallin pohjalta. Korvaus vaatii kuvassa 4.1 näkyvien Sähköasema 1 (SA1) sekä Sähköasema 2 (SA2) korvauksen. Nämä sähköasemat sijaitsevat työssä käytettävän 110 kV johdon varrella. Alueella on näiden sähköasemien lisäksi neljä sähköasemaa, joita käytetään

korvauskytkennän toteutukseen. Päämuuntajia on yhteensä kuusi kappaletta, jokaisella sähköasemalla yksi. Korvattavalta alueelta löytyy 628 jakelumuuntajaa. Sähkönkulutuksen painopiste on SA1 ja SA2 välissä alueella, missä enemmistö asiakkaista asuu. Suunnittelussa on huomioitava, että asiakkaille aiheutuu mahdollisimman vähän haittaa ja vikatilanteen sattuessa pystytään järjestämään korvausjärjestelyt. Taulukossa 4.1 on esitettynä tarkasteltavan alueen sähköasemat.

Taulukko 4.1 Tutkittavan alueen sähköasemien mitoitustehot ja johtolähtöjen määrä.

Sähköasema	**Mitoitusteho [MVA]**	**Johtolähtöjä**
1	25	6
2	16	7
3	16	5
4	16	7
5	25	7
6	16	6

Taulukossa 4.1 on esitettynä sähköasemien mitoitustehot, johtolähtöjen määrä sekä, jos asemalta löytyy reaktori ja kondensaattori. SA1 sijaitsee tutkittavan alueen keskustan pohjoispuolella. Sähköasemalla on 25 MVA päämuuntaja ja kuusi johtolähtöä. Sähköasemalle on liittyneenä verkkoon 20 kV tuulipuisto. Asemalla on myös yksi 3 MVar reaktori sekä yksi 1,8 MVar kondensaattori.

SA2 sijaitsee tarkasteltavan alueen keskustan eteläpuolella. Sähköasemalla on 16 MVA päämuuntaja, seitsemän johtolähtöä, 2 MVar reaktori sekä 1,8 MVar kondensaattori.

Sähköasema 3 (SA3) sijaitsee sähköasemasta katsottuna suoraan etelässä päin. Sähköasemalla on 16 MVA päämuuntaja ja viisi johtolähtöä. Asemalla on myös yksi 3 MVar reaktori.

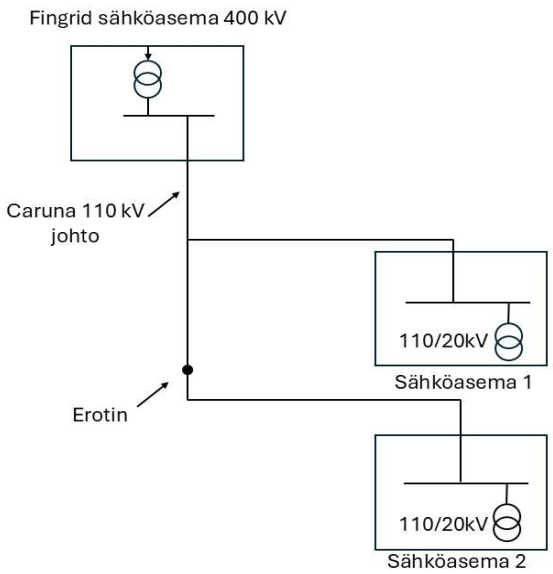
Sähköasema 4 (SA4) sijaitsee tarkasteltavasta alueesta kaakon suunnassa. Sähköasemalla on 16 MVA päämuuntaja ja seitsemän johtolähtöä.

Sähköasema 5 (SA5) sijaitsee SA1:stä katsottuna lännessä. Sähköasemalla on 25 MVA päämuuntaja ja seitsemän johtolähtöä, joista yksi on varayhteys.

Sähköasema 6 (SA6) sijaitsee keskustasta katsottuna lounaassa. Sähköasemalla on 16 MVA päämuuntaja ja kuusi johtolähtöä.

4.2 Korvauskytkentätilanne

Tarkasteltavan 110 kV johdon korvauskytkentätilanne vaatii SA1 sekä SA2 korvauksen. Korvauskytkennät suoritetaan kunnossapitotöiden takia tai vian sattuessa. Tämän työn korvauskytkentätilanteessa joudutaan korvaamaan kaksi sähköasemaa, mikä tekee korvauksesta erityisen haastavan. Molempien asemien korvaustilanteen aiheuttaa kaikki viat ja suunnitellut huoltotarpeet Carunan 110kV johdolla. Kuvassa 4.2 on esitettynä yksinkertaistettu topologia tarkasteltavasta tilanteesta.



Kuva 4.2 Tarkasteltavan korvauskytkentätilanteen yksinkertaistettu verkon topologia.

Kuvasta 4.2 huomataan, Fingridin sähköasemalta lähtevän 110 kV Carunan johdon varrella sijaitsee SA1 ja SA2. Molemmat sähköasemat sijaitsevat saman 110 kV johdon varrella, joten johdon huoltotyöt vaativat molempien sähköasemien korvauksen. Kuvassa näkyy myös, että Fingridin sähköaseman ja SA2 välillä on sähköaseman erotin, joka sijaitsee myös johdon varrella. Molempien asemien korvaustilanteen aiheuttaa kaikki viat ja suunnitellut huoltotarpeet välillä Fingridin sähköasema – SA1 tai Fingridin sähköasema – linja erotin. Tämä tarkoittaa 110 kV johtoa tällä välillä sekä johdon puoleisia kytkinlaitteita sähköasemilla.

4.3 Tehonjakotulokset

Nykytilan selvitykseen käytetään käytönvalvontajärjestelmästä saatuja todellisia mitattuja tehoja, joita verrataan verkkotietojärjestelmän suoritettuun tehonjakolaskentaan. Kaikkien asemien huipputehot osuvat vuoden 2024 tammikuulle. Tammikuun ensimmäinen viikko oli koko maassa erittäin kylmä. Kuukauden keskilämpötila oli -7.8 °C ja alin lämpötila oli -26 °C tarkasteltavalla alueella. Sää oli alueella kylmin moneen vuoteen. Taulukossa 4.2 on esitettynä alueen sähköasemien lasketut ja mitatut huipputehot.

Taulukko 4.2 Tutkittavan alueen sähköasemien lasketut ja mitatut huipputehot.

Sähköasema	Mitoitusteho [MVA]	Laskettu huipputeho [MW]	Mitattu huipputeho [MW]	Laskettu / mitattu teho [%]
1	25	11,1	10,8	103 %
2	16	14,5	14,3	101 %
3	16	6,1	5,7	107 %
4	16	9,2	8,8	105 %
5	25	9,6	9,9	97 %
6	16	12,2	12,8	95 %

Taulukossa 4.2 on laskettuna sähköasemakohtaiset huipputehot sekä sähköasemilta mitatut huipputehot. Kuten taulukon tuloksista huomataan niin mitatuista sekä lasketuista huipputehoista ei näy merkittäviä eroja. Lasketut ja mitatut huipputehot vastaavat hyvin toisiaan kaikilla sähköasemilla. Laskettu ja mitattu huipputeho poikkeavat toisistaan eniten sähköasemilla SA3 ja SA6, mutta erot ovat kuitenkin pieniä.

4.3.1 Tehonjakolaskenta johtolähdöille

Tässä kappaleessa on esitettynä tehonjakolaskenta kaikille tarkasteltavan alueen sähköasemien johtolähdöille, mitä korvauskytkentätilanne koskee. Taulukoissa on esitetty johtolähtöjen pituus, huipputehot sekä suurimmat jännitteenalenemat ja kuormitusasteet. Taulukossa 4.3 on esitetty SA1 johtolähtöjen tehonjaon laskelmat. Alueella on paljon asutusta sekä palveluita ja sähkön käytön painopiste osuu keskustan alueelle.

Taulukko 4.3 SA1 johtolähtöjen tehonjaon tulokset vuoden 2024 tammikuulta.

Johtolähtö	Pituus [km]	Laskettu huipputeho [MW]	Mitattu huipputeho [MW]	Suurin jännitteenalenema [%]	Suurin kuormitusaste [%]
J02	71,2	2,0	1,8	2,9	19,6
J04	6,5	2,0	1,9	0,5	19,1
J06	19,3	2,7	2,5	0,8	25,8
J08	118,4	2,0	2,1	4,4	21,8
J09	36,8	0,8	0,9	0,8	8,8
J10	56,2	1,2	1,3	0,8	13,5

Taulukon 4.3 tuloksista nähdään, että SA1 johtolähdöillä kuormitus on jakautunut melko tasaisesti johtolähdöttäin. Sähkön kulutuksen painopiste on alueella mihin J04 syöttää, ja on selvästi johtolähdöistä lyhin. Kaikilla johtolähdöillä kuitenkin normaalikytkentätilanteessa kuormitusaste on alle 26 %. Johtolähdöllä 8 on eniten johtopituutta verrattuna muihin sekä suurin jännitteenalenema.

Taulukossa 4.4 on esitettynä SA2 johtolähtöjen tehonjaon laskelmat työssä käytetyn kytkentätilanteen perusteella.

Taulukko 4.4 SA2 johtolähtöjen tehonjakotulokset vuoden 2024 tammikuulta.

Johtolähtö	Pituus [km]	Laskettu huipputeho [MW]	Mitattu huipputeho [MW]	Suurin jännitteenalenema [%]	Suurin kuormitusaste [%]
J01	126,5	2,8	2,0	4,8	41,0
J02	6,5	2,1	2,1	0,2	19,5
J05	139,4	2,7	2,8	5,2	33,1
J09	38,0	1,0	1,4	0,9	12,3
J10	99,9	1,6	1,6	1,9	18,1
J11	9,7	3,8	3,4	1,2	44,3
J12	16,4	0,5	0,5	0,1	4,4

Taulukon 4.4 tuloksista nähdään, että sähköasemalta on eniten keskijännitejohtoa verrattuna muihin alueen asemiin. Näistä pisimmät lähdöt ovat J01 ja J05. Suurin sähkön kulutus alueella on keskustan alue, mihin J11 johtolähtö syöttää. J02 on johtolähdöistä lyhin ja syöttää sähköä keskustan alueelle. Kyseisille johtolähdöille osuu suuria yksittäisiä sähkön käyttäjiä teollisuuden alalta. Taulukossa 4.5 on SA3 johtolähtöjen tehonjakotulokset.

Taulukko 4.5 SA3 johtolähtöjen tehonjakotulokset vuoden 2024 tammikuulta.

Johtolähtö	**Pituus [km]**	**Laskettu huipputeho [MW]**	**Mitattu huipputeho [MW]**	**Suurin jännitteenalenema [%]**	**Suurin kuormitusaste [%]**
J03	37,8	0,4	0,5	0,3	4,0
J05	32,2	2,0	2,2	0,5	26,0
J07	59,6	1,0	0,8	1,0	11,0
J09	8,3	1,6	1,6	1,1	20,3
J11	34,0	1,2	1,4	0,9	12,4

Taulukon 4.5 tuloksista huomataan, että johtolähdöllä J03 on melko paljon pienempi teho ja sitä käytetään sähköasema 1 korvauksessa. Sähköasemalla muuten kuormitukset on jakautunut tasaisesti ja johtolähdöt ovat pituudeltaan lyhimpiä verrattuna muiden asemien johtolähtöihin. SA3 alueella sijaitsee myös iso tehdas, mikä on alueen suurimmista sähkön kuluttajista. Sähköasema 4 johtolähtöjen tehonjakolaskelmat on esitetty taulukossa 4.6.

Taulukko 4.6 Sähköasema 4 tehonjakotulokset vuodelta 2024 tammikuulta.

Johtolähtö	**Pituus [km]**	**Laskettu huipputeho [MW]**	**Mitattu huipputeho [MW]**	**Suurin jännitteenalenema [%]**	**Suurin kuormitusaste [%]**
J04	10	1,8	1,8	0,3	15,4
J05	20	0,5	0,6	0,2	4,9
J06	52	1,2	1,7	1,1	15,2
J08	87,1	1,8	2,1	2,6	25,2
J09	93,4	1,6	1,3	2,1	22,0
J11	76,5	1,6	1,8	1,9	22,0
J10	8,2	0,2	0,2	0,1	2,1

Taulukon 4.6 johtolähdöistä J09 käytetään suunnitellussa korvauskytkennässä ja se on kyseisen aseman johtolähdöistä pisin johtolähtö. Suurimmat erot laskettujen ja mitattujen

arvojen välillä esiintyvät pisimmillä johtolähdöillä J08 ja J09, joissa jännitteenalenemat ja kuormitusasteet ovat suurimmat.

SA5 johtolähdöillä kuormitus on jakautunut tasaisesti muille johtolähdöille paitsi J05. Tämä syöttää alueen yhden suurimman sähkön käyttäjän suuntaan, mikä näkyy myös korkeampana kuormitusasteena 34 %. Muiden johtolähtöjen kuormitusasteet jäävät alle 25 %:n. SA6 kuormituksissa on eniten epätasaisuutta verrattuna muiden asemien tuloksiin. Alueen sähkön kulutuksen painopiste on keskusta alueella, missä enemmistö väestöstä kyseisellä alueella asuu. J10 sekä J11 johtolähdöt ovat selvästi pisimmät. Lyhyemmillä johtolähdöillä kuormitusasteet jäävät selvästi pienemmiksi.

4.3.2 Sähköasemien korvaustarkastelu

SA2 korvauksessa on käytetty SA3, SA5 ja SA6 johtolähtöjä. SA6 J11 syöttää sähköaseman 20 kV kiskon kautta tarkasteltavan alueen keskustaan, missä suurimmat sähkönkäyttäjät ovat. SA6 J10 korvaa myös osan keskustan tehosta. Alueen lopun korvattava teho korvataan SA3 lähdöllä J03 ja SA5 lähdöllä J07. SA1 korvaus on toteutettu SA4 sekä SA5 johtolähdöillä. SA5 J08 syöttää sähköaseman 20 kV kiskon kautta tutkittavan alueen keskustaan päin. SA4 J09 ja SA5 J07 johtolähdöt korvaavat lopun tehon.

Verkon kytkentätilaa muutettaessa täytyy myös huomioida loistehon kompensointi ja jännitteensäätö. Reaktoreiden avulla voidaan kuluttaa verkossa syntyvää loistehoa ja vastaavasti kondensaattoreilla tuotetaan loistehoa. Korvattavalla sähköasemalla on reaktori kytkettynä verkkoon, mikä auttaa estämään liiallisen jännitteen nousun. Asemalla on myös kondensaattori, mikä on normaalikytkentätilanteessa irti verkosta, mutta sen avulla voidaan tuottaa loistehoa, mikä auttaa ylläpitämään jännitettä voimakkaan kuormituksen aikana. SA1:lla kytkettiin reaktori pois päältä sekä kytkettiin kondensaattori päälle, jolloin saadaan pienennettyä jännitteenalenemaa. Taulukossa 4.8 on esitettynä SA1 ja SA2 korvauksen jälkeinen tehonjakotulokset.

Taulukko 4.8 SA1 ja SA2 korvauskytkentään käytettyjen johtolähtöjen tehonjakotulokset kesältä vuodelta 2024.

Sähköasema ja johtolähtö	***Umin*** **[kV]**	***Pmax*** **[MW]**	**Suurin jännitteenalenema [%]**	**Suurin kuormitusaste [%]**
SA3 J03	19,2	2,1	5,9	28
SA4 J09	19,2	1,5	6,0	20
SA5 J07	19,6	2,4	4,2	26
SA5 J08	19,1	2,6	6,8	57
SA6 J10	19,1	2,8	6,6	29
SA6 J11	19,1	2,8	6,8	42

Taulukon 4.8 tuloksista nähdään, että kuormat ovat jakautuneet tasaisesti johtolähtöjen kesken, paitsi SA4 J09, joka korvaa vain lyhyen matkan SA1 pohjoispuolelta. Tehonjakotulokset ovat kesäaikaan kuormituksen ollessa pienimmillään. Jännite laskee pienimmän kuormituksen aikana jo melko lähelle 19 kV. Kuormitusasteet pysyvät kaikilla korvaavilla johtolähdöillä alle 60 %. Tilanteessa suurimmat sallitut kuormitukset eivät ylity. Tehonjakolaskenta näyttää, että syksyllä ja keväällä jännite laskisi jo hieman alle 19 kV. Johdon korvaus on suoritettava kuormitusten ollessa pienimmillään.

Pahimmassa skenaariossa kovilla pakkasilla jää korvaamatta yli 10 MW tehoa, mikä tarkoittaisi sitä, että alueen keskusta jäisi sähköttömäksi. Kyseinen tilanne olisi ollut vuoden 2024 tammikuussa, jos korvaus olisi pitänyt suorittaa sinä ajankohtana johdon vikaantuessa. 110kV johdon vikaantuminen johtaisi kahden sähköaseman menetykseen eikä niin suurta tehovajetta pystytä korvaamaan muita yhteyksiä käyttäen. Vian sattuessa talvella tulisi varmistaa kriittisten kohteiden sähkön saanti sekä vuorotella alueita, ettei asiakkaille tulisi kohtuuttoman pitkiä katkoja. Paras ja ainoa ajankohta tällä hetkellä suunniteltujen korvauskytkentöjen toteutukselle olisi vuodenajan mukaan kesällä, koska alueen tehontarve on pienimmillään silloin. Viikonloppuisin tehontarve on myös pienempi verrattuna arkena

sekä yö ajankohtana on korvauksen kannalta parempi kuin päivällä, jolloin kulutus on suurempaa.

Taulukon tehonjako tulokset osoittavat, että korvauskytkentä on haasteellista suorittaa talviaikana kulutuksen ollessa suurta. Kesäaikana kulutuksen ollessa pienimmillään jännitteet laskevat jo lähelle 19 kV sekä jännitteenalenema lähenee 8 %, mitkä ovat laskennassa käytettävien tehonjakolaskennan reunaehtoja. Jos tehonjaon reunaehdoista poikettaisiin se aiheuttaisi haasteita kuten jännitteenlaadun heikkenemistä sekä alueen ylikuormittumiseen. Tulevaisuudessa tilanne tulee olemaan entistä haasteellisempi sähkön kysynnän kasvaessa.

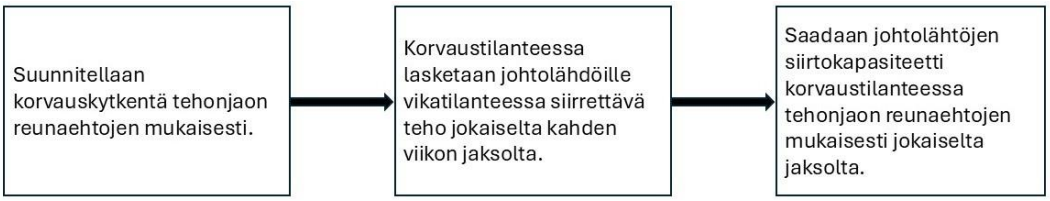
5 LASKENTAMENETELMÄ TEHOVAJEEN KATTAVUUDEN ARVIOIMISEKSI

Laskennan tarkoituksena on selvittää, milloin tuuli- ja aurinkovoiman tuotanto riittäisi kompensoimaan tehovajeen hetket korvauskytkentätilanteessa. Selvitetään myös pystyisikö akku korvaamaan tehovajeen hetkinä, milloin tuotantoa ei ole riittävästi tai se on nolla. Alueen keskitehot ovat tiedossa jokaiselta 15- minuutilta, kuten myös aurinko- ja tuulivoimantuotannon mittaukset.

Laskennan ensimmäisenä vaiheena selvitetään tehovajeen määrä korvauskytkentätilanteessa jokaiselta 15-minuutilta, jotta päästää selvittämään pystyisi uusiutuvan energia tuotanto sekä akku kompensoimaan nämä tehovajeen hetket. Tehovajeen selvityksen jälkeen lisätään tuulivoiman tuotanto ja arvioidaan sen vaikutusta tehovajeen kattavuuteen. Tämän jälkeen lisätään aurinkovoiman tuotanto, jonka avulla tutkitaan tuuli- ja aurinkovoiman vaikutusta tehovajeen kattavuuteen yhdessä. Lopuksi lisätään skenaarioon akkuvarasto liiketoiminnan ja korvauskytkentätilanteen näkökulmasta.

5.1 Tehovaje laskenta

Työn laskennassa tarkastellaan vuoden 2024 tehoja. Vuoden 2024 tammikuu oli erityisen kylmä ja halutaan selvittää, miten kylmänä vuotena pystyttäisiin korvaamaan tehovaje uusiutuvilla tuotantomuodoilla. Kylmällä ilmalla sähkön kulutus nousee, mikä vaikuttaa siihen, kuinka paljon kapasiteettia viereisillä sähköasemilla olisi vikatilanteessa. Sähköasemat eivät pysty korvaamaan kasvavaa tehotarvetta, milloin alueelle jää tehovajeen hetkiä. Vuoden 2024 tammikuu oli keskimääräisesti lämpötilaltaan kylmin moneen vuoteen tutkittavalla alueella ja tämän takia laskennassa keskitytään tarkastelemaan pelkästään vuotta 2024 kulutuksen ollessa suurta. Laskennan avulla saadaan käsitys siitä, miten uusiutuvan energian tuotanto pystyisi auttamaan mahdollisen vian sattuessa kulutuksen ollessa suurimmillaan. Kuvassa 5.1 on esitettynä laskennan eteneminen lähtötilanteesta.



Kuva 5.1 Laskennan vaiheet, jossa määritetään johtolähtöjen korvauskapasiteetti.

Kuvassa 5.1 on yksinkertaistettuna laskennan kulku aina korvauskytkentätilanteen suunnittelusta korvauskapasiteetin selvittämiseen asti. Ennen laskentoja suunnitellaan 110 kV johdon korvauskytkentä, jota käsiteltiin tarkemmin kappaleessa 4.1. Johdon korvauskytkentä suunnitellaan niin, että se on mahdollista suorittaa kesäkuukausina sähkön kulutuksen ollessa pienimmillään. Laskennan ensimmäisenä vaiheena selvitetään, milloin vuonna 2024 olisi jäänyt tehovajeen hetkiä, jotta pystytään vertaamaan uusiutuvan energian tuotannon mittauksilla, milloin nämä tehovajeen hetket olisi ollut mahdollista kompensoida.

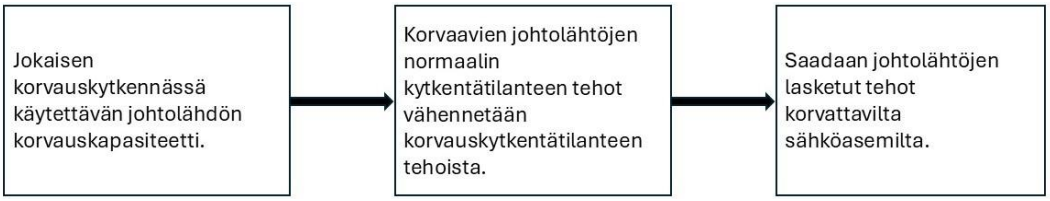
Tämän työn laskentoihin käytetään Trimble – NIS tehonjako – mitoitus laskentaa. Valittu menetelmä yhdistää mittausten analyysin, mallinnuksen ja sähköverkkomallin mukauttamisen eri kytkentätilanteisiin. Verkkotietojärjestelmässä tarkastelujaksona käytetään kahden viikon jaksoja, joita on vuodessa yhteensä 26. Jokaiselta 2-viikkoisjaksolta lasketaan tehonjaon reunaehtojen puitteissa, kuinka paljon tehoa jäisi korvaamatta kyseiseltä jaksolta. Tehonjakolaskennan avulla saadaan teho mikä pystytään korvaamaan vuoden eri ajankohtina ja sen avulla pystytään selvittämään korvaamatta jääneen tehon määrä.

Laskennoissa seuraavien reunaehtojen tulee täyttyä:

- Jännite ei laske alle 19 kV
- Kuormitusaste ei ylitä 100 %

Edellä mainitut reunaehdot täyttyvät vain kesäaikana, milloin kaikki teho pystytään korvaamaan. Suunniteltuun korvauskytkentätilanteeseen täytyy selvittää johtolähtöjen korvauskapasiteetti eli kuinka paljon tehoa olisi pystytty korvaamaan jokaiselta ajanhetkeltä. Jokaiselta 2-viikkoisjaksoilta, milloin jännite laskee alle 19 kV, verkkoa kevennetään niin, että jännite pysyy 19,00–19,20 kV välillä. Tämän avulla saadaan tietää, kuinka paljon johto olisi pystynyt korvaamaan kyseisenä ajankohtana.

Tehonjakolaskenta toistetaan jokaisella korvauskytkentätilanteessa käytetylle johtolähdölle, jota luvussa 4.3.1 käsitellään. Kun tehonjakolaskenta on toistettu jokaiselle johtolähdölle, niin sen jälkeen lasketaan johtolähtöjen tehot yhteen, mistä saadaan $P_{Korvauskapasiteetti}$ jokaiselta jaksolta, mitä pystytään korvaamaan tehonjaon reunaehtojen puitteessa. Kuvassa 5.2 on havainnollistettuna, miten laskenta etenee korvauskapasiteetin selvityksen jälkeen.



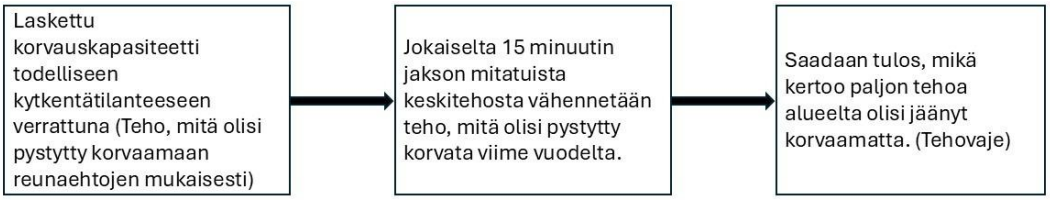
Kuva 5.2 Laskennan vaiheet, jossa selvitetään korvattavien johtolähtöjen tehot, mitä olisi pystytty korvaamaan vikatilanteessa.

Kuten kuvasta 5.2 nähdään, niin lasketusta korvauskapasiteetista täytyy vielä vähentää korvauksessa käytettävien johtolähtöjen tehot normaalikytkentätilanteesta, jotta päästään selvittämään korvattavien johtojen tehoja. Jakeluverkossa kytkentätilanne muuttuu useasti vuoden aikana erilaisten kunnossapitotöiden tai vikojen seurauksena. Normaalikytkentätilanteen mittaukset on skaalattava vastaamaan tuloksia, jotta tiedetään tarkasti tehon määrä jokaiselta hetkeltä.

Ennen laskentojen suorittamista täytyy määrittää normaalikytkentätilanteen jakorajat, johon mitatut arvot peilataan. Reaaliaikaset mittaukset ovat saatavilla vuoden takaa, mutta niiden käyttö edellyttää skaalauksen suorittamista, jotta ne vastaavat nykyistä jakorajatilannetta. Jakorajat määritetään sen mukaan, miten ne valtaosan vuodesta ovat, jotta voidaan minimoida kytkentätilanteen muutokset. Laskennassa hyödynnetään DMS järjestelmää, mistä saadaan tietää, miten korvaavien johtolähtöjen jakorajat ovat muuttuneet kuluneen vuoden aikana. Tapahtumahistoriasta saadaan selville, milloin jakorajaan vaikuttavaa erotinta on ohjattu kiinni tai auki sekä kauan muutostilanne on kestänyt. DMS järjestelmästä pystytään lataamaan jakorajatilanne siltä ajalta, kun kytkentätilanne on muuttunut mikä voidaan muokata sitten vastaamaan kytkentätilannetta verkkotietojärjestelmässä. Kyseisinä ajankohtina, kun jakorajat ovat muuttuneet, niin muutetaan kytkentätilanne vastaamaan muuttunutta tilannetta kyseisenä ajankohtana. Suoritetaan tehonjakolaskenta, joista saadaan jokaisella 2-viikkoisjaksolle suurin teho.

Vuonna 2024 alueella jakorajat muuttuivat ajoittain, niin laskennoissa on tärkeä tietää mikä määrä tehoa alueella on, koska mittaukset vastaavat myös sen hetkistä tilannetta. On tärkeä tietää, millainen verkon kytkentätilanne on ollut tarkasteltavana ajanjaksona, jotta lasketut tehot vastaavat mahdollisimman tarkasti todellista tilannetta. Ajanjaksoista jätetään huomioimatta viikot, milloin on ollut sähköasemien korvauksia, koska vaikutus alueen tehoihin olisi liian suuri. Laskennoissa ei myöskään huomioida, jos jakorajat ovat

muuttuneet vain muutamaksi tunniksi, sillä vaikutus on niin pieni. Jokaiselle kaksiviikkoisjaksolle yhteenlaskettu korvattava teho vähennetään korvauskytkentätilanteen laskennallisesta korvauskapasiteetista. Näin saadaan määritettyä alueen keskitehot jokaiselta ajankohdalta. Kuvassa 5.3 on esitettynä tehovajeen laskennan viimeiset vaiheet.



Kuva 5.3 Laskennan vaiheet, josta saadaan selville tehovajeen hetket.

Kuvassa 5.3 nähdään, miten tehovaje saadaan laskettua selvitetystä korvauskapasiteetista. Tehovaje / ylijäämä teho saadaan laskettu vähentämällä teho mikä pystytään korvaamaan tehonjaon reunaehtojen puitteissa korvattavien sähköasemien todellisesta tehosta. Korvaamatta jäänyt teho tai ylijäämä teho saadaan selville yhtälöllä 5.1.

$$P_{Tehovaje\ /ylijäämäteho} = P_{Korvauskapasiteetti} - P_{Todellinen\ teho} \tag{5.1}$$

missä $P_{Korvauskapasiteetti}$ on teho mikä pystytään korvaamaan määritellyissä rajoissa ja $P_{Todellinen\ teho}$ on alueen todelliset tehot jokaiselta ajanhetkeltä. $P_{Korvauskapasiteetti}$ vähennetään vuoden takaisista todellisista keskitehoista $P_{Todellinen\ teho}$, mikä keskimääräisesti pystytään korvaamaan sillä ajanhetkellä. Todelliset keskitehot ovat saatavilla jokaiselta 15 minuutilta vuodelta 2024. Trimble Nissistä ei saada tuntikohtaisia tuloksia, niin käytetään jokaisella kaksiviikkoisjaksolle yhtä $P_{Korvauskapasiteetti}$ arvoa. Tämä on riittävän tarkka laskentamalli analyysia varten.

Korvauskapasiteetin ollessa pienempi, kuin alueen todellinen teho niin silloin tilanteessa kaikkea tehoa ei olisi pystytty korvaamaan, jolloin jää tehovajetta. Jos taas korvauskapasiteetti on yli todellisen tehon kyseisellä ajanhetkellä, niin kaikki teho olisi pystytty korvaamaan alueelta.

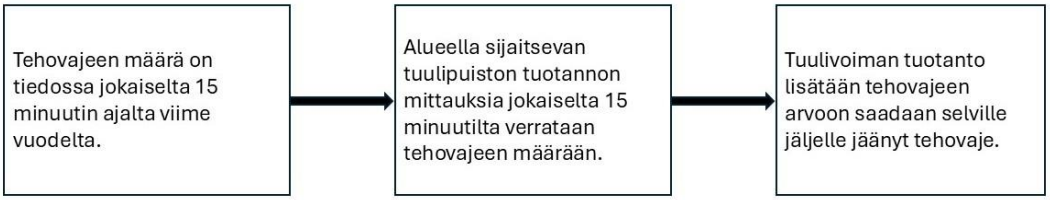
Tässä vaiheessa laskentaa tiedetään jokaiselta 15 minuutin jaksolta, kuinka paljon tehoa olisi jäänyt mahdollisesti korvaamatta. Seuraavaksi tuloksiin lisätään tuulivoiman tuotannon mittaukset ja selvitetään paljon tehotukea se olisi pystynyt antamaan tilanteessa.

5.2 Tuulivoiman tehotuen laskenta

Seuraavaksi tarkoituksena on selvittää, milloin tuulivoiman tuotanto olisi pystynyt kompensoimaan tehovajeen hetket. Tuulipuisto on liittyneenä verkon alueelle, joten sen mittaustiedot ovat saatavilla suoraan jokaiselta 15 minuutilta. Tuulivoima teho saadaan yhtälöllä 5.2.

$$P_{tuulivoima} = \frac{1}{2} * \rho * A * u^3 * C_p \tag{5.2}$$

missä ρ on ilman tiheys, A on kohtisuora pinta-ala ilmanvirtausta vastaan, u on tuulen nopeus ja C_p on tehokerroin (Choukulkar, 2016). Laskennassa verrataan seuraavaksi tuulivoiman tuotannon ja tehovajeen arvoja. Laskennan eteneminen on havainnollistettuna kuvassa 5.4. Kuvassa on esitettynä, miten saadaan selville tuulivoiman tehotuki korvaustilanteessa.



Kuva 5.4. Tuulipuiston tuotantomittauksia verrataan laskettuihin tehovajeen arvoihin, josta saadaan jäljelle jäävän tehovajeen hetket.

Kuvasta 5.4 nähdään, että seuraavaksi tuulivoiman tuotannon mittauksia verrataan edellä selvitettyihin tehovajeen arvoihin jokaisella ajanhetkellä. Tuulivoiman hetkittäinen tuotanto lisätään viime kappaleessa laskettuihin tehovajeen arvoihin jokaisella ajanhetkellä. Näin saadaan selville, kuinka paljon tuulivoiman tuotanto pystyy antamaan tehotukea myös tilanteissa, milloin se ei yksin riitä kompensoimaan kaikkea tehovajetta. Vertaamalla arvoja samalla ajanhetkellä nähdään, että olisiko tuulivoiman tuotanto pystynyt korvaamaan mahdollisen tehovajeen vai ei.

Jokaiselle ajanhetkelle suoritetaan vertailu, jossa määritetään, pystyykö tuulivoiman sen hetkinen tuotanto korvaamaan sen hetkisen tehovajeen. Mahdollisia lopputuloksia ovat tilanteet, joissa tuulivoima joko pystyy tai ei pysty kompensoimaan tehovajeen. Jos $P_{tuulivoima} > P_{Tehovaje}$, niin tuulivoima pystyy kompensoimaan tehovajeen. Korvaamatta jääneen tehon ollessa suurempi niin ei tuulivoiman tuotanto ei pysty korvaamaan kaikkea

tehovajetta. Tämä analyysi antaa kokonaiskuvan tuulivoiman kyvystä toimia vaihtoehtoisena tehonlähteenä korvaustilanteissa. Se mahdollistaa myös sen arvioinnin, kuinka usein ja missä olosuhteissa tuulivoima yksinään riittää kattamaan korvaamatta jääneen tehon. Tämän jälkeen lisätään alueelle aurinkopuisto ja tehdään aiempi analyysi uudestaan. Tutkitaan, miten tuulivoiman tuotanto yhdessä aurinkovoiman tuotannon kanssa pystyisi korvaamaan tehovajeen hetket.

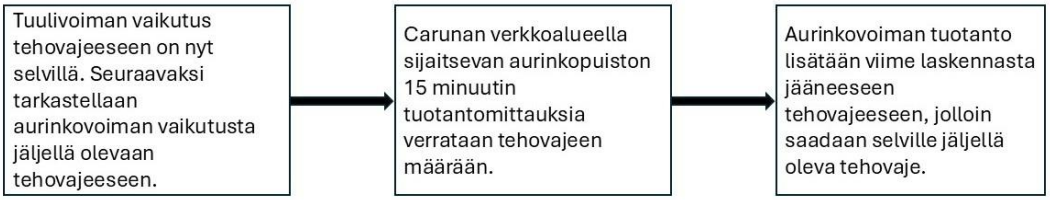
5.3 Aurinkovoiman tehotuen laskenta

Aurinkovoiman laskennassa arvioidaan, kuinka paljon Carunan verkon alueella sijaitseva aurinkopuisto yhdessä tuulipuiston kanssa tuotannollaan vähentäisi edelleen tehovajeen hetkiä. Tässä laskennassa selvitetään, milloin tehovajeen hetket saadaan korvattua uusiutuvan energian tuotannolla. Laskennassa käytetään Carunan verkon alueelta aurinkopuiston mittaustietoja ja skaalataan ne vastaamaan tuulipuiston kokoa 15 MVA. Aurinkovoimalan tuottama energia saadaan yhtälöllä 5.3.

$$E = P * A * \eta \tag{5.3}$$

jossa P on aurinkovoiman tuottama teho, A on paneelien pinta-ala ja η on paneeleiden hyötysuhde.

Laskenta perustuu aiemmin muodostettuihin tietoihin tuulivoiman vaikutuksesta ja seuraavaksi tilanteeseen lisätään aurinkopuiston tuotanto jokaiselta ajanhetkeltä. Kuvassa 5.5 on esitettynä, miten saadaan selville tuulivoiman tehotuki yhdessä aurinkovoiman kanssa korvauskytkentätilanteessa.



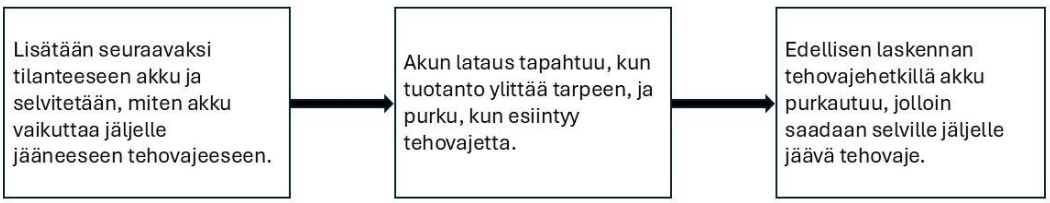
Kuva 5.5. Aurinkopuiston tuotantomittauksia verrataan laskettuihin tehovajeen arvoihin, josta saadaan jäljelle jäävän tehovajeen hetket.

Kuvasta 5.5 nähdään, että aurinkovoiman tuotannon mittaukset jokaiselta 15 minuutilta lisätään edelleen 5.1 kappaleessa selvitettyyn tehovajeen hetkiin, mihin on jo lisättynä

tuulivoiman tuotannon mittaukset. Vertaamalla arvoja samalla ajanhetkellä nähdään, olisiko tuulivoiman tuotanto yhdessä aurinkovoiman tuotannon kanssa pystynyt korvaamaan mahdollisen tehovajeen. Jos $P_{tuulivoima} + P_{aurinkovoima} > P_{Tehovaje}$, voidaan katsoa, että tuulivoima yhdessä aurinkovoiman kanssa riittää kattamaan tehovajeen siltä ajanhetkeltä. Laskenta mahdollistaa sen, että nähdään milloin tuulivoiman tuotanto yhdessä aurinkovoiman tuotannon kanssa pystyisi auttamaan korvauskytkentätilanteessa. Selvitetään myös hetket, milloin kaikki tehovaje olisi pystytty korvaamaan. Aurinkovoiman tarkastelun jälkeen liitetään tilanteeseen akku.

5.4 Akun vaikutukset tehovajeen hetkiin

Edeltävien kappaleiden laskenta mahdollisti uusiutuvan energian tuotannon vaikutuksen korvauskytkentätilanteeseen. Lisätään tilanteeseen vielä akku ja tehdään sama analyysi. Laskennassa arvioidaan, kuinka akku voisi toimia osana tehovajeen hallintaa tilanteissa, joissa tuulivoima ja aurinkovoima eivät riitä kattamaan tehontarvetta kokonaan. Tarkoituksena on selvittää, kuinka paljon tarkasteluvuoden aikana esiintyy hetkiä, milloin uusiutuva tuotanto ei riitä kompensoimaan tehovajetta, ja pystyisikö nämä tilanteet mahdollisesti kattamaan energiavaraston avulla. Kuvassa 5.6. on esitettynä, miten akku lisätään tilanteeseen sekä miten sen tehotuki auttaa korvauskytkentätilanteessa.



Kuva 5.6. Akku lisätään tilanteeseen, josta saadaan selville jäljelle jäävä tehovaje.

Kuva 5.6 kertoo, miten akun toiminta on määritetty työn laskennassa. Laskennassa akun toiminta määritellään siten, että akku ladataan niillä ajanjaksoilla, kun tuotanto ylittää kulutuksen, ja puretaan niillä ajanhetkillä, kun tehovajetta esiintyy. Näin voidaan arvioida, kuinka suuri osa tehovajauksen tunneista olisi katettavissa akun avulla. Eli käytännössä akku purkaantuu, kun $P_{tuulivoima} + P_{aurinkovoima} < P_{Tehovaje}$.

Tämä tarkastelu mahdollistaa käytännön tason arvion siitä, millaisella energiavarastolla uusiutuvan tuotannon vaihteluita voitaisiin tasapainottaa ja lisätä verkon toimitusvarmuutta

korvauskytkentöjen näkökulmasta. Laskennassa tarkastellaan kahta eri skenaariota akun toiminnan kannalta ja ne esitellään seuraavissa luvuissa tarkemmin.

5.4.1 Akkujen laskenta liiketoiminnan kannalta

Akun laskennassa tutkitaan ensin, miten 10 MWh akku vaikuttaa tilanteeseen. Liiketoiminnan kassavirrat perustuvat pääasiassa reservimarkkinoiden tuottoihin, jossa ei kapasiteeteilla ole niin suurta merkitystä. Laskennan tarkoitus on selvittää, miten liiketoiminnan kannalta suotuisa akku voisi toimia korvauskytkentätilanteessa apuna.

5.4.2 Akkujen laskenta korvauskytkentätilanteen kannalta

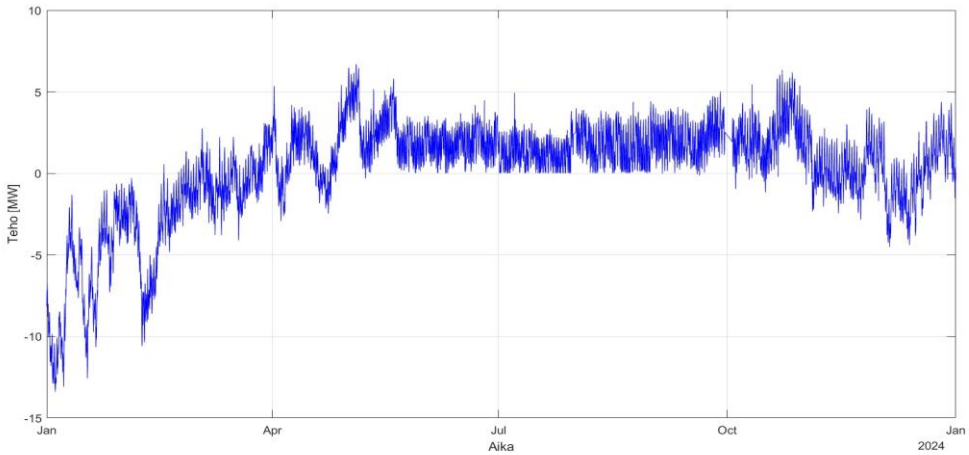
Toisessa skenaariossa kasvatetaan akun kokoa ja selvitetään, miten se vaikuttaa tilanteeseen. Tämän laskennan avulla saadaan ymmärrys siitä, miten isompi varastointikapasiteetti voisi vaikuttaa tilanteeseen sekä kuinka paljon enemmän hyötyä siitä olisi korvauskytkentätilanteen kannalta. Toiseen skenaarion akun kooksi valitaan 40 MWh:n akku. Tämän avulla pystytään vertaamaan, kuinka paljon tehovajeen energiaa pystytään korvaamaan erityisesti pitkittyneiden vikojen aikana.

6 TULOKSET

Tässä kappaleessa esitetään laskennan tulokset, miten tuuli- ja aurinkovoiman tuotanto auttaisi sähköverkon korvauskytkentätilanteessa. Alussa selvitetään ajankohdat, milloin tehovajeen hetket esiintyvät, ja seuraavissa kappaleissa milloin tuuli- ja aurinkovoiman tuotanto riittäisi kompensoimaan mahdolliset tehovajeen hetket. Tämän jälkeen liitetään tilanteeseen akku ja tutkitaan, pystyisikö uusiutuvan energian tuotannon liittämisen jälkeen tehovajeen hetket korvaamaan akulla. Tuloksissa selvitetään myös paljon tehotukea uusiutuvan energian tuotanto antaa tehovajeen hetkillä, jolloin kaikkea tehoa ei pystytä kompensoimaan. Tämän jälkeen tutkitaan, kuinka tehokkaasti tuulipuiston kapasiteettia kasvattaminen kompensoi tehovajetta. Tämän jälkeen lisätään skenaarioon vielä akku ja tutkitaan, olisiko tehovajeen kattaminen tehokkaampaa kasvattamalla puiston kokoa vai lisäämällä akku alueelle.

6.1 Tehovaje

Tehovajeen määrä vaihtelee tarkasteltavassa korvauskytkentätilanteessa vuosittain, kausittain sekä päivän sisällä. Vaihteluihin vaikuttavat erityisesti sähkön kysynnän ja tuotannon muutokset sekä se, kuinka paljon korvauskytkentätilanteessa on mahdollista korvata tehosta viereisiltä sähköasemilta. Kuvassa 6.1 on esitettynä korvaamatta jäänyt teho sekä ylijäämä teho vuodelta 2024.



Kuva 6.1. Korvaamatta jäänyt teho sekä ylijäämä teho tutkittavalta alueelta ilman uusiutuvan energian tuotantoa vuodelta 2024.

Kuvasta 6.1 nähdään, että alkuvuodesta esiintyy pelkästään tehovajeen hetkiä, milloin korvauskytkennän kaikkea tehoa ei pystyttäisi korvaamaan. Negatiiviset tulokset näyttävät

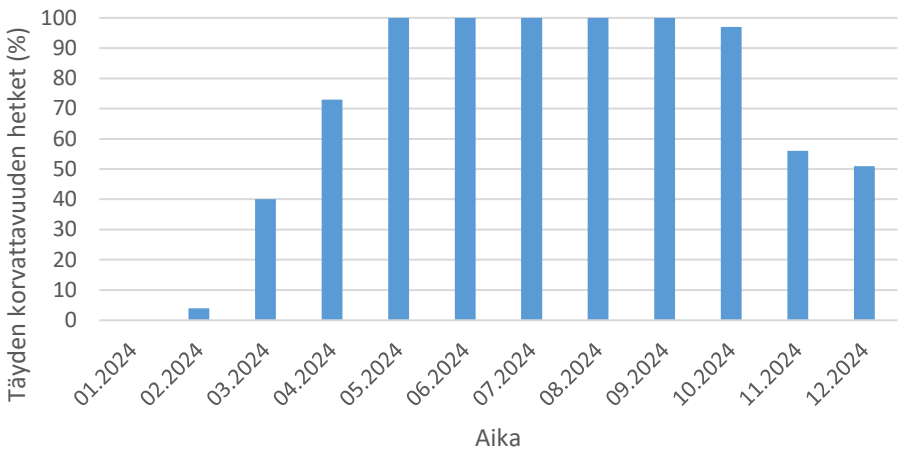
paljon alueelle olisi jäänyt tehovajetta ja positiiviset tulokset näyttävät ylijäämän tehon. Korvaamatta jääneellä teholla tarkoitetaan hetkiä, milloin kaikkea tehoa ei olisi pystytty korvaamaan. Kuvasta nähdään, että tehovaje on suurimmillaan yli -13 MW tammikuun alussa. Helmikuun loppupuolella esiintyy yksittäisiä ylituotannon hetkiä, mutta muuten alkuvuonna esiintyy vain tehovajeen hetkiä. Keväälle mentäessä tehot nousevat 0 MW lähelle, jolloin saadaan ajoittain kaikki teho korvattua. Touko-syyskuun välisenä aikana sähkönkulutus kyetään kattamaan täysin ilman uusiutuvan energian tuotantoa. Syksylle mentäessä nähdään tehotilanteeseen vaihtelua, mutta pääosin tehovaje saadaan korvattua täysin yksittäisiä tehovajeen jaksoja lukuun ottamatta. Loppuvuodesta esiintyy tehovajetta, mutta tilanne on huomattavasti parempi verrattuna alkuvuoden hetkiin, milloin sähkön kulutus on suurimmillaan.

Verkossa kulutushuiput esiintyvät korkeimpien pakkasten aikaan talvella. Silloin verkko on jo valmiiksi kuormittunut ja korvauskytkentätilanteen suoritus aiheuttaisi ylikuormittumista. Tällaisina hetkinä kaikkea tehoa ei saataisi korvattua, milloin asiakkaita jäisi ilman sähköä. Kuvasta nähdään, että alkuvuodesta jää eniten tehoa korvaamatta, milloin korkeimmat pakkaset esiintyivät. Vuoden 2024 tammikuu oli erityisen kylmä ja kovimmat pakkaset koettiin heti alkuvuodesta, milloin myös tehovaje oli suurimmillaan. Alueen alin lämpötila kipusi -26 °C. Pakkaset kiristyivät taas helmikuun puolessa välissä, milloin lämpötila laski -16 °C. Tehot osoittavat, että pakkasen kiristyessä sähkön kulutus nousee, milloin tehovajeen hetkiä esiintyy enemmän. Loppu vuodesta taas alueen minilämpötila oli vain -9 °C, milloin alueella tehovajeen määrä oli huomattavasti pienempi kuin kovilla pakkasilla alkuvuodesta.

Kesäaikana esiintyy useita ajanhetkinä, milloin jää ylijäämää tehoa parhaimmillaan 7 MW. Kesäisin lämpötilan noustessa sähkön kulutus on alhaisimmillaan, jolloin kaikki alueen teho pystytään korvamaan. Johdon korvauskytkennät kannattaa suorittaa kesäaikana, jolloin verkon kapasiteetti riittää korvaamaan tehon pidemmilläkin ajanjaksoilla. Korvauskytkentä voidaan joutua suorittamaan myös talvella vian sattuessa ja tämän työn tuloksissa saadaan selville paljon tehotukea uusiutuva energiantuotanto pystyisi antamaan mahdollisesti siinä tilanteessa.

Laskennasta selvitettiin pelkästään vuoden 2024 tehovajeen hetket. Vuosittain tehovajeen määrä vaihtelee ja aikaisempina vuosina tehovajeen määrä ei olisi ollut täysin sama kuin viime vuonna. Tehovajeen hetket olisivat kuitenkin esiintyneet aikaisempina vuosina

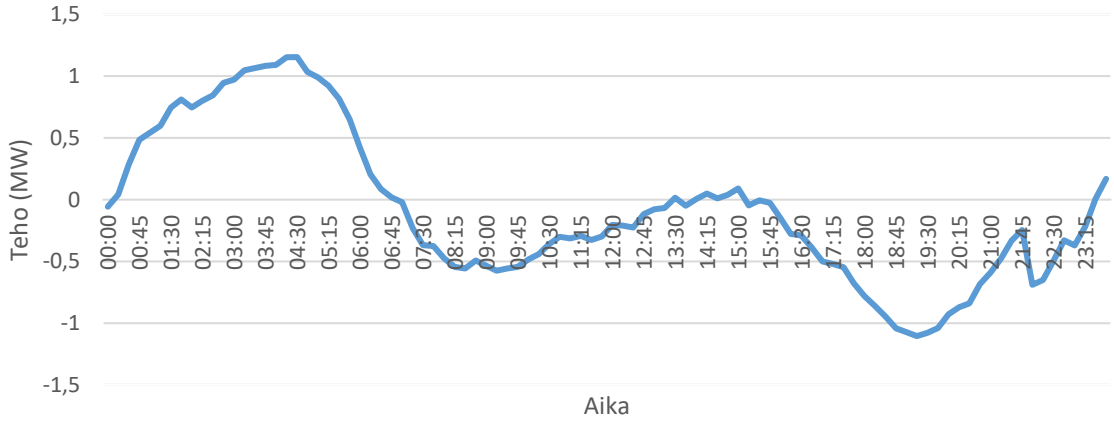
samankaltaisina hetkinä. Talvisin kylmällä säällä sähkönkulutuksen ollessa suurimmillaan tehovajeen määrä on suurin ja kesällä lämpimällä säällä pienin tai olematon. Tulevaisuudessa esimerkiksi liikenteen ja lämmityksen sähköistyminen tulee lisäämään verkon kuormitusta. Mikäli tulevaisuudessa esiintyisi yhtä kylmä talvi, tehovajeen määrä olisi todennäköisesti suurempi, sillä korvattavan tehon tarve kasvaisi ja korvaavilla sähköasemilla olisi vähemmän kapasiteettia tehon kattamiseen. Siksi verkkoon tulee tehdä investointeja lisäämällä kapasiteettia. Kuva 6.2 havainnollistaa vuodenajan vaikutusta korvauskytkentätilanteeseen.



Kuva 6.2. Ajanhetket vuodelta 2024 kuukausittain, milloin kaikki tehovaje olisi pystytty korvaamaan täysin tarkasteltavalta alueelta.

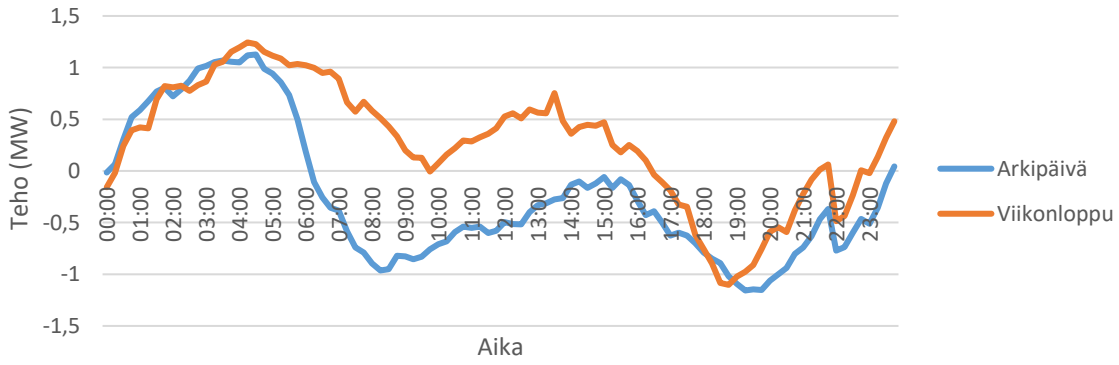
Kuvassa 6.2 on esitettynä kuukausittain hetket, milloin korvauskytkentä olisi pystytty toteuttamaan täysin ilman tehovajeen hetkiä. Kuvasta nähdään, että tammikuussa ei ole yhtäkään hetkeä, milloin kaikki teho pystyttäisiin korvaamaan. Helmikuusta on vain yksittäisiä hetkiä, milloin korvauskytkentä onnistuisi. Maalikuussa sään lämmetessä ja sähkön kulutuksen vähentyessä esiintyy jo muutamia päiviä peräkkäin, milloin korvaus onnistuisi. Kesällä korvaus pystyttäisiin toteuttamaan ilman tehovajeenhetkiä, mutta vuoden lopussa tilanne jälleen huononee. Marras- ja joulukuussa vain puolet hetkistä korvaus pystyttäisiin toteuttamaan reunaehtojen puitteissa. Kuukausi tasolla tutkittuna huomaa vuodenajan vaikutuksen korvauskytkentätilanteeseen. Alueella korvausta ei pystytä toteuttamaan talvisin niin, että kaikki teho pystyttäisiin kompensoimaan. Keväällä ja syksyllä jää myös paljon tehovajeen hetkiä sähkön kulutuksen ollessa vielä suurta. Kesä on paras ajankohta korvauskytkentätilanteen suorituksella, milloin sähkönkulutus on alhaisimmillaan.

Tehovajeen määrä vaihtelee myös paljon vuorokauden aikana. Kuvassa 6.3 on esitettynä, mihin ajankohtaan tehovaje sekä ylijäämä teho esiintyy vuorokauden sisällä.



Kuva 6.3.Tehovajeen sekä ylijäämän tehon hetket esitettynä vuorokaudenajan mukaan. Kuvan tulokset ovat keskiarvoja kaikkien vuoden 2024 päivien tuntikohtaisista arvoista. Positiiviset arvot kuvastavat ylijäämää tehoa sekä negatiiviset tehovajetta.

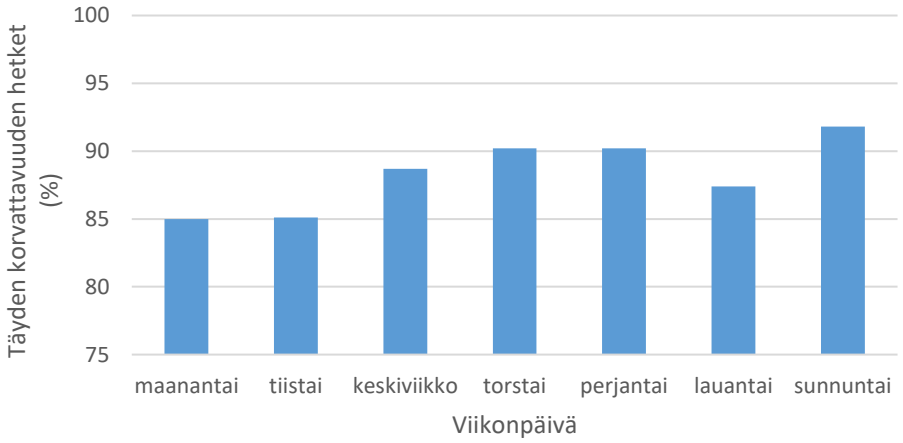
Kuvasta 6.3 huomataan, että suurin osa tehovajeen hetkistä osuu aamuun sekä iltaan, jolloin sähkönkulutus on myös suurimmillaan vuorokauden aikana. Öisin kulutus on pienempää, jolloin esiintyy enemmän ylijäämää tehoa. Kuvaajasta nähdään selkeä vuorokausirytmi, mikä parantaa ennustettavuutta. Kulutusjouston avulla voitaisiin ajoittaa sähkönkäyttö pois niiltä tunneilta, jolloin sähkönkäyttö on korkeimmillaan. Kuvasta nähdään, että keskipäivän sekä yön tunnit olisivat otollisemmat korvauskytkennän suorittamiselle, sillä silloin sähkön kulutus on pienimmillään. Kuva havainnollistaa myös hyvin, että sähkön käyttö pakkaantuu kello 18–21 välille. Kulutus on ollut suurimmillaan iltaisin, milloin esiintyy myös eniten tehovajeen hetkiä. Kuvasta 6.4 nähdään arkipäivien ja viikonloppujen ero.



Kuva 6.4. Tehovajeen sekä ylijäämän tehon hetket esitettynä arki- ja viikonloppupäivinä. Kuvan tulokset ovat keskiarvoja kaikkien vuoden 2024 päivien tuntikohtaisista arvoista.

Kuvasta 6.4 huomataan, että arkiaamuina kulutushuippu osuu aikaisempaan ajankohtaan. Sininen viiva kuvastaa arkipäivää ja oranssi kuvastaa viikonloppua. Kuva havainnollistaa, milloin tehovajeen hetkiä esiintyy keskimääräisesti vuorokauden sisällä. Arkena aamuisin käyrä on myös jyrkempi verrattuna viikonlopun käyrään. Viikonloppuiltoina kulutushuippu osuu hieman aikaisempaan ajankohtaan sekä käyrä on jyrkempi verrattuna arki-iltoihin. Kulutushiput ovat iltaisin suhteellisen samanlaisia ja tehovajetta esiintyy arki- sekä viikonloppuiltoina.

Kuvassa 6.5 on esitettynä viikonpäivän mukaan hetket, milloin kaikki teho olisi pystytty korvaamaan. Yleisesti viikonloppuisin korvauskytkentöjen suoritus on suotuisampaa kulutuksen ollessa pienempää verrattuna arkeen. Kulutushuiput ovat matalampia ja kestävät lyhyempään.



Kuva 6.5. Viikonpäivän mukaan esitettynä hetket, milloin kaikki teho olisi pystytty korvamaan.

Kuvasta 6.5 nähdään, että sunnuntaisin olisi suotuisimmat olosuhteet korvauskytkennälle ja alkuviikosta vähiten suotuisat. Sunnuntaisin yli 90 % hetkistä kaikki teho pystyttäisiin korvaamaan alueelta. Yleisesti sunnuntaisin sähkönkulutus on alhaisimmillaan, mikä olisi suunnitellulle korvauskytkentätilanteelle paras suoritusajankohta. Tulokset osoittavat, että sähkönkulutus laskee alkuviikosta perjantaihin mennessä ja nousee lauantaina hieman. Arkipäivien sekä viikonloppujen sähkönkulutuksen rytmit ovat vain erilaiset.

Vuoden 2024 laskennasta nähdään selkeän kausittaisen kaavan, jossa suurimmat tehovajeet esiintyvät tammi-, helmi ja joulukuussa. Tämä on linjassa vuoden kylmimpien ajanjaksojen kanssa, mikä viittaa yhteyteen alhaisten lämpötilojen ja sähköverkon kuormituksen välillä.

Vaikka lämpötilatietoja ei käytetty suoraan laskennassa, havaittujen tehovajeen ajankohdat näkyvät sähköverkon toiminnassa kylminä ajanjaksoina. Lämpötilan laskiessa verkon kuormitus kasvaa, mikä aiheuttaa tässä korvauskytkentätilanteessa sen, että tehovajeen määrä on suurempi. Tämä kuormituksen kasvu heijastuu alueen sähköverkon toimintaan. Alueella huomataan, että huippukulutus esiintyy yleensä aamu- ja iltatunneilla kylmimpinä päivinä. Vastaavasti suurimmat hetkelliset tehovajeet esiintyvät tammi- ja helmikuussa, jotka ovat myös tilastollisesti vuoden kylmimmät kuukaudet. Alkuvuodesta esiintyy lähes puolet vuoden energiavajeesta.

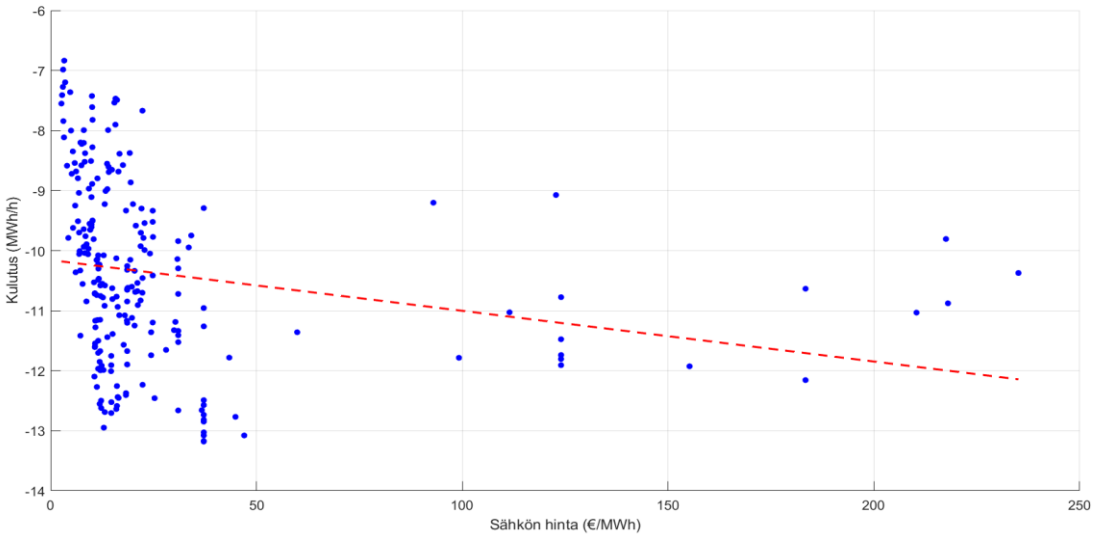
Lisääntyneen kysynnän vaikutusta pahentaa uusiutuvan energian saatavuuden kausiluonteinen väheneminen. Talvella aurinkoenergian tuotantoa rajoittaa merkittävästi lyhyemmät päivät ja pilvisyys. Seuraavissa kappaleissa tutkitaan, milloin korvauskytkentä pystytään suorittamaan tehonjaon reunaehtojen puitteissa sekä milloin tuuli- ja aurinkovoiman tuotanto on suurimmillaan vuodenajan ja kellon suhteen.

6.1.1 Pörssisähkön vaikutus sähkönkulutukseen

Tässä kappaleessa selvitetään, miten pörssisähkön hinta vaikuttaa sähkönkulutukseen sekä mitä se tarkoittaisi korvauskytkentätilanteen kannalta. Pörssisähkön hinnan vaikutusten ymmärtäminen on olennaista sähkönkulutuksen hallinnan, hinnoittelun ja verkon tasapainon varmistamisessa.

Pörssisähkön hinta vaihtelee tunneittain sähköpörssin markkinahinnan eli Nord Poolin mukaan. Hinta määräytyy sähköntuottajien tekemien myyntitarjousten ja sähkön tarvitsijoiden ostotarjousten perusteella. Myyntitarjouksia tekevät voimalaitoksia omistavat sähkön tuottajat ja sähkön ostotarjouksia tekevät sähköyhtiöt. Hinta nousee kysynnän ollessa suurta ja päinvastoin hinta laskee kysynnän ollessa vähäistä. Tämän takia yleensä öisin pörssisähkön hinta on halvinta. Sähkön hintaan vaikuttavat myös sääolosuhteet kuten tuulisuus ja lämpötila. Tuulisella säällä tuotetaan paljon sähköä, mikä laskee sähkön hintaa. Vastaavasti tuulettomina päivinä tuotanto vähenee, mikä voi nostaa hintoja. Päivätasolla tämä on selkeä, mutta kuukausitasolla tuulivoiman tuotannon vaikutus tasoittuu muiden tekijöiden avulla. Aurinkovoiman tuotannon vaikutus sähkön hintaan on vastaava eli aurinkoisina päivinä tuotanto lisääntyy, mikä voi laskea hintoja ja pilvisinä päivinä tuotanto vähenee ja hinnat voi nousta. (Fingrid, 2025).

Yksittäisten päivien välillä muutokset johtuvat sään tavoin myös sähkön hinnasta. Selvitetään, miten sähkön hinta vaikutti tutkittavan alueen tehoihin. Tammikuun alku muistetaan myös pörssisähkön hintaennätyksestä. 5.1. pörssisähkö maksoi pahimmillaan 235 senttiä eli yli kaksi euroa kilowattitunnilta ja koko vuorokauden keskihinta kipusi pörssisähköasiakkailla yli 100 senttiin kilowattitunnilta (Vattenfall, 2025). Tämä selittyy sähkön kysynnän ollessa korkeaa pitkän pakkasjakson takia. Kyseisenä päivänä korkein hinta osui kello 19, milloin yleensä on suurin sähkönkulutus kellon ajan mukaan päivittäin, mutta tuona päivänä korkein kulutus oli kello 23, milloin sähkön hinta oli laskenut huomattavasti. Sähkön kulutus nousi kello 23 mennessä lähes 1 MW verran. Yleensä kun uusiutuvaa tuotantoa ei ole saatavilla, niin korvaamatta jäänyt teho on suurimmillaan, mutta toisaalta silloin hintakin on yleensä korkeampi. Tämän perusteella myös sähkön hinnalla on vaikutus korvauskytkentätilanteeseen. Uusiutuva energian tuotanto lisää hetkellisiä hinnan vaihteluja ja hyvillä tuotannon hetkillä sähkön hinta laskee nollaan tai jopa negatiiviseksi. Kuvassa 6.6 on havainnollistettuna sähkön hinnan vaikutus kulutukseen.



Kuva 6.6 Vuoden 2024 korvauskytkentätilanteen tehot esitettynä sähkön hinnan funktiona. Kuvassa on vain otettu huomioon hetket, milloin lämpötila on ollut alle -15 °C.

Kuvasta 6.6 nähdään, että tehovajeen ollessa suurta niin sähkön hintakin on suurta. Kuvan tuloksissa on huomioitu pelkästään vuodelta 2024 hetket milloin lämpötila oli alle – 15 °C. Laskennassa on huomioitu pelkästään vuoden 2024 hinnat. Pörssisähkön hinnat vaihtelevat ja toisena vuotena tilanne olisi ollut eri. Vuoden 2024 tulokset kuitenkin näyttävät, että pörssisähkön hinnan noustessa sähkön kulutus laskee ja vaikutus on erityisesti huomattavissa sähkönhintahuippujen ajalta.

Jos tulevaisuudessa isompi osa siirtyisi pörssisähkön käyttäjäksi, niin se vaikuttaisi positiivisesti korvaamatta jääneeseen tehoon. Sähköä käytettäisiin silloin, kun se on edullista, eli silloin kun tuotantoa on saatavilla. Tällöin tehovajetta ei syntyisi, koska tarvittava teho voitaisiin kattaa tuotannolla. Korvauskytkentätilanteen kannalta tämä olisi parempi vaihtoehto koska silloin kun ei ole tuotantoa niin hinta olisi isompi. Tämä vaikuttaisi kuvaajaan siten, että korvaamatta jäänyt teho pienenisi korkeimman kulutuksen tunneilta.

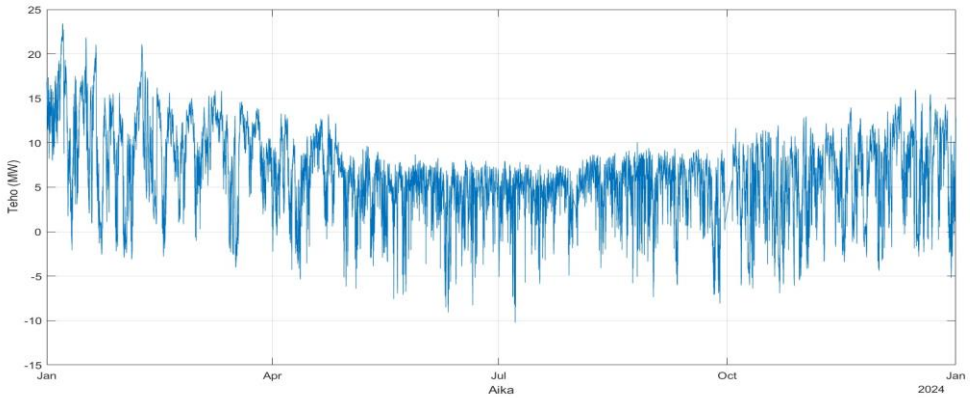
6.1.2 Sähköautojen tehovaikutukset

Kappaleessa 2.6 käsiteltiin sähköautojen vaikutusta verkossa. Huomattiin, että tällä hetkellä tarkasteltavalla alueella ei ole vielä suurta vaikutusta tilanteeseen, sillä sähköautojen määrä on toistaiseksi vähäinen. Tulevaisuudessa tilanne tulee olemaan erilainen liikenteen sähköistyessä. Se vaikuttaa suoraan siihen, että sähkönkulutus alueella tulee kasvamaan, mikä myös vaikuttaa tutkittavan alueen korvauskytkennän toteutukseen. Käyttötoiminnan on pystyttävä sähköautojen yleistyessä vastaamaan kasvavaan kuormitukseen. Vuonna 2024 sähköautoja ladattiin eniten suurimman sähkönkulutuksen tunneilla ja tulevaisuudessa sähköautojen latauksessa tulisi kiinnittää huomiota kulutusjoustoon, että ajoitettaisiin lataus esimerkiksi yölle muun kulutuksen ollessa pientä. Tämä auttaisi ongelman kanssa, jossa sähkön kulutus ajoittuu eniten 18–21 välille, ettei sähkönkäyttö pakkaannu kyseiselle aikavälille. Sähkökomponenttien täytyisi kestää nämä ylikuormitus hetket ja tämän hallitsemiseksi tulevaisuudessa täytyy tehdä toimenpiteitä sen hallitsemiseksi. Näihin voitaisiin vaikuttaa verkon vahvistuksella tai akkuvarastoilla, jotka tasapainottaisivat tilannetta purkamalla energiaa korkeimman kulutuksen tunneilla.

Tulevaisuudessa sähköautoilla on myös mahdollista tukea sähköverkkoa toimimalla energiavarastona, jolloin sähköauton akusta voitaisiin syöttää sähköä takaisin verkkoon. Tämä auttaisi tasapainottamaan kulutus vaihteluita varastoimalla ylijäämää tehoa ja syöttämällä takaisin verkkoon tuotannon ollessa vähäistä.

6.2 Tuulivoiman vaikutukset tehovajeen hetkiin

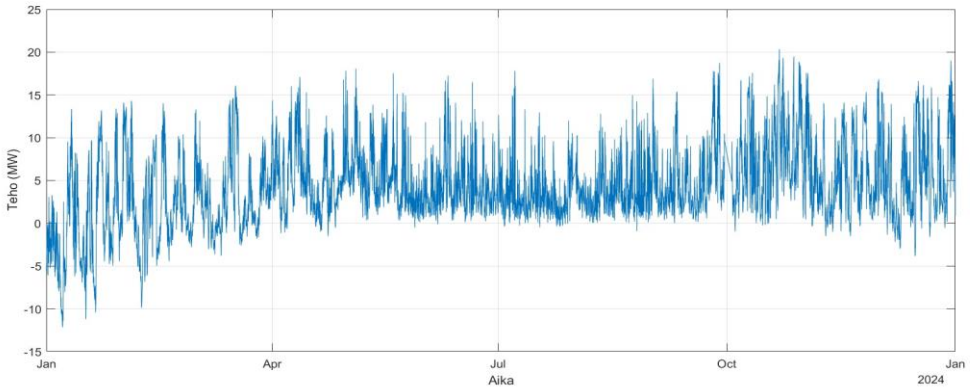
Tarkasteltavalle alueelle on liittyneenä entuudestaan tuulipuisto, minkä mittaustietoja laskennassa käytetään. Alueen tuulipuiston teho on rajoitettu puistosäätimellä liittymisehtojen mukaisesti maksimissaan 15 MW. Kuvasta näkee, miten tuulipuisto heiluttaa alueen tehoja. Kuvassa 6.7 on esitetty tarkasteltavan alueen tehot vuodelta 2024.



Kuva 6.7. Esitettynä 110 kV johdon alueen tehot vuodelta 2024.

Kuvasta 6.7 nähdään, että suurimmillaan alueen kuormitusteho on ollut 23 MW ja toisessa ääripäässä teho on virrannut Fingridin suuntaan -10,2 MW. Tulokset on esitetty 15 minuutin tarkkuudella, mutta jos katsottaisiin tunnin keskitehoja niin silloin Fingridin suuntaan olisi liikkunut -6,6 MW. Tästä myös huomataan tuulen käyttäytymistä, että se on luonteeltaan vaihtelevaa ja vaikuttaa suoraan alueen tehoihin. Alkuvuoden tehoista huomaa selvästi hetket, jolloin kuormitustehot ovat suuria. Tähän vaikutti osaltaan myös se, että talvena esiintyi paljon tuulettomia päiviä.

Kuvasta nähdään myös, miten teho vaihtelee vuodenajan mukaan. Talvisin tehontarve on suurempi ja kesää kohti se laskee. Alkuvuoden suurimmat tehontarpeen hetket esiintyvät silloin, kun sähkönkulutus on suurimmillaan kovien pakkasten takia. Näinä hetkinä tuulivoiman tuotanto on myös lähes nolla. Kuvassa 6.8 on esitettynä tehovaje sekä ylijäämä teho. Tehoihin on lisättynä tuulivoiman tuotanto vuodelta 2024.



Kuva 6.8. Tarkasteltavan alueen 110 kV johdon alueen tehoihin lisättynä tuulivoiman tuotanto vuodelta 2024.

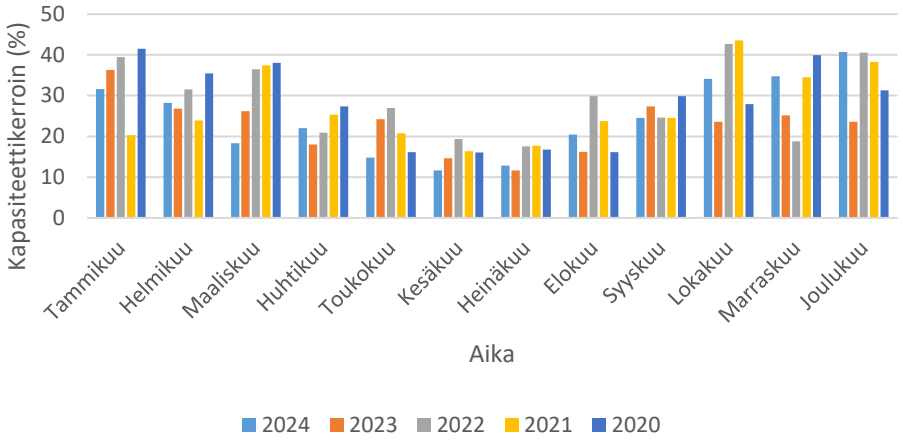
Kuvasta 6.8 nähdään, että alkuvuodesta on hajanaisia hetkiä, milloin tuulivoima pystyisi kompensoimaan tehovajeen. Verrattuna kuvaan 6.1 on huomattavasti enemmän ajanhetkiä, milloin korvaus onnistuisi. Kuitenkaan alkuvuodesta ei esiinny pidempiä yhtenäisiä ajanjaksoja, jolloin tehovaje katettaisiin. Alkuvuoden tehovajeen hetkistä huolimatta tuulivoiman tuotannolla pystytään antamaan tehotukea korvauskytkentätilanteeseen, vaikka kaikkea tehoa ei pystytä korvata. Keväällä pystyttäisiin kompensoimaan valtaosa tehovajeen hetkistä.

Korvaus pystytään suorittamaan kesällä ilman tuulivoiman tuotantoa, mutta kuvasta kuitenkin huomataan, että kesällä on tuulisina päivinä, esiintyy tehopiikkejä. Näissä tapauksissa ylijäämää tehoa voitaisiin varastoida esimerkiksi akkuvarastoihin. Muussa tapauksessa teho liikkuu Fingridin suuntaan tai voidaan joutua rajoittamaan tuotantoa. Tuotannon rajoitus tapahtuu näissä tapauksissa verkko-operaattorien toimesta. Tuulituotanto on enimmäkseen hyvää keväällä ja syksyllä, mutta silti esiintyy muutamia pidempiä tuotantovajeen jaksoja. Ylituotannon hetkiä esiintyy selvästi useammalla hetkellä verrattuna talveen.

Kuvasta pystytään näkemään hyvin tuulivoiman vaikutukset tehovajeeseen verrattuna kuvaan 6.1, missä alkuvuodesta näkyi pelkästään tehovajeen hetkiä. Kuvasta näkyvät suurimmat tehot ovat kuitenkin epärealistisia, sillä todellisuudessa verkon käytön näkökulmasta tehoa rajoitettaisiin operaattorin toimesta. Tuotantoa rajoitettaisiin, jotta varmistetaan sähköverkon tehotasapaino. Ohjauspyyntö lähetetään operaattorin toimesta puistosäätäjälle, joka muuntaa sen komennon turbiineille säätämällä niiden nopeutta. Tällä tavoin pystytään reagoimaan nopeasti tuotannon vaihteluihin, jotta pystytään välttymään tehotasapainon horjumisesta. Vaihtoehtona on myös, että akku voisi latautua ylituotannon hetkillä, jotta vältyttäisiin hukkaenergialta. Seuraavissa kappaleissa tutkitaan tarkemmin, kuinka usein tuulivoiman tuotanto olisi pystynyt kompensoimaan tehovajeen hetket.

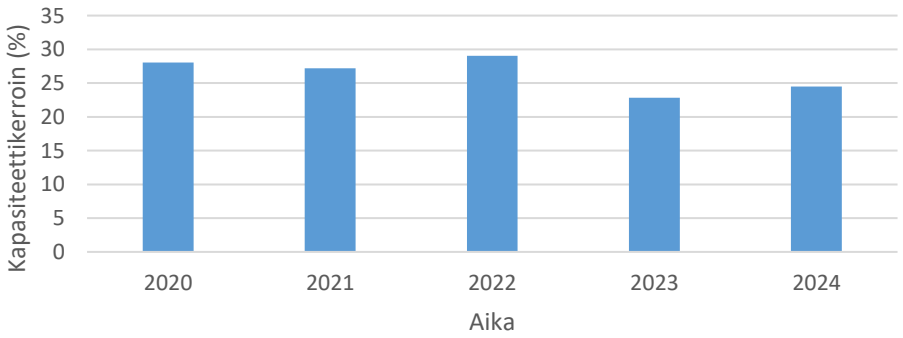
6.2.1 Vuosien välinen vaihtelu

Tuulivoiman tuotanto vaihtelee vuosittain ja täysin samanlaisia vuosia ei ole, mutta tietyt kaavat toistuvat. Tuulivoiman tuotanto on luonteeltaan vaihtelevaa ja tuotanto on suurimmillaan talviaikana ja alhaisimmillaan kesäaikana. Kuvassa 6.9 on esitettynä työssä tutkittavan alueen tuulivoiman tuotannon vaihtelut suhtautettuna Suomen tuulivoiman mittaustietoihin kuukausittain vuosilta 2020–2024.



Kuva 6.9. Tutkittavan alueen tuulivoiman tuotannon vaihtelu kuukausittain vuosilta 2020–2024 suhtautettuna ENTSO-E:n tietokannan mittausdataan.

Kuvassa 6.9 nähdään alueen kuukausien välinen vaihtelu vuosittain. Kuva perustuu vuoden 2024 tutkittavalla alueella olevan tuulipuiston mittaustietoihin sekä ENTSO-E:n tietokannasta löytyviin sähköntuotantotietoihin maakohtaisesti. Tuulipuiston mittaustiedot ovat saatavilla 2024 vuodelta ja sen avulla on laskettu kapasiteettikerroin kuukausittain. Kuukausikohtaiset kapasiteettikertoimet on suhtautettu Suomen kapasiteettikertoimiin edelliseltä neljältä vuodelta. Kuvasta nähdään, että vuositason tuotantoprofiilit muistuttavat toisiaan. Jokaisena vuotena talvella tuotanto on korkeimmillaan sekä kesäisin alhaisimmillaan. Kuten kuvasta nähdään, niin vuoden 2024 tuulivoiman tuotanto oli myös pienempää kuin suurimpana osana edellisistä vuosista. Kyseisenä vuotena esiintyi useita tuulettomia päiviä. Kuvasta huomataan myös vuosikohtaisia poikkeuksia, milloin tietyn kuukauden tuotanto eroaa huomattavasti muiden vuosien tuotannosta. Kuvassa 6.10 on esitettynä tuulipuiston kapasiteettikerroin koko vuoden tuotannosta.



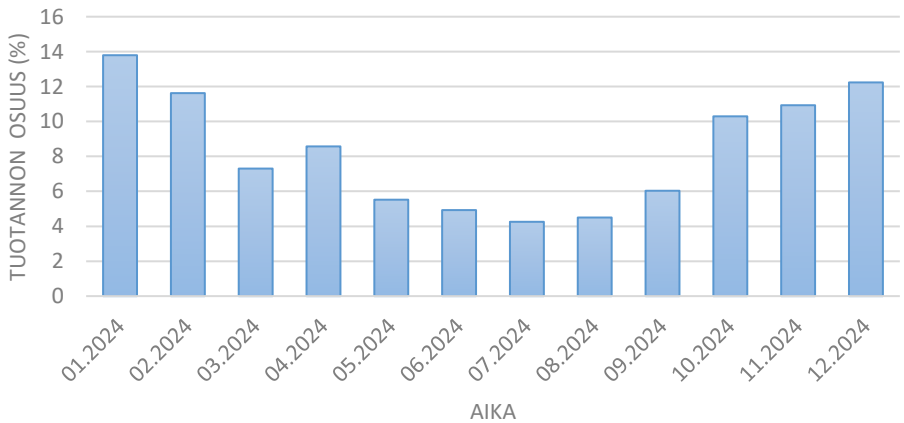
Kuva 6.10 Tutkittavan alueen tuulivoiman tuotannon vaihtelu vuosilta 2020–2024 suhtautettuna ENTSO-E:n tietokannan mittausdataan.

Kuvasta 6.10 huomataan, että tarkasteltaessa tuulivoiman tuotantoa vuositasolla niin tuotettu energia tasoittuu lähes samalle tasolle vuosittain. Kuva perustuu vuoden 2024 tutkittavalla alueella olevan tuulipuiston mittaustietoihin sekä ENTSO-E:n tietokannasta löytyviin sähköntuotantotietoihin maakohtaisesti. Tuulipuiston mittaustiedot ovat saatavilla 2024 vuodelta ja sen avulla on laskettu kapasiteettikerroin vuosittain. Kuvan tulokset osoittavat, että tuulipuiston tuotannossa ei koeta merkittäviä vaihteluja vuosien välillä kapasiteettikertoimien perusteella.

ENTSOE-E:n aineiston perusteella vuosien välillä kuukausittain esiintyy paljon hajontaa. Huomataan, että mikään kuukausi ei ole tismalleen samanlainen ja siksi on vaikea ennustaa tarkkoja tuulivoiman tuotantoa seuraavilta vuosilta tietylle kuukaudelle. Yksittäisten vuosien tuotannon mittaukset osoittavat vain tuulisuuden kausiluonteisuuden. Tästä nähdään, että peräkkäiset vuodet voivat näyttää pääpiirteittäin samankaltaisilta, mutta täysin samanlaisia kuukausia ei ole. Kaikkina vuosina on kuitenkin jaksoja, jolloin tuulivoiman tuotanto on ajoittain korkeaa sekä jaksoja kun tuotanto on hyvin alhaista tai nollassa. Vuosien välisen vaihtelun vuoksi ei ole mahdollista ennustaa tuulisuutta seuraavalle vuodelle tarkasti jokaiselle kuukaudelle.

6.2.2 Kausivaihtelu

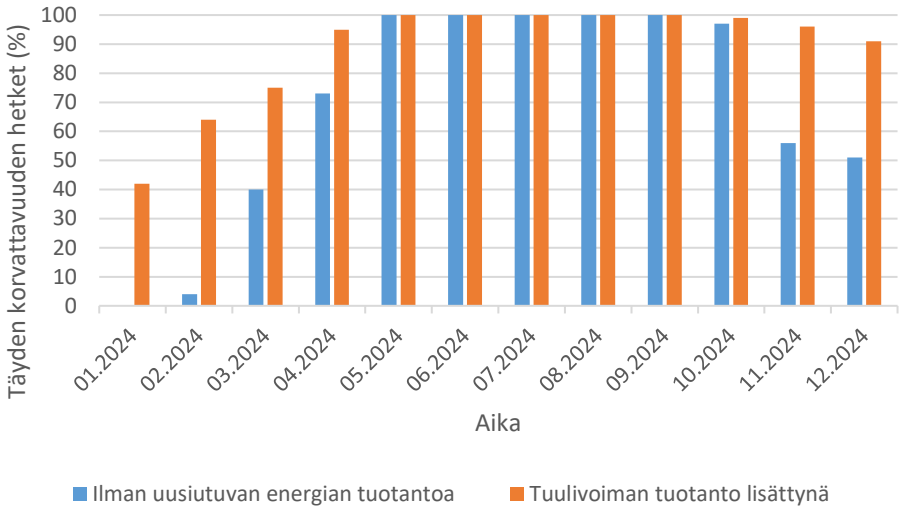
Tuulivoiman tuotanto vaihtelee myös vuodenajan mukaan. Tuulivoiman tuotannossa esiintyy kausittaista vaihtelua, joka johtuu pääasiassa tuuliolosuhteiden eroista eri vuodenaikoina. Kuvassa 6.11 on esitettynä tuulivoiman tuotannon osuus vuodelta 2024 kuukausittain.



Kuva 6.11. Alueen tuulipuiston tuotannon vuotuinen profiili. Kuvassa on esitettynä jokaisen kuukauden prosentuaalinen osuus vuosittaisesta tuulivoiman tuotannosta.

Kuva 6.11 perustuu tutkittavan alueen tuulipuiston kuukausittaisen tuotannon suhteeseen koko vuoden tuotantoon. Kuvasta nähdään, että tuulivoiman tuotanto on suurimmillaan talvella ja laskee kesää kohden. Tuulivoiman tuotannolla ei ole kuitenkaan merkittävää eroa siinä, onko kyseessä talvi- vai kesäkuukausi, mikäli tuulennopeus on sama. Tuulivoimala voi yhtenä ajanhetkenä tuottaa tehoa nimellisellä teholla ja menettää hetkessä tehotuotantokykynsä tuulen nopeuden romahtaessa (Ely-keskus, 2021).

Kuvassa 6.12 on esitettynä tuulivoiman tuotannon vaikutukset verrattuna tilanteeseen ilman uusiutuvan energian tuotantoa. Kuvassa on esitettynä vain täyden korvattavuuden hetket.



Kuva 6.12. Esitettynä prosentuaalinen osuus kuukausittain, minkä verran tuulivoiman tuotanto olisi pystynyt korvaamaan täysin kaikista tehovajeen hetkistä vuodelta 2024 tutkittavalta alueelta.

Kuvasta 6.12 nähdään, miten vuodenaika vaikuttaa korvauksen toteutukseen. Kuvassa on esitettynä vain hetket, milloin pystytään korvaamaan kaikki tehovaje kyseiseltä ajanhetkeltä. Kuvassa on esitettynä tulokset kuukausittain, milloin tuulivoiman tuotanto olisi pystynyt korvaamaan tehovajeen hetket. Tammikuussa huomataan, että n. 40 % tehovajeen hetkistä pystytään korvaamaan täysin tuulivoiman tuotannolla. Edelleen yli puolia tehovajeen hetkistä ei olisi pystytty korvaamaan tuulivoiman tuotannolla, mikä selittyy sillä, että sähkön kulutus oli korkeimmillaan tammikuussa. Tämä ei kuitenkaan tarkoita, että tuulivoiman tuotanto olisi ollut huonoa vaan se ei vain pystynyt vastaamaan sen hetkiseen kulutukseen täysin. Helmikuussa saadaan jo yli puolet tehovajeen hetkistä korvattua tehovajeen määrän laskiessa. Silti useampina korkean kulutuksen hetkillä korvauskytkentä ei pystyttäisi toteuttamaan. Maaliskuussa on jo useampia jaksoja, milloin sähkönkulutus olisi pystytty

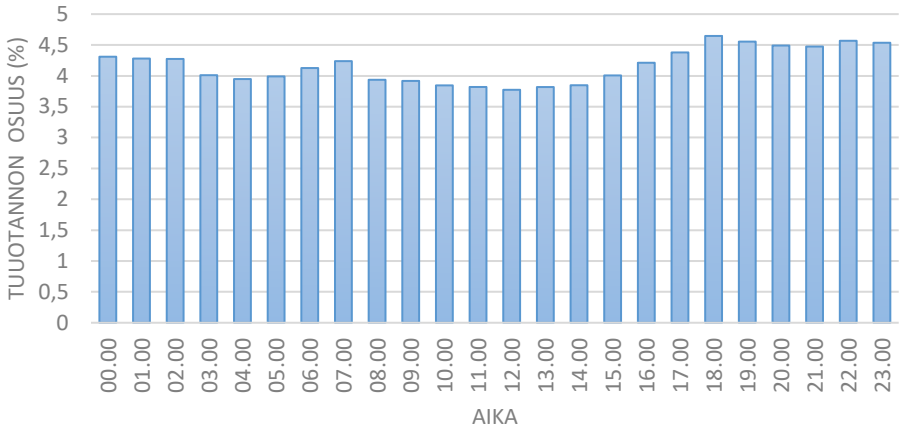
kattamaan ilman tuulivoimaa, mutta tuulivoiman avulla tehovajeen hetkistä pystyttiin korvaamaan yli 70 % kokonaan. Huhtikuussa kulutuksen laskiessa esiintyy pidempiä ajanjaksoja, jolloin kaikki teho olisi pystytty korvaamaan. Touko – syyskuussa ei esiinny tehovajeen hetkiä, mutta yksittäiset hetket saadaan korvattua tuulivoimalla. Marras- ja joulukuun osalta havaitaan, että kulutuksen kasvaessa tehovajeen hetket lisääntyvät, mutta näistä suurin osa saadaan korvattua tuulivoiman tuotannolla. Kuitenkaan tuulettomina tai korkean kulutuksen hetkillä tehoa ei pystytä kompensoimaan.

Erityisesti talvella tuulivoiman tuotanto pystyy kattamaan kokonaan useita tehovajeen hetkiä verrattuna tilanteeseen ilman tuulivoiman tuotantoa. Ilman uusiutuvan energian tuotantoa tammikuussa on yhteensä nolla hetkeä, milloin korvaus pystyttäisiin toteuttamaan. Verrattuna tähän tuulivoiman avulla n. 40 % ajanhetkistä pystytään täysin korvamaan. Tämä on suuri määrä verrattuna siihen, että tammikuu oli vielä erityisen kylmä ja tuuliolosuhteet heikot. Helmikuun tilanne parani myös huomattavasti tuulivoiman tuotannon avulla. Helmikuussa yli 60 % ajanhetkistä tehovaje olisi pystytty korvaamaan täysin. Tuulivoiman tuotannosta on eniten apua talviaikaan. Kuvasta huomataan, että alku- ja loppuvuodesta sarakkeiden välinen ero on valtava verrattuna kesäajan sarakkeisiin. Keväällä ja syksyllä sarakkeiden erot pienenevät, mikä johtuu sähkön kulutuksen vähenemisestä sekä tuulivoiman tuotannon laskusta.

Korvaustilanteessa on huomioitava verkon kuormituksen muuttuminen vuodenaikojen ja vuorokauden tuntien mukaan. Tuulivoiman hyödyntämisen haasteena on sen sääriippuvuus. Tuulivoima on luonteeltaan vaihtelevaa eikä se pysty takaamaan sähköntuotantoa kysynnän ollessa suurimmillaan erityisesti talvella. Tuulivoima voi tiettynä ajankohtana tarjota suurta tuotantoa, ja samana päivänä tuotanto voi olla myös lähellä nollaa, mikä rajoittaa sen käyttökelpoisuutta kriittisten tilanteiden hallinnassa.

6.2.3 Päivittäinen vaihtelu

Kuvassa 6.13 on esitettynä tuulivoiman tuotannon päivittäinen profiili. Kuvasta nähdään, miten tuulivoiman tuotanto vaihteli keskimääräisesti vuonna 2024 ajan mukaan.

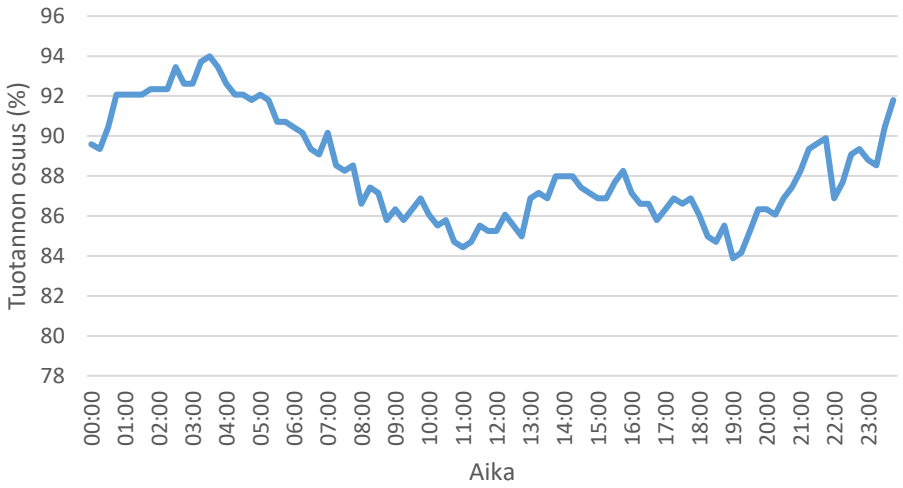


Kuva 6.13. Tuulivoiman tuotannon päivittäinen profiili. Kuvassa on esitettynä tuulivoiman tuotannon osuus kellonajan mukaan. Kuvan tulokset ovat keskiarvoja kaikkien vuoden 2024 päivien tuntikohtaisista arvoista.

Kuvasta 6.13 huomataan, että tuotannon keskiarvot ovat suhteellisen tasaisia vuorokauden ympäri. Iltaisin ja öisin tuulivoiman tuotantoa on kuitenkin hieman enemmän kuin päivisin. Tämä myös osoittaa, että tuulivoiman tuotanto on riippuvainen nimenomaan tuulen nopeudesta eikä siihen vaikuta isosti vuorokauden aika toisin kuin aurinkovoiman tuotantoon.

Tuulituotannon tuotanto voi vaihdella päivän sisällä myös paljon. Luvussa 2.7.1 käsiteltiin tuulivoiman päivittäistä profiilia ja se erosi huomattavasti aurinkovoimasta. Tuulisuus voi vaihdella päivän tai jopa minuuttien sisällä paljon. Tuulivoimala voi menettää hetkessä tuotantokykynsä tuulen nopeuden laskiessa. Seuraavana tuntina se voi taas tuottaa tehoa sen nimellisteholla. Nämä tuotannon vaihtelut liittyvät auringon aiheuttamaan lämpötilan vuorokausivaihteluun. Yleisesti talvikuukausina tuotannon sekä lämpötilojen vaihtelut päivän sisällä on pienimmillään, mutta kesällä tilanne on eri. Maaliskuusta syyskuuhun asti yöllinen tuotanto on noin 30 % keskimäärin suurempaa kuin päivisin. Tämä johtuu lämpötilan nopeista muutoksista esimerkiksi, kun aurinko laskee selkeällä säällä, milloin korkealla ilmavirtaus kiihtyy ja maanpinnan tasolla tuulisuus heikkenee. (Ilmatieteenlaitos, 2024)

Kuvassa 6.14 on esitettynä tuulivoiman tuotannon osuus korvaamatta jääneestä tehosta kellonajan mukaan. Kuvan tulokset esittävät ajanhetket, milloin tuulivoiman tuotannolla olisi pystytty korvaamaan tehovaje täysin.

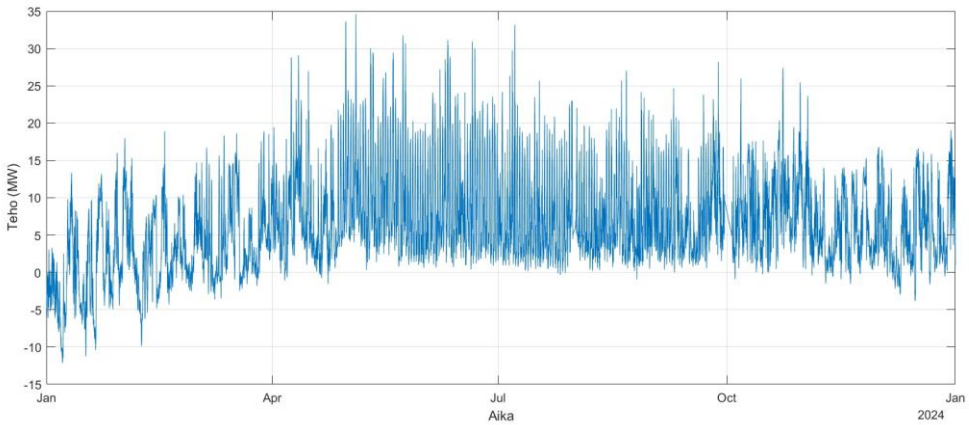


Kuva 6.14. Esitettynä tuulivoiman osuus korvaamatta jääneestä tehosta vuorokauden ajan mukaan. Kuvan tulokset ovat keskiarvoja kaikkien vuoden 2024 päivien tuntikohtaisista arvoista.

Kuvasta 6.14 huomataan, että suurin osa tehovajeen hetkistä on pystytty korvaamaan yöaikaan. Korvauskytkennälle suotuisin suoritusajankohta olisi öisin kulutuksen ollessa pienintä. Vaikka yleisesti ottaen yöllinen tuotanto on suurempaa, niin korvauskytkentätilanteen suorituksen kannalta pitää myös katsoa tarkasti tuuliennusteita. Tuulivoiman kohdalla haasteeksi muodostuvat erityisesti pidemmät usean vuorokauden vähätuuliset jaksot. Korvauskytkentätilanteen kannalta tämä se on ongelmallista, sillä tuotanto voi puuttua juuri kriittisellä hetkellä.

6.3 Aurinkovoiman vaikutukset tehovajeen hetkiin

Tässä kappaleessa selvitetään, miten aurinkovoiman tuotanto vaikuttaa tehovajeen hetkiin. Tutkittavalla alueelle ei ole liittyneenä aurinkopuistoja, joten työn tuloksissa käytetään Carunan verkon alueelta löytyvää aurinkopuistoa ja se skaalataan vastaamaan alueen tuulipuiston nimellistehoa. Selvitetään myös, miten aurinkovoiman tuotanto yhdessä tuulivoiman tuotannon kanssa vaikuttaa korvauskytkentätilanteessa. Kuvasta 6.15 on esitettynä tehovaje sekä ylijäämä teho. Siihen on lisättynä edeltävän kappaleen tuloksiin aurinkovoiman tuotanto.



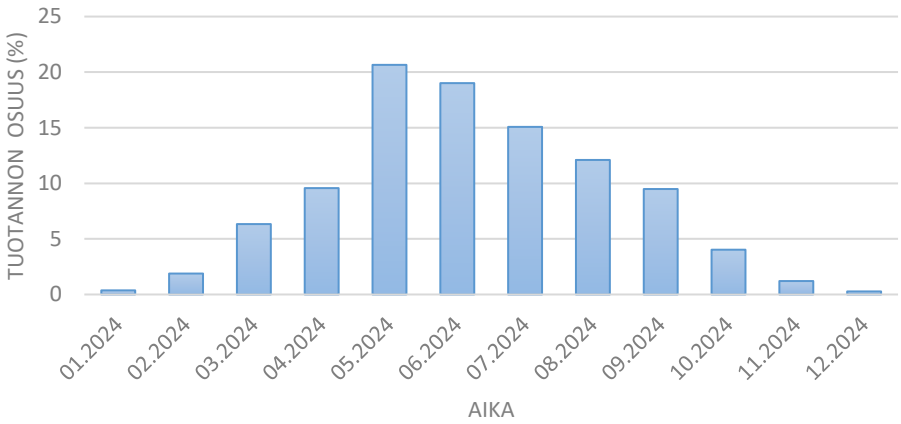
Kuva 6.15. Esitettynä korvaamatta jäänyt teho / ylijäämä teho sisältäen tuuli- ja aurinkovoiman tuotannon vuodelta 2024.

Kuva 6.15 on lisättynä lähtötilanteeseen tuuli- ja aurinkovoiman tuotanto eikä laskennassa otettu huomioon tuotannon rajoitusta. Verkon käytön näkökulmasta kuva ei ole realistinen, sillä todellisuudessa teho ei nousisi noin korkeaksi vaan jouduttaisiin rajoittamaan tuotantoa. Kuva kuitenkin hahmottaa hyvin sitä, mikä mahdollisuus uusiutuvalla tuotannolla on kompensoida verkon tehovajetta. Verrattuna kuvaan 6.8 huomataan, että varsinkin keväällä ja syksyllä olisi enemmän ajanhetkiä, milloin kaikki teho pystyttäisiin korvaamaan. Alkuvuodesta tilanne näyttää suhteellisen samalta, että edelleen esiintyy paljon tehovajeen hetkiä. Kevään loppupuolella pystyttäisiin kompensoimaan valtaosa tehovajeen hetkistä. Keväällä huomataan, että päivien pidentyessä ja auringon säteilyn määrän kasvaessa tehovajeen hetket vähenevät. Kesällä syntyy myös teholtaan erittäin merkittäviä ylituotannon hetkiä, jolloin aurinkovoimalla pystytään tuottamaan paljon tehoa. Pelkästään vuositason tarkastelulle korvauskytkentä pystyttäisiin suorittamaan suurimman osan vuodesta. Aurinkovoiman merkitys korostuu erityisesti keväällä ja syksyllä, kun sähkön kulutus on laskenut talven kuormituksesta, mutta esiintyy edelleen tehovajeen hetkiä. Talvella aurinkovoima ei pystynyt antamaan tehotukea tilanteeseen paljoa.

6.3.1 Kausivaihtelu

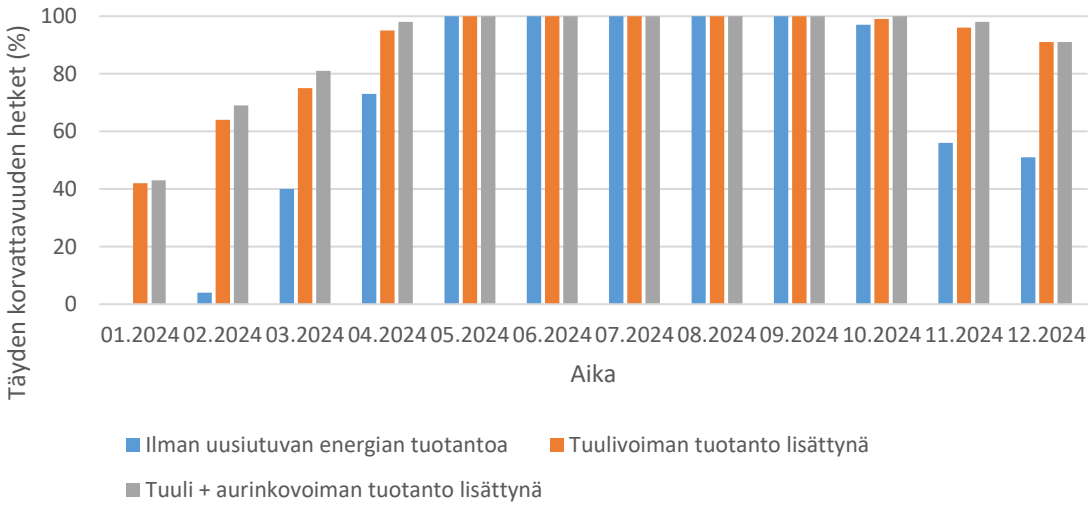
Vaihtelevien tuotantomalliensa ansiosta tuuli- ja aurinkovoima täydentävät toisiaan. Molempien tuotanto on riippuvainen säästä ja niiden suotuisat sääolosuhteet eivät esiinny yleensä samanaikaisesti. Aurinkovoiman tuotanto on huipussaan vuodenajan mukaan kesäisin ja vuorokauden mukaan päivisin. Tuuli- ja aurinkovoiman tuotantomallien eroavaisuus mahdollistaa tasaisemman sähköntuotannon. Kuvassa 6.16 on esitettynä

aurinkovoiman tuotanto kuukausittain suhteessa koko vuoden tuotantoon. Kuvasta nähdään, miten aurinkovoiman tuotanto vaihtelee vuodenajan mukaan.



Kuva 6.16. Carunan verkkoalueelta löytyvän aurinkopuiston tuotanto profiili vuodelta 2024. Kuvassa on esitettynä aurinkovoiman tuotannon kuukausittainen prosentuaalinen osuus vuoden tuotannosta.

Kuvasta 6.16 nähdään, että toukokuu on aurinkovoiman tuotannolta paras verrattuna muihin kuukausiin. Vuodenaika vaikuttaa tähän ja talvella pohjoisessa tuotanto voi olla lähes nollassa. Tuulivoimaa esiintyy tasaisemmin ympäri vuoden verrattuna aurinkovoimaan, mihin osaltaan vaikuttaa Suomen maantieteellinen sijainti. Kuvasta nähdään, että tuotanto on heikointa talviaikaan ja tuotantohuiput saavutetaan kesäaikana. Talvella aurinkovoimasta ei olisi paljon hyötyä korvauksessa päivien ollessa lyhyitä. Kuvasta 6.17 huomataan tuuli- ja aurinkovoiman yhteisvaikutus.



Kuva 6.17. Esitettynä tuuli- ja aurinkovoiman osuus hetkistä, milloin kaikki tehovaje olisi pystytty korvaamaan tutkittavalta alueelta kuukausitasolla vuodelta 2024.

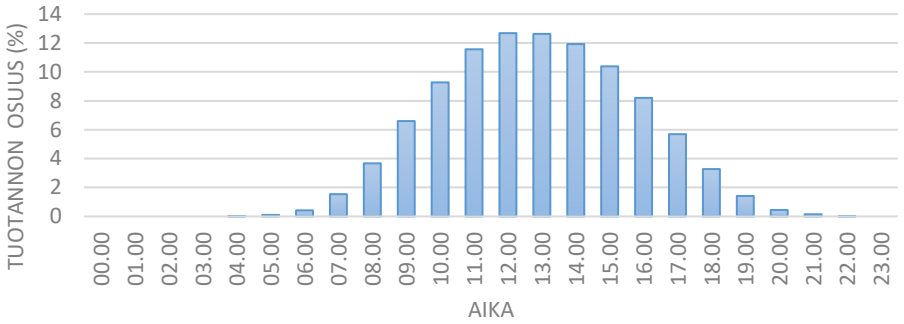
Kuvassa 6.17 on esitettynä vain täyden korvattavuuden hetket. Nähdään, että osuudet ovat kasvaneet varsinkin keväisin ja syksyisin. Keväällä ja syksyllä päivien pidentyessä aurinkovoimasta on hyötyä korvaustilanteessa, sillä silloin esiintyy vielä useita tehovajeen hetkiä. Kuvasta nähdään, että aurinko parantaa osuutta nimenomaan keväällä ja syksyllä. Tuulivoimaa tuotetaan eniten talvisin sekä yöaikaan ja siksi aurinkovoima täydentää tuulivoimaa erinomaisesti, koska auringonsäteilyn saatavuus on suurimmillaan kesäisin ja päiväsaikaan. Aurinkovoima auttaa eniten prosentuaalisesti maaliskuun ajalta. Huhtikuusta aina marraskuuhun asti on vain muutamia tehovajauksen hetkiä.

Kuvan 6.17 tulokset osoittavat, että tuulivoiman tuotannolla on isommat vaikutukset tehovajeen korvaamiseen, sillä se pystyy tuottamaan tasaisemmin vuoden ympäri sekä sen tuotanto on suurempaa talvisin, milloin tehovajetta esiintyy eniten. Aurinkovoiman lisääminen tilanteeseen ei aiheuttanut suuria eroja tuulivoima sarakkeeseen verrattuna. Aurinkopuisto pystyy antamaan parhaimmillaan tehotukea nimellistehoonsa nähden 96 % kesällä. Aurinkovoima yhdessä tuulivoiman kanssa tekee tilanteesta luotettavamman avun tilanteeseen.

Tuuli- ja aurinkovoima tukevat toisiaan, sillä yleensä tuulettomina vuosina on enemmän aurinkoisia päiviä ja pilvisinä vuosina tuulee enemmän. Aurinkovoiman hyödyntämisessä on haasteellista myös se, että yleensä talvella kuormitusteho on korkeimmillaan, ja silloin aurinkovoimaa ei ole saatavilla lyhyiden päivien takia. Aurinkovoiman tuotanto on korkeimmillaan keskipäivällä, jolloin kuormitusteho ei yleensä ole huipussaan. Kulutuspiikit osuvat talvisin aamuihin sekä iltoihin, jolloin aurinko ei paista. Tämä haastaa aurinkovoiman käytön korvaustilanteessa, kun sitä ei ole tarjolla ympäri vuoden eikä suurimman kulutuksen aikana. Jos uusiutuvaa energiantuotantoa halutaan pitää luotettavana vaihtoehtona, niin verkkoon tarvitaan akkuvarastoja, jotka pystyvät täyttämään hetket, milloin uusiutuvaa tuotantoa ei ole saatavilla.

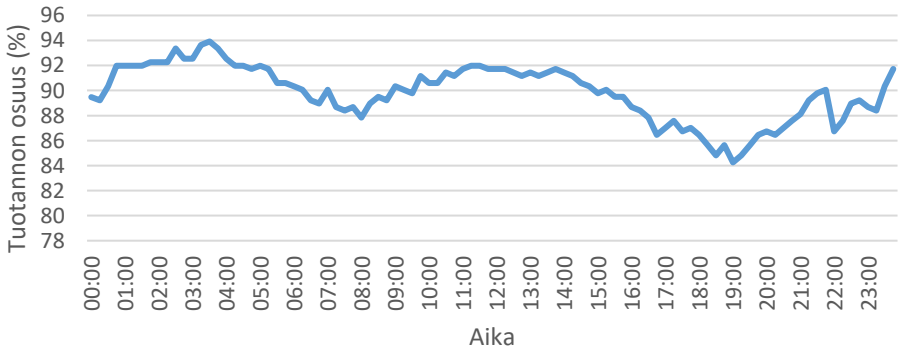
6.3.2 Päivittäinen vaihtelu

Suomessa tuotetaan eniten aurinkovoimaa keväällä ja kesällä, jolloin auringon säteily on korkeimmillaan ja päivät ovat pitkiä. Kuvassa 6.18 on esitettynä vuoden 2024 aurinkovoiman tuotanto keskimääräisesti kellonajan mukaan.



Kuva 6.18. Tarkasteltavan verkon alueen aurinkopuiston tuotannon päivittäinen profiili. Kuvassa on esitettynä kellonajan mukaan prosenttiosuus päivittäisestä aurinkovoiman tuotannosta 2024 vuodelta. Kuvan tulokset ovat keskiarvoja kaikkien vuoden 2024 päivien tuntikohtaisista arvoista.

Kuvasta 6.18 nähdään, että alueen tuotantohuiput osuvat päiväsaikaan 11–14 välille. Vuorokauden aikana tuotanto vaihtelee paljon enemmän tuulivoiman tuotantoon verrattuna. Tuotanto alkaa auringon noustessa, huipentuu keskipäivälle ja laskee iltaa kohden. Talvelle päivät ovat lyhyitä, jolloin aurinkopaneelit eivät kerkeä tuottamaan paljon energiaa. Aurinkovoiman tuotannon tehokkuuteen vaikuttavat monet tekijät, kuten auringon kulma, pilvisyys, lämpötila ja paneelien sijainti. Optimaalisimmat olosuhteet aurinkovoiman tuotannolle saavutetaan, kun paneelit on suunnattu oikein ja niihin kohdistuu suoraa säteilyä ilman varjostusta. Kuvasta 6.3 huomataan, että tehovaje esiintyy yleensä aamulla sekä illalla. Tästä syystä talvisin aurinkovoimasta ei ole oikein apua päivien ollessa lyhyitä. Kesällä aurinkovoiman tuotanto on suurimmillaan, koska auringon säteilyä on saatavilla enemmän. Kuvassa 6.19 on esitettynä aurinkovoiman tuotanto yhdessä tuulivoiman tuotannon kanssa korvaamatta jääneestä tehosta vuorokauden ajan mukaan. Kuvasta nähdään, miten tuuli- ja aurinkovoiman tuotanto vaikuttaa yhdessä kellonajan mukaan.



Kuva 6.19 Esitettynä tuuli- ja aurinkovoiman tuotannon osuus korvaamatta jääneestä tehosta vuorokauden ajan mukaan. Kuvan tulokset ovat keskiarvoja kaikkien vuoden 2024 päivien tuntikohtaisista arvoista.

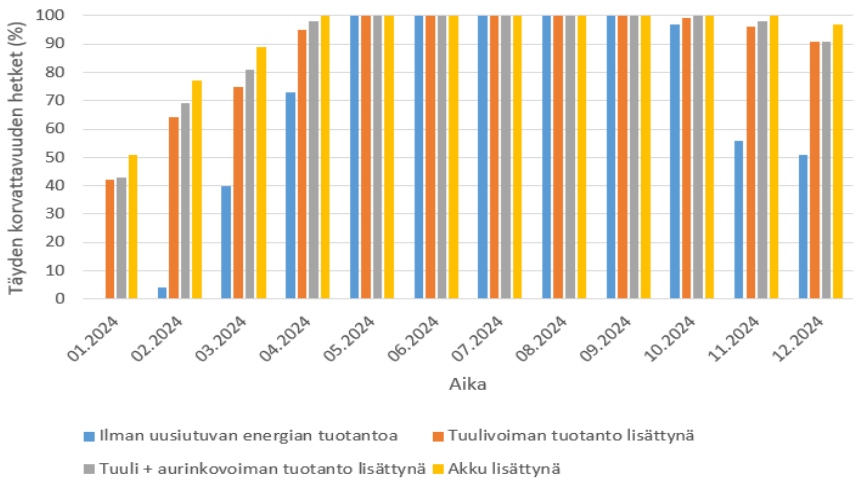
Kuvasta 6.19 nähdään, että tuulivoima yhdessä aurinkovoiman kanssa heikoin ajankohta korvauskytkentätilanteen toteutuksella on edelleen iltaisin. Varsinkin talvisin ja alku keväästä päivät ovat vielä lyhyitä ja kuormitustehot isoja niin jää edelleen paljon tehovajauksen hetkiä. Kuvasta huomataan, että nimenomaan päiväsaikaan prosentti osuudet ovat parantuneet huomattavasti verrattuna aikaisemmin esitettyyn kuvaan pelkästään tuulivoiman tuotannon osuudesta korvaamatta jääneeseen tehoon. Pelkästään tuulivoiman tuotannon kanssa kello 10–14 osuus oli n. 85 %. Kuten kuvasta nähdään, että lisäämällä aurinkovoiman tuotanto tilanteeseen prosentti osuudet ovat parantuneet päiväsaikaan. Kello 10–15 osuudet pysyttelevät yli 90 %.

6.4 Akut analysointi

Akkuja tutkitaan kahden eri käyttötarkoituksen mukaan. Edellistä kappaleista nähdään, että varsinkin talvella jää vielä tehovajauksen tunteja niin selvitetään paljon tehovajauksen hetkiä, jäisi vielä lisäämällä akku skenaarioon. Ensimmäinen skenaario käsittelee akkuja liiketoiminnalle kannattavuuden perusteella ja jälkimmäinen korvauskytkentätilanteen perusteella. Akku mitoitettiin tilanteeseen siten, että tehovajeen hetkillä akku purkaantuu ja latautuu tuotannon ollessa suurempaa kuin kysyntä.

6.4.1 Akut liiketoiminnan näkökulmasta

Ensimmäisessä kappaleessa käsitellään sen perusteella, millaisissa akuissa tällä hetkellä on liiketoiminnan perusteella paras kannattavuus. Laskennassa akun lataus- ja purkutehona käytetään 10 MW ja kokona käytetään 10 MWh, jolla kapasiteetti riittää yhdeksi tunniksi. Akkuprojekteissa akut saatetaan mitoittaa esimerkiksi 12 MWh kokoiseksi, jotta useamman vuoden jälkeen riittää vielä käyttämään 10 MWh kapasiteettia. Akkua ladataan ajanhetkinä, kun verkossa on ylituotantoa ja puretaan tehovajeen hetkinä. Tutkitaan miten 10 MWh akku pystyisi kompensoimaan tehovajeen tunteja ja parantamaan osuutta erityisesti talvella. Kuvassa 6.20 on esitettynä akun vaikutukset yhdessä tuuli- ja aurinkovoiman tuotannon kanssa tilanteeseen. Tarkastellaan edelleen täyden korvattavuuden hetkiä.



Kuva 6.20. Esitettynä akkujen osuus korvaamatta jääneestä tehosta kuukausi tasolla vuodelta 2024.

Kuvasta 6.20 nähdään, että lisäämällä akku tilanteeseen niin kaikki jäljelle jääneiden tehovajeen hetket pystytään korvamaan akulla huhti- marraskuulta. Maaliskuulta ja joulukuulta jää enää vain hieman tehovajeen hetkiä, jolloin pystyttäisiin vuorottelemalla minimoimaan sähkön saannin keskeytykset asiakkaille. Alkuvuoden tilanne on haastavampi saada onnistumaan korvauskytkentätilanteen kannalta. Tammikuussa pystytään korvaamaan vain puolet tehovajeen hetkistä. Helmikuun hetkistä saadaan korvattua 10 % enemmän lisäämällä akku tilanteeseen.

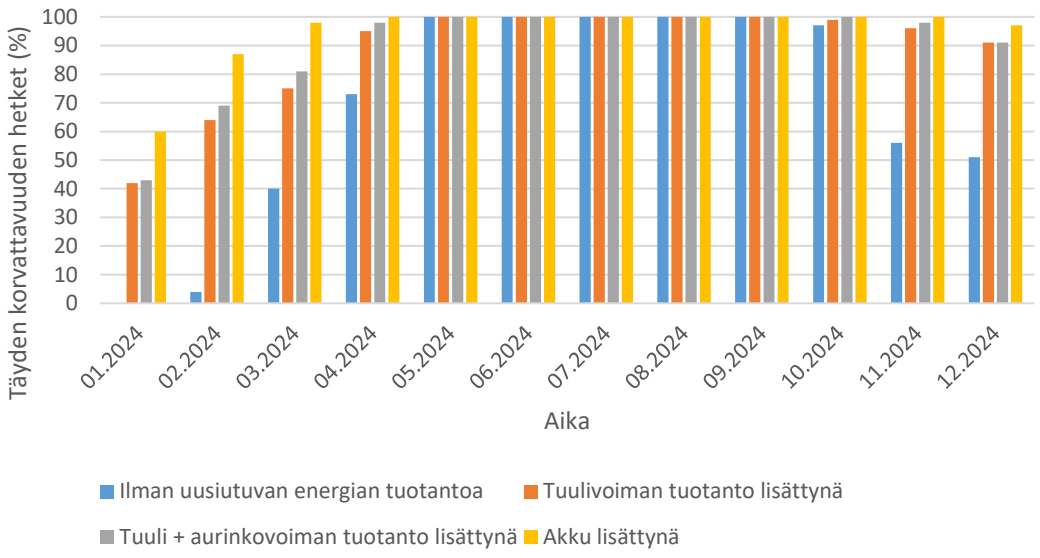
Tulokset osoittavat, että akkuja pystyttäisiin hyödyntämään hetkellisesti tilanteissa, jossa uusiutuvan energian tuotantoa ei ole saatavilla. Akut eivät kuitenkaan pysty talvella pitkiä jaksoja jatkamaan sähkön syöttöä asiakkaille tehovajeen hetkillä. Akut pystyvät kuitenkin tasoittamaan uusiutuvan energian vaihtelua. Tuuli- ja aurinkovoiman menettäessä tuotantokykynsä hetkellisesti akkujen rooli korostuu, purkamalla energiaa näillä hetkillä. Kuvasta huomataan myös, että akkusarakkeet eri kuukausina näyttävät kasvaneen suhteellisen saman verran verrattuna uusiutuvan energiantuotannon sarakkeeseen. Parhaimpina kuukausina akun liittäminen tilanteeseen parantaa täyden korvattavuuden hetkiä melkein 10 %.

Akun lisääminen skenaarioon parantaa uusiutuvan energian hyödyntämisen luotettavuutta, koska akku pystyy antamaan tehotukea silloin, kun tuotanto ei riitä kattamaan kulutusta. Todellisuudessa haasteena on myös se, että kun akkuja käytettäisiin jakeluverkkoyhtiön tarpeisiin vain vikatilanteissa ja muuten toimisi reservimarkkinoilla niin ei voitaisi olla

varmoja siitä, että koko akun kapasiteetti olisi käytettävissä vikatilanteessa. Se tekisi tilanteesta vielä luotettavamman, että jakeluverkkoyhtiöllä olisi tiedossa jokin minimimäärä, mikä varmasti olisi apuna vikatilanteen sattuessa, jos haluttaisiin käyttää tuotantolaitoksia korvauksessa.

6.4.2 Akut korvauskytkentätilanteen näkökulmasta

Tutkitaan seuraavaksi, miten isomman kapasiteetin omaama akku pystyisi vaikuttamaan tehovajeen hetkiin. Tässä skenaariossa akku mitoitettiin 40 MWh kokoiseksi. Kuvassa 6.21 on esitettynä tilanne 40 MWh akun kanssa.



Kuva 6.21. Esitettynä 40 MWh akun osuus korvaamatta jääneestä tehosta kuukausi tasolla vuodelta 2024 tutkittavalta alueelta.

Kuvasta 6.21 nähdään, että 40 MWh akulla pystytään korvaamaan huhti- marraskuulta kaikki jäljelle jäävät tehovajeen hetket. Joulukuusta selvittäisiin myös vuorottelemalla 0,5–1 MW alueita niin, että asiakkaille ei aiheutuisi paljon haittaa. Vuorottelu mahdollistaisi sen, että mikään yksittäinen alue ei jäisi pitkäksi ajaksi ilman sähköjä. Varsinkin, kun tiedetään vian korjaukseen menevän aikaa ja kysynnän ollessa suurta niin on tehokkaampaa syöttää tehoa alueittain sen sijaan, että koko kapasiteetti purettaisiin heti koko alueelle. Esimerkiksi, jos akku purettaisiin tunnissa täydellä teholla, koko sähköverkko saisi sähköt takaisin lyhyeksi ajaksi, mutta loppupäivän sähkön syöttö lakkaisi. Tämän kokoluokan akulla olisi pystytty korvaamaan kaikki joulukuun jäljelle jäävät tehovajeen hetket sekä alkuvuoden kuukausien osuudet paranevat. Verrattuna 10 MWh:n akkuun kattavuuden osuudet

paranevat erityisesti tammi-maaliskuussa. Maaliskuun osalta lähes kaikki korvaamatta teho saadaan korvattua lukuun ottamatta muutamia yksittäisiä hetkiä. Akun liittämisen jälkeen helmikuussa on vielä hieman pidempiä ajanjaksoja, milloin kaikkea tehovajetta ei pystytä korvamaan. Näissä tilanteissa pystytään ylläpitämään olennaisia palveluita kaikille sähkön käyttäjille ilman, että yksikään alue olisi ilman sähköä koko katkosten ajan vaihtelemalla sähkön syöttöä eri alueiden välillä käytettävissä olevalla kapasiteetilla. Tammikuun tilannetta saadaan myös parannettua. Tästä huolimatta verkossa esiintyy edelleen pitkiä jaksoja, milloin tehovajetta ei pystytä korvaamaan. Jos haluttaisiin selvitä pahimmasta tilanteesta niin akun mitoitus usean päivän korvaamatta jääneen tehon kattamiseksi vaatisi erittäin suurta varastointikapasiteettia. Tämä on teknisesti toteutettavissa, mutta kuitenkin epärealistinen vielä tämän päivän jakeluverkossa. Akku voitaisiin tehdä verkkoyhtiön ja liittyjän yhteishankintana, jolloin akut toimivat muuten reservissä, mutta vikatilanteissa ne valjastettaisiin verkkoyhtiön käyttöön. Akku mitoitettaisiin verkkoyhtiön tarpeen mukaan.

6.5 Vuoden heikoin tehotilanne

Tutkitaan tilannetta vielä heikoimman tehotilanteen kannalta, jos 110 kV johto olisi vikaantunut. Selvitetään, miten tuuli- ja aurinkovoiman tuotanto sekä akku olisivat vaikuttaneet tehotilanteeseen. Kriittisten komponenttien arvioitu korjausaika Carunalla on 110 kV ilmajohto taajamassa ja haja-asutusalueella on 4 vuorokautta. Vuoden 2024 heikoin tehotilanne oli 4.1–7.1. Taulukossa 6.1 on esitettynä tehotilanne ilman uusiutuvan energian tuotantoa tammikuulta kyseisiltä päiviltä.

Taulukko 6.1. Vuoden 2024 heikoin tehotilanne 4.1–7.1 ajalta.

Päivä	4.1	5.1	6.1	7.1
Energiavaje [MWh]	290	261	233	271
Keskimääräinen tehovaje [MW]	12,1	10,9	9,7	11,3

Taulukossa 6.1 on esitettynä heikoin tehotilanne, jos korvauskytkentä olisi jouduttu suorittamaan vian takia. Taulukossa on esitetty tehovajeen määrä koko päivältä. Tammikuun alun neljän vuorokauden jakso oli heikoin, milloin tehovajetta esiintyi jokaisella hetkellä. Taulukossa on myös esitettynä keskimääräinen tehovaje vuorokaudessa. Sähköverkon suuren kuormituksen ajanjaksolla korvaamatta jäänyttä tehoa olisi ollut yli 13 MW pahimmassa tapauksessa. Tämä hetki osui 4.1 päivälle ja huomataan, että tehovaje ei jakaudu tasaisesti kaikille tunneille vaan huippukulutuksen tunneilla tehovaje voi olla paljon

suurempi keskimääräiseen tehoon nähden. Näihin tehovajeen hetkien kompensoimiseksi tarvitaan uusiutuvan energian tuotantoa, varastointi kapasiteettia sekä kysyntäjoustoa, jotta saataisiin kompensoitua useiden megawattituntien energian puute. Näitä kaikkia resursseja ei välttämättä ole mahdollisesti käytössä sillä uusiutuvan energian tuotanto voi puuttua kriittisellä hetkellä, eikä tiedetä todellisuudessa, että olisiko koko akun kapasiteetti käytettävissä vikatilanteessa. Liitetään seuraavaksi tilanteeseen uusiutuvan energian tuotanto ja selvitetään, miten se vaikutti tehovajeeseen.

6.5.1 Uusiutuvan energian tuotannon vaikutus

Tässä luvussa esitetään uusiutuvan energian tuotannon vaikutukset heikoimman tehotilanteen hetkellä. Taulukossa 6.2 on lisättynä tuulivoiman tuotanto sekä aurinkovoiman tuotanto tilanteeseen, mistä pystytään näkemään uusiutuvan energian tuotannon vaikutus pahimmassa skenaariossa.

Taulukko 6.2. Uusiutuvan energian tuotannon vaikutukset tehovajeeseen 4.1–7.1.

Päivä	4.1	5.1	6.1	7.1
Energiavaje [MWh]	290	261	233	271
Energiavaje + Tuulivoiman tuotanto [MWh]	66	92	154	219
Energiavaje + Tuulivoima + Aurinkovoiman tuotanto [MWh]	65	91	153	219
Keskimääräinen tehovaje [MW]	2,7	3,8	6,4	9,1

Taulukosta 6.2 huomataan aurinkovoiman kausiluontaisuus, että kyseisenä ajanjaksona aurinkovoimasta ei olisi ollut hyötyä. Tuulivoiman tuotannon ollessa korkeimmillaan talvella se auttaa korvaamatta jääneen tehon kompensointiin parhaiten. Tarkasteltavalta ajanjaksolta huomataan hyvin, että tuulivoiman tuotanto vaihtelee päivien sisällä paljon. Ainoat hetket, milloin aurinkovoima pienentää tehovajetta, on keskipäivällä aurinkoisella säällä. Yleiselle tasolla tuuli- ja aurinkoenergia täydentävät toisinaan, sillä aurinkovoiman tuotanto on suurimmillaan päivisin ja tuulivoiman tuotanto iltaisin ja öisin. Suomen maantieteellisen sijainnin takia aurinkovoimalla on rajallinen rooli talvisin vikatilanteen lieventämisessä. Uusiutuvan energian tuotannolla on mahdollisuus auttaa suuressa määrin sähköverkon vikatilanteessa sääolosuhteiden suosiessa. Taulukon tuloksista huomataan, että keskimäärinen tehovaje päivältä on vähentynyt huomattavasti päiviltä, kun tuotantoa on ollut saatavilla. Tuloksista huomataan kuitenkin, että uusiutuvan energian tuotanto voi puuttua, milloin siitä ei ole apua tilanteeseen.

Keskimäärinen tehovaje kyseiseltä ajanjaksolta ilman uusiutuvan energian tuotantoa olisi ollut 11 MW. Tuulipuiston lisääminen tilanteeseen pienensi keskimääräisen tehovajeen 5,5 MW. Pelkästään alueella olevan tuulipuiston tuotannolla olisi pystytty korvaamaan 49 % tehovajeen hetkistä tarkasteltavalta ajanjaksolta. Sähkön toimitusvarmuus myös paranisi keskimääräisen tehovajeen laskettua kyseiseltä ajanjaksolta.

6.5.2 Akun vaikutus

Viimeiseksi skenaarion lisätään 10 MWh akku. Akku toiminta on mallinnettu tilanteeseen, että vian sattuessa sillä on käytettävissä koko kapasiteetti. Todellisuudessa ei voida olla varmoja mikä akun kapasiteetti on vian sattuessa, sillä akku toimisi jakeluverkkoyhtiön tarpeisiin vain vikatilanteessa, milloin hallintaoikeus voitaisiin hetkellisesti siirtää verkkoyhtiölle, jolloin akku toimisi toimitusvarmuutta turvaavana elementtinä. Taulukossa 6.3 on esitettynä tilanne uusiutuvan energian tuotanto yhdessä akun kanssa.

Taulukko 6.3. Tuuli- ja aurinkovoiman tuotannon vaikutukset yhdessä akun kanssa tehovajeen lieventämiseen 4.1–7.1.

Päivä	4.1	5.1	6.1	7.1
Energiavaje [MWh]	290	261	233	271
Energiavaje + Tuulivoiman tuotanto [MWh]	66	92	154	219
Energiavaje + Tuulivoima + Aurinkovoiman tuotanto [MWh]	65	91	153	219
Energiavaje + Uusiutuvan energian tuotanto + Akku [MWh]	55	91	153	219

Taulukon 6.3 nähdään, että akku pystyy hetkellisesti ylläpitämään sähkön syöttöä uusiutuvan energian tuotannon heikkenemisen aikana 4.1. Akuilla on iso rooli tuotannon ja kysynnän tasoittamisessa, mikä parantaa luotettavuutta korvauskytkentätilanteessa. Akut pystyvät hetkellisesti varmistamaan sähkön syötön ja vähentää lyhyiden katkojen määrää. Ne eivät kuitenkaan voi toimia pitkällä aikavälillä esimerkiksi pitkittyneiden vikojen aikana. Kuten kuvasta nähdään, niin akku pystyy tukemaan tilannetta tuntien ajan, kunnes on tyhjä. Käytännössä, jos tehovaje jakaantuisi tasaisesti koko päivälle niin 10 MWh akku voisi kattaa maksimissaan 4 tunnin kysynnän. Akku voisi kuitenkin toimia myös siten, että syöttäisi pienemmällä teholla pidemmän ajan, milloin osa alueesta saisi sähköt takaisin ja osa jäisi ilman. Tämän avulla varmistettaisiin se, että mikään yksittäinen alue ei jäisi ilman sähköä koko katkon ajaksi. Akkua voitaisiin käyttää myös päivittäin sähkön kulutuksen huippujen aikoina verkon kuormituksen vähentämiseksi.

6.6 Uusiutuvan energian tuotannon ja akun vaikutus energiavajeen kattavuuteen

Tässä kappaleessa tutkitaan, miten tuuli- ja aurinkovoiman tuotanto sekä akkuvarasto vaikuttavat energiavajeeseen ja kuinka suuri osuus kuukausittaisesta energiavajeesta pystytään korvaamaan. Taulukossa 6.4 on esitettynä uusiutuvan energian sekä 10 MWh akkuvaraston vaikutus energiavajeen hetkiin vuodelta 2024.

Taulukko 6.4. Esitettynä tehovajeen määrä kuukausittain sekä uusiutuvan energian tuotannon ja akun vaikutus tilanteeseen vuodelta.

Kuukausi	**Energiavaje [MWh]**	**Energiavaje + Tuulivoiman tuotanto [MWh]**	**Energiavaje + Tuuli- ja aurinkovoiman tuotanto [MWh]**	**Energiavaje + Uusiutuvan energian tuotanto + Akku [MWh]**
Tammikuu	4881	1764	1738	1536
Helmikuu	2371	652	540	414
Maaliskuu	532	223	147	59
Huhtikuu	195	14	6	0
Toukokuu	1,6	0,4	0	0
Kesäkuu	0	0	0	0
Heinäkuu	0	0	0	0
Elokuu	0	0	0	0
Syyskuu	0,8	0	0	0
Lokakuu	7,3	2	1	0
Marraskuu	264	17	11	0
Joulukuu	593	88	86	22

Taulukossa 6.4 on esitettynä energiavajeiden määrä megawattitunteina jokaisen tilanteen kohdalla. Taulukon toisessa sarakkeessa on esitettynä ensiksi kuukausittain, kuinka paljon energiaa olisi jäänyt korvaamatta tarkasteltavalta alueelta. Kolmannessa sarakkeessa on listattuna energia tuulivoiman tuotannon lisäämisen jälkeen. Neljännessä sarakkeessa on listattuna energia tuuli- sekä aurinkovoiman tuotannon lisäämisen jälkeen. Viimeisessä sarakkeessa tilanne esitettynä 10 MWh akun liittämisen jälkeen.

Taulukosta huomataan, että tammikuussa on selvästi eniten energiavajeen hetkiä. Energiavajetta olisi silloin ollut 4881 MWh. Kesää kohden energiavajeen hetket vähentyvät ja loppuvuodesta energiavajeen määrä nousee ilman kylmetessä.

Tammikuussa nähdään, että tuulivoiman tuotannon avulla pystytään pienentämään energiavaje 1764 MWh:iin, mikä on 64 % energiavajeesta ilman uusiutuvan energian tuotantoa. Tämä on merkittävä vähennys, joka korostaa tuulivoiman tuotannon arvoa erityisesti kylmänä vuodenaikana, milloin sähkön kulutus on suurimmillaan.

Aurinkoenergian sarakkeesta huomataan, että siitä ei ole merkittävää apua talven suurelle energiavajeen jaksolle tammikuussa. Helmikuussa huomataan jo energiavajeen muutokset, milloin sen kuukauden energiavajeen hetkistä olisi pystytty korvamaan 77 % tuuli- ja aurinkovoiman tuotannolla. Aurinkovoiman tuotanto on suurimmillaan kesäisin, mutta kuten huomataan niin silloin energiavajeen hetkiä ei esiinny.

Tammikuussa uusiutuvan energian tuotannolla sekä akkuvaraston avulla pystyttään pienentämään energiavaje 1 536 MWh:iin, mikä on 69 % tammikuun energiavajeesta ilman uusiutuvan energian tuotantoa. Taulukon tuloksista huomataan, että huhtikuusta marraskuuhun energiavajeen hetket pystytään korvaamaan 100 % tutkittavalta vuodelta. Taulukon tulokset osoittavat uusiutuvien energialähteiden ja varastoinnin hyötyjä tehovajeen vähentämisessä verkossa.

6.6.1 Energiavajeen kompensointi eri kokoluokan tuulipuistoilla

Tuulipuiston mitoituksen tavoitteena on määrittää sellainen tuotantokapasiteetti, jolla voidaan kattaa mahdollisimman paljon tehovajeesta tehokkaasti. Tuulipuiston tuotannon ja kulutuksen suhde vaihtelee kuukausittain, niin on tärkeä tarkastella tuulipuiston kapasiteettia suhteessa keskimääräiseen tehovajeeseen kuukausittain. Riskikohteista on tiedossa korvaamatta jäänyt teho sekä tuotannon nimellisteho. Käytetään mitoituksessa suhdelukua, mikä on esitettynä yhtälöllä 6.1.

$$\frac{P_n}{Keskimääräinen\ korvaamatta\ jäänyt\ teho} = K \tag{6.1}$$

missä P_n on tuulipuiston nimellisteho ja K on suhdeluku.

Tuulipuiston koko tarkasteltavalla alueella on 15 MW. Keskimääräinen korvaamatta jäänyt teho jokaiselta kuukaudelta saadaan selville jakamalla energia kuukauden kokonaisajalla tunneissa. Taulukossa 6.5 on esitettynä keskimääräinen tehovaje jokaiselta kuukaudelta.

Taulukko 6.5. Vuoden 2024 keskimääräinen tehovaje kuukausittain.

Kuukausi	**Keskimääräinen Tehovaje [MW]**
Tammikuu	6,6
Helmikuu	3,4
Maaliskuu	0,7
Huhtikuu	0,3
Toukokuu	0
Kesäkuu	0
Heinäkuu	0
Elokuu	0
Syyskuu	0
Lokakuu	0,1
Marraskuu	0,4
Joulukuu	0,8

Taulukossa 6.5 on esitettynä jokaiselta kuukaudelta keskimääräinen tehovaje. Taulukon tuloksista nähdään, että tammikuussa keskimääräinen tehovaje on huomattavasti suurin. Seuraavaksi kasvatetaan puiston kokoa niin, että tammikuun tehovajeesta saadaan katettua 90 %. Jaetaan myös taulukossa esitetyt keskimääräiset tehovajeen hetket tuulivoiman nimellisteholla, mistä saadaan suhdeluku eri kokoisten puistojen ja korvaamatta jääneen tehon suhteelle tammikuulta. Taulukossa 6.6 on esitettynä tammikuun tulokset.

Taulukko 6.6. Tammikuun energiavajeen hetkistä korvattu tehovajeen määrä eri kokoisilla tuulipuistoilla.

Tuulipuiston koko [MW]	15	30	45	60	75	90
Suhdeluku	2,3	4,5	6,8	9,1	11,4	13,6
Korvattu energiavajeen määrä [%]	64	80	85	87	89	90

Taulukossa 6.6 on esitettynä eri kokoluokan tuulipuistojen suhdeluvut tammikuulta sekä katetun tehovajeen osuus. Suhdeluvulla tarkoitetaan tuulipuiston nimellistehon ja keskimääräisen korvaamatta jääneen tehon suhdetta. Taulukon tuloksista nähdään, että korvaamatta jääneestä energiasta 64 % olisi pystytty korvaamaan tammikuussa 15 MW:n

tuulipuistolla. Alueelle olisi tarvittu 90 MW tuulipuisto, jotta 90 % energiavajeen hetkistä olisi pystytty kattamaan. Tammikuussa 15 MW:n tuulipuiston ja 6,6 MW keskimääräisen tehovajeen suhdeluku on 2,3 millä saadaan 64 % energiavajeen hetkistä katettua. 90 MW:n puiston ja keskimääräisen tehovajeen suhdeluku on sen sijaan 13,6, milloin saadaan 90 % energiavajeen hetkistä katettua. Tammikuussa 80 % kattavuus saavutetaan jo 4,5 suhdeluvulla.

Tammikuun tulokset viittaavat siihen, että 30 MW:n jälkeen energiavajeen kattavuus ei enää parane merkittävästi, kun saavutetaan 80 % kattavuus. Energiavajeen kattavuuden osuus kasvaa 64 %:sta huomattavasti 15 MW:n puistolla 80 %:iin 30 MW:n puistolla. Tämän jälkeen energiavajeen kattavuus ei parane merkittävästi ja saavuttaa 90 % kattavuuden vasta 90 MW:n puistolla.

Tutkitaan seuraavaksi, havaitaanko sama ilmiö myös joulu-, helmi- ja maaliskuulta vertaamalla millä suhdeluvulla saavutetaan n. 80 % kattavuus. Selvitetään myös, miten energiavajeen kattavuuden osuus kehittyy kasvattamalla puiston kokoa. Taulukossa 6.7 on esitettynä minkä kokoinen puisto alueelle olisi tarvittu jotta 90 % energiavajeen hetkistä olisi pystytty korvaamaan helmikuussa.

Taulukko 6.7. Helmikuun energiavajeen hetkistä korvattu tehovajeen määrä eri kokoisilla tuulipuistoilla.

Tuulipuiston koko [MW]	15	30	45	60	75	90
Suhdeluku	4,4	8,8	13,2	17,6	22,0	26,4
Korvattu energiavajeen määrä [%]	75	83	86	88	89	90

Taulukossa 6.7 on esitettynä eri kokoluokan tuulipuistojen suhdeluvut helmikuulta sekä katetun energiavajeen osuus. Taulukosta huomataan, että sama trendi havaitaan helmikuussa. Tuulipuiston koon kasvattaminen 30 MW jälkeen ei vaikuta merkittävästi katettuun energiavajeen määrään myöskään helmikuussa, kun saavutetaan 83 %:n kattavuus suhdeluvulla 8,8. Helmikuussa 90 % kattavuus saavutetaan myös 90 MW:n puistolla 26,4 suhdeluvulla. Taulukossa 6.8 on esitettynä maaliskuun tulokset.

Taulukko 6.8. Maaliskuun energiavajeen hetkistä korvattu tehovajeen määrä eri kokoisilla tuulipuistoilla.

Tuulipuiston koko [MW]	15	30	45	60	75	90
Suhdeluku	21,4	42,9	64,3	85,7	107,1	128,6
Korvattu energiavajeen määrä [%]	58	65	68	69	71	71

Taulukossa 6.8 on esitettynä eri kokoluokan tuulipuistojen suhdeluvut maaliskuulta sekä katetun energiavajeen osuus. Taulukon 6.8 tulokset poikkeavat aikaisempien kuukausien tuloksista. Huomattavasti suuremmalla suhdeluvulla 128,6 saadaan kompensoitua 71 % tehovajeen määrästä. Maaliskuussa puiston koon kasvattaminen ei merkittävästi hyödyttänyt katettuun energiavajeen määrään eikä 80 %:n katetta saavuteta ollenkaan. Maaliskuun tuloksista huomataan myös, että jälleen tuon 30 MW:n jälkeen puiston koon kasvattaminen ei merkittävästi vaikuta katettuun energiavajeen määrään. Taulukossa 6.9 on esitettynä vielä tulokset joulukuulta.

Taulukko 6.9. Joulukuun energiavajeen hetkistä korvattu tehovajeen määrä eri kokoisilla tuulipuistoilla.

Tuulipuiston koko [MW]	6	9	12	15	30	45	60
Suhdeluku	7,5	11,3	15,1	18,8	37,5	56,3	75
Korvattu energiavajeen määrä [%]	72	80	84	85	88	89	90

Taulukossa 6.9 on esitettynä eri kokoluokan tuulipuistojen suhdeluvut tammikuulta sekä katetun energiavajeen osuus. Taulukon tuloksista nähdään, että 80 % kattavuus saavutetaan pienemmällä puiston koolla 11,3 suhdeluvulla. Tulokset osoittavat myös sen, että 80 %:n tehokate on saavutettavissa melko pienellä puiston koon ja korvaamatta jääneen tehon suhteella, mutta tämän jälkeen suhdeluvun kasvattaminen ei näy merkittävästi energiavajeen kattavuudessa. Joulukuussa 90 % kattavuus saavutetaan 60 MW:n puistolla 75 suhdeluvulla.

Tutkittujen kuukausien välillä voidaan havaita, että n. 80 % katettuun energiavajeeseen asti suhdeluvun kasvattaminen auttaa, mutta tämän jälkeen suhdeluvun kasvattaminen ei näy

merkittävästi energiavajeen kattamisessa. Maaliskuu on tutkituista kuukausista poikkeuksena, sillä 80 % kattavuutta ei saavuteta. Tulokset viittaavat siihen, että 80 % energiavajeen kattavuudesta saisi jo suurimman osan saavutettavissa olevasta hyödystä. Puiston kapasiteetin lisääminen 80 % kattavuuden yli antaisi vain rajoitetusti lisää katettuja energiavajeen hetkiä. Verkon suunnittelun kannalta puiston koon kasvattaminen tuon tason yli voisi pitää tehottomana ja hyötyä pienenä. Tätä ei kuitenkaan voida vielä yleistää tämän tilanteen ulkopuolelle. Tuulipuiston koon ja tehovajeen suhde sekä saturaatiopiste voivat vaihdella merkittävästi kuukausien ja vuosien välillä riippuen sääolosuhteista. Tulokset osoittavat myös sen, että kuukausien välillä suhdeluvut eivät ole suuruusluokaltaan samat. Eli ei voida olettaa, että tuo 80 % kattavuus saavutetaan aina samalla suhdeluvulla.

6.6.2 Tuulipuiston ja akun yhteisvaikutus energiavajeen kattavuuteen

Lisätään skenaarioon 20 MWh akkuvarasto ja selvitetään, minkä kokoisen tuulipuiston kanssa energiavajeen hetkistä 90 % olisi pystytty kattamaan. Tämän laskennan tarkoituksena on tutkia, onko akun lisääminen skenaarioon tehokkaampaa tietyn saturaatiotason saavuttamisen jälkeen kuin tuulipuiston kapasiteetin kasvattaminen. Taulukossa 6.10 on esitettynä tulokset 20 MWh akun kanssa.

Taulukko 6.10. Tammikuun energiavajeen hetkistä korvattu tehovajeen määrä eri kokoisilla tuulipuistoilla ja 20 MWh akku lisättynä.

Tuulipuiston koko [MW]	15	30	45	60	75	90
Suhdeluku	2,3	4,5	6,8	9,1	11,4	13,6
Korvattu energiavajeen määrä [%]	68	84	88	90	91	92

Taulukossa 6.10 on esitettynä eri kokoluokan tuulipuistojen suhdeluvut tammikuulta sekä katetun energiavajeen osuus, kun skenaarioon lisätään 20 MWh:n akku. Taulukon tuloksista nähdään, että tammikuussa 20 MWh:n akun lisääminen tilanteeseen parantaa hieman katettua energiavajeen osuutta. Ilman akkua 30 MW:n tuulipuisto saavutti 80 % kattavuuden suhdeluvulla 4,5, kun taas sama akun kanssa 84 % kattavuuden. Vastaavasti pienemmällä puiston koolla 15 MW kattavuus kasvaa 64 %:sta 68 %:iin. Tammikuussa isomman koko luokan tuulipuistolla kattavuus kasvaa vain hieman. Taulukossa 6.11 on esitettynä helmikuun tulokset 20 MWh akun kanssa.

Taulukko 6.11. Helmikuun energiavajeen hetkistä korvattu tehovajeen määrä eri kokoisilla tuulipuistoilla ja 20 MWh akku lisättynä.

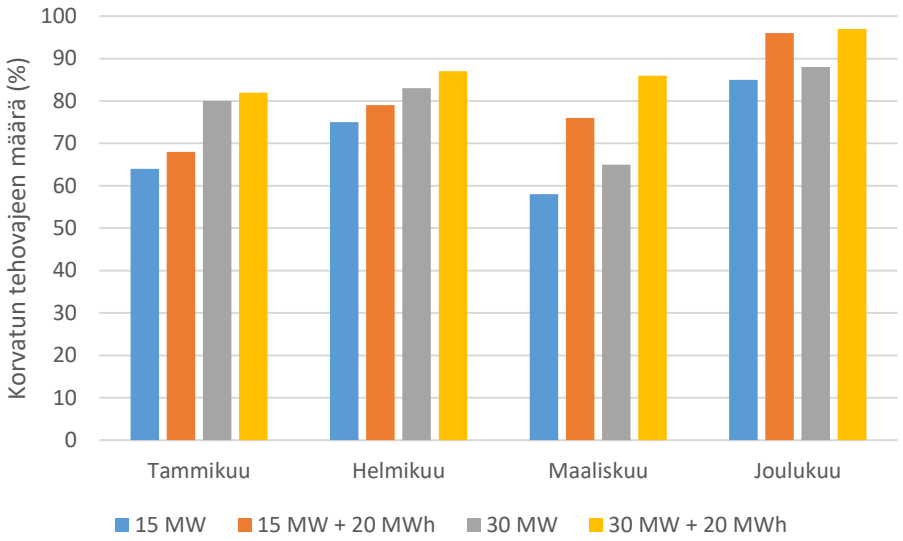
Tuulipuiston koko [MW]	9	12	15	30	45	60
Suhdeluku	2,7	3,5	4,4	8,8	13,2	17,6
Korvattu energiavajeen määrä [%]	67	74	79	86	89	91

Taulukossa 6.11 on esitettynä eri kokoluokan tuulipuistojen suhdeluvut helmikuulta sekä katetun energiavajeen osuus, kun tilanteeseen lisätään 20 MWh:n akku. Taulukon tuloksista huomataan, että helmikuussa saavutetaan 80 % kattavuus helpommin akun kanssa. Energiavajeesta saadaan katettua lähes 80 % 15 MW:n tuulipuistolla suhdeluvulla 4,4, mikä aiemmin vaati 30 MW:n tuulipuiston ilman akun lisäämistä skenaarioon. Tulokset osoittavat, että lisäämällä akku skenaarioon niin sama taso voidaan saavuttaa huomattavasti pienemmällä tuulivoimakapasiteetilla.

Maaliskuun tuloksista huomataan, että akun lisäämisellä on merkittävä vaikutus katettuun energiavajeeseen. Ilman akkua pystyttiin kattamaan vain n. 70 % energiavajeen määrästä korkeista suhdeluvuista huolimatta. Tehovajeesta saadaan katettua 76 % 15 MW tuulipuistolla yhdessä 20 MWh akun kanssa suhdeluvulla 21,4. Tämä osoittaa sen, että akun lisääminen tarjoaa merkittävän hyödyn tehovajeen kattavuuteen verrattuna siihen, että kasvatettaisiin vain puiston kapasiteettia. Joulukuussa lähes kaikki energiavaje olisi pystytty korvaamaan jo nykyisellä puiston koolla 20 MWh:n akku lisättynä. Tuulipuiston nimellistehon ollessa 9 MW kattavuus kasvaa 80 %:sta 93 %:iin, kun akku lisätään skenaarioon suhdeluvulla 11,3. Tämän jälkeen suhdelukua kasvattamalla ei huomata merkittävää hyötyä katetussa energiavajeen määrässä.

Tuloksista huomataan, että 20 MWh:n akun lisääminen parantaa energiavajeen kattavuutta. Tulokset osoittavat myös, että akun lisääminen on tehokkaampaa kuin tuulipuiston kapasiteetin kasvattaminen. Tammikuussa, helmikuussa sekä joulukuussa akun lisääminen antaa vain vähäistä hyötyä suurille tuulipuistoille, mutta parantaa pienempien tuulipuistojen suorituskykyä. Pienemmän kokoluokan tuulipuistojen tuotanto ei riitä kompensoimaan kaikkea energiavajetta ja tuotannon vaihtelut aiheuttavat sen, että tuotantoa ei ole saatavilla riittävästi. Akku pystyy kompensoimaan nämä energiavajeen hetket, kun tuotantoa ei ole

saatavilla. Tulokset osoittavat, että akun lisääminen mahdollistaa saman kattavuustason saavuttamisen pienemmällä tuulivoimakapasiteetilla. Järkevämpää olisi tuoda alueelle akkuvarasto kuin kasvattaa puiston kapasiteettia 80 %:n kattavuuden jälkeen. Kuvassa 6.22 on esitettynä, miten tuulivoiman tuotanto sekä akku vaikuttavat katettuun energiavajeen määrään.



Kuva 6.22 Korvatun energiavajeen määrä kuukausittain 15 MW ja 30 MW tuulipuistoilla sekä 20 MWh akku lisättynä.

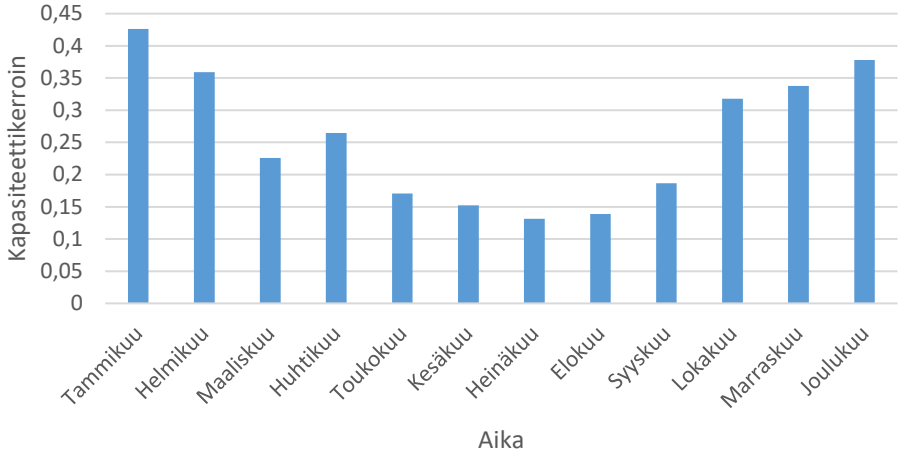
Kuvassa 6.22 on esitettynä korvatun energiavajeen määrä tutkituilta kuukausilta 15 MW ja 30 MW tuulipuistoilla sekä 20 MWh akku lisättynä. Kuvasta nähdään, että helmikuussa energiavajeesta 80 % pystytään kattamaan 30 MW:n tuulipuistolla sekä 15 MW:n tuulipuistolla 20 MWh akku lisättynä. Maaliskuussa akun lisääminen parantaa tilannetta merkittävästi, sillä akku pystyy kompensoimaan tehokkaasti energiavajeen hetkiä, milloin tuulivoiman tuotantoa ei ole saatavilla. Joulukuun tuloksista huomataan myös, että akun lisääminen tilanteeseen korvaa tehovajetta tehokkaammin kuin pelkkä puiston koon kasvattaminen.

6.7 Tuulipuiston ja akun mitoitus energiavajeen kompensoinnin näkökulmasta

Tarkastellaan lopuksi tuulivoiman tuotannon sekä akun vaikutusta energiavajeen kattavuuteen. Verrattuna edeltävään kappaleeseen käytetään samoja suhdelukuja kaikkina kuukausina. Pyritään selvittämään, kuinka hyvin eri kokoiset tuulivoimapuistot ja akku pystyvät kompensoimaan energiavajeen hetkiä eri ajankohtina. Laskennassa hyödynnetään

tuulivoiman kapasiteettikerrointa ja käyttöastetta, joiden avulla voidaan arvioida tuotannon määrää ja sen ajallista vastaavuutta kulutushuippujen kanssa.

Kapasiteettikerroin kuvaa tuulivoimaloiden tuotannon suhdetta niiden nimellistehoon. Se ilmaisee, kuinka suuren osan ajasta tuulivoimapuisto kykenee toimimaan täydellä teholla keskimäärin tietyn ajanjakson aikana. Kuvassa 6.23 on esitettynä alueen tuulipuiston kapasiteettikertoimet kuukausittain vuodelta 2024.



Kuva 6.23 Tuulipuiston kapasiteettikertoimet kuukausittain vuodelta 2024.

Kuvasta 6.23 nähdään, että kapasiteettikerroin vaihtelee huomattavasti vuoden aikana. Korkeimmat arvot saavutetaan talvikuukausina. Parhaimmillaan tammikuussa kapasiteetti kerroin on 0,43 ja heikoimmillaan kesällä heinäkuussa 0,13. Talvella tuulivoimapuistot toimivat lähempänä nimellistehoaan tuuliolosuhteiden ollessa suotuisammat. Kevään ja kesän aikana kapasiteettikerroin laskee selvästi. Syksyllä tuuliolosuhteet paranevat jälleen, ja kapasiteettikerroin nousee talvea kohden.

Käyttöastetta tarkastellaan kuukausitasolla eri suhdeluvuilla. Tässä kappaleessa laskentaan käytetään neljää suhdelukua, jotta voidaan arvioida, miten puiston koon kasvattaminen suhteessa keskimääräiseen tehovajeeseen vaikuttaa tuotannon hyödyntämiseen. Käyttöasteella tarkoitetaan, kuinka monta prosenttia tuulipuiston tuotetusta energiasta on käytettävissä korvaustilanteen energiavajeen kompensointiin. Taulukossa 6.12 on esitettynä tuulivoiman käyttöaste eri suhdeluvuilla.

Taulukko 6.12 Tuulipuiston käyttöaste esitettynä eri suhdeluvuilla kuukausittain.

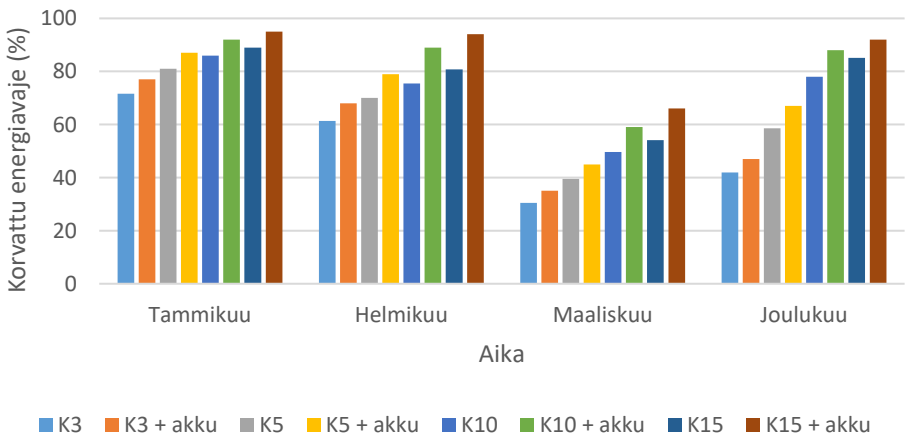
	K3	K5	K10	K15
Tammikuu	56 %	38 %	21 %	14 %
Helmikuu	57 %	39 %	21 %	15 %
Maaliskuu	45 %	35 %	22 %	16 %
Joulukuu	37 %	31 %	20 %	15 %

Kuvasta 6.12 nähdään, että tuulivoimapuiston käyttöaste vaihtelee selvästi kuukausittain. Suurimmat käyttöasteet ajoittuvat tammikuulle sekä helmikuulle, kun taas heikoin käyttöaste on joulukuussa. Pienemmän kokoluokan tuulipuistoilla (K3 ja K5) käyttöasteessa havaitaan enemmän kuukausittaista vaihtelua. Suuremman kokoluokan tuulipuistoilla (K10 ja K15) vaihtelu tasoittuu, ja käyttöaste asettuu selvästi vakaammalle tasolle. Tämä kertoo siitä, että suuremman kokoluokan tuulipuistolla tehovajeen kattaminen on ennustettavampaa, mutta samalla osa tuotannosta jää hyödyntämättä. Lisäksi mitä suurempi puisto on suhteessa tehovajeeseen, sitä enemmän tuotantoa jää hyödyntämättä.

Seuraavaksi selvitetään korvatun energiavajeen määrä edellä esitetyillä luvuilla. Korvattu energiavaje saadaan yhtälöllä 6.2.

$$Korvattu\ energiavaje = CF * K * Käyttöaste \tag{6.2}$$

missä CF on kapasiteettikerroin. Kuvassa 6.24 on esitettynä, kuinka paljon korvaamatta jääneestä energiasta saadaan kompensoitua eri kokoisilla tuulipuistoilla ja akku lisättynä.



Kuva 6.24 Korvattu energiavaje esitettynä kuukausittain eri suhdeluvuilla sekä akku lisättynä.

Kuvassa 6.24 on esitettynä katettu energiavajeen osuus tutkituilta kuukausilta samoilla suhdeluvuilla. Suhdelukuina käytetään K3, K5, K10 sekä K15. Kuvan tuloksista nähdään, että energiavajeen kattavuus samankokoisella tuulipuistolla on korkeimmillaan talvella tammikuussa sekä helmikuussa ja heikoin kattavuus on maaliskuussa. Tilanteeseen lisätään akku niin havaitaan, että tulokset paranevat erityisesti maaliskuussa ja joulukuussa. Laskennassa akun koko muokataan vastaamaan tuulipuiston kokoluokkaa. Tämä tarkoittaa, että akun kapasiteetti kasvaa samassa suhteessa kuin tuulipuiston koko (K3–K15).

Kuvan tuloksista nähdään myös kapasiteettikertoimen vaikutus kuukausittain. Tuulivoiman tuotannon kannalta on tarkasteltava kahta eri tekijää. Ensimmäisenä sitä, että kuinka paljon tuulee ja toisena, kuinka hyvin tuotanto ajoittuu sähkönkulutuksen kanssa samaan aikaan. Korkea kapasiteettikerroin ei välttämättä tarkoita, että tuotanto vastaisi hyvin kulutushuippuja. Esimerkiksi joulukuussa kapasiteettikerroin on korkeampi kuin maaliskuussa, mutta käyttöaste on pienempi, eli tuotanto osuu heikommin yhteen kulutuksen kanssa kuin maaliskuussa. Kapasiteettikerroin kuvaa kuitenkin tuulivoiman kokonaispotentiaalia. Suurempi kapasiteettikerroin merkitsee siten parempaa tuotantopotentiaalia ja suurempaa kykyä kattaa energiavajetta. Vastaavasti alhainen kapasiteettikerroin heikompaa kykyä kattaa energiavajeen hetkiä. Kuvan tulosten perusteella 80 %:n kattavuutta ei saavuteta millään suhdeluvulla luotettavasti.

6.8 Johtopäätökset

Energiamurros muuttaa sähkön tuotantoa, kulutusta ja hallintaa. Uusiutuvan energian tuotanto lisääntyy, kun siirrytään pois fossiilisista polttoaineista kohti uudenlaista energiajärjestelmää. Energiaa tuotetaan tulevaisuudessa yhä enemmän tuuli- ja aurinkovoimalla ja niiden aiheuttamat tuotannonvaihtelut vaativat jatkuvaa verkon kuormituksen hallintaa. Kuormituksen hallintaa voidaan ennakoida sääennusteilla sekä verkon tilan seurannalla. Lämmityksen sekä liikenteen sähköistyminen lisää sähkön kulutusta, mikä tulevaisuudessa vaatii verkon vahvistamista tai akkuvarastojen liittämistä verkkoon.

Laskennasta saatiin selville vuoden 2024 tehovajeen hetket korvauskytkentätilanteelle. Alkuvuosi oli todella kylmä ja silloin esiintyi pelkästään tehovajeen hetkiä, mikä johtui alueen suuresta sähkön kysynnästä. Kesällä ei esiintynyt tehovajetta ja talvea kohden tehovajeen määrä taas kasvoi. Työssä tutkittiin vain yhden vuoden tuloksia, mutta

todellisuudessa tehovajeen määrä vaihtelee vuosittain. Tähän vaikuttaa mm. lämpötilan aiheuttamat sähkön kysynnän muutokset. Tulevaisuudessa tehovajeen määrään tulee vaikuttamaan yhä enemmän liikenteen sekä lämmityksen sähköistyminen, mikä lisää verkon kuormitusta. Verkkoa tulisi vahvistaa, jotta pystyttäisiin vastaamaan sähkön kulutuksen kasvuun. Verkon käytön kannalta tämän työn kaltaiset korvauskytkentätilanteet tulevat olemaan entistä ongelmallisempi verkon kuormituksen kasvaessa.

Tehovajeen hetket esiintyivät enimmäkseen aamuisin sekä iltaisin sähkön kulutuksen ollessa korkeimmillaan. Kysynnänjouston merkitys tulee korostumaan entisestään tulevaisuudessa, jotta sähkön käyttö ei pakkaantuisi vain korkeimman kulutuksen tunneilla. Tutkimuksessa huomattiin myös, että korvauskytkentätilannetta tukee myös sähkön hinta, sillä yleensä heikoilla tuotantohetkillä sähkön hinta on myös korkeampi. Vastaavasti suuremmilla tuotannonhetkillä sähkön hinta laskee.

Tutkimuksen tulokset osoittivat, että uusiutuvan energian tuotannolla pystytään antamaan tehotukea tehovajeen hetkiin ja auttamaan korvauskytkentätilanteiden hallinnassa. Maaliskuusta – marraskuuhun huomattiin, että korvauskytkentätilanteen tehovajeen hetket olisi pystytty korvamaan täysin uusiutuvan energian tuotannolla ja jäljelle jääneet nollatuotantohetket täyttämään akulla. Talvella suurimman kulutuksen hetkillä esiintyi edelleen hetkiä, milloin kaikkea tehovajetta ei saatu kompensoitua, mutta kyseisinä kuukausina huomattiin, että tehovaje väheni huomattavasti.

Tuulivoima on luonteeltaan vaihtelevaa ja tuulivoiman tuotanto voi menettää tuotantokykynsä pidemmäksi ajaksi, mikä heikentäisi tuulivoiman hyödyntämistä tehovajeen kompensoimiseen. Tuulivoiman tuotannon kannalta ongelmista on kuitenkin se, että tunnin keskiarvo tuotanto voi vaikuttaa hyvältä, mutta se voi peittää alleen hetkittäiset nollatuotantohetket. Tulevien vuosien tuulivoiman tuotannon tehotukea on hankala ennustaa tarkasti vaihtelevien tuuli- ja sääolosuhteiden takia.

Tuuli- ja aurinkovoimalla pystyttiin kompensoimaan suurin osa tehovajeen hetkistä kokonaan. Aurinkovoiman tuotanto vaikutti eniten kesällä sekä päiväsaikaan. Kesää kohden tuulivoiman tuotannon laskiessa aurinkovoiman tuotanto pystyy kompensoimaan tehovajeen hetket. Tulokset osoittivat, että tuulivoima yhdessä aurinkovoiman kanssa pystyivät parantamaan täyden korvattavuuden osuuksia etenkin keväisin sekä syksyisin. Tuuli- ja

aurinkovoiman tuotanto profiilien ollessa erilaiset se mahdollistaa tuotannon saatavuuden eri hetkien riippuen vuorokauden tai vuoden ajasta sekä sääolosuhteista.

Uusiutuvien tuotantomuotojen yleistyessä akkujen merkitys tulee korostumaan. Sen mukana tulevat tuotannon vaihtelut edellyttävät varakapasiteettia, jotta pystytään korvamaan hetket, milloin uusiutuvan energian tuotantoa ei ole saatavilla riittävästi. Verkon käyttötoiminnan on pystyttävä vastaamaan uusiutuvan tuotannon yleistymisen mukanaan tuomiin nopeisiin jännitevaihteluihin. Akkujen toiminnasta huomattiin, että se on tärkeä osa uusiutuvan energian liittämistä verkkoon, sillä se mahdollistaa sähkön syötön tilanteissa, kun uusiutuvan energian tuotantoa ei ole saatavilla.

Tulokset osoittivat, että energiavajeen kattavuus paranee suhdeluvun kasvaessa noin 80 %:n tasolle, mutta tämän jälkeen lisäkapasiteetin tuoma hyöty jää vähäiseksi. Saturaatio saavutetaan noin 80 %:n kattavuudessa, jonka ylittäminen ei merkittävästi lisää tehokkuutta. Maaliskuu poikkeaa muista kuukausista siten, että 80 % kattavuutta ei saavuteta lainkaan, mikä korostaa sääolosuhteiden vaikutusta tehovajeen kattamiseen.

Tulevaisuudessa tämän työn kaltaisiin korvauskytkentätilanteisiin varautuminen vaatii suunnittelua. Tehovajeen hetkiin, mitä uusiutuvan energian tuotannolla ei pystytä kompensoimaan tarvitaan akkuvarastoja, joiden avulla saadaan tasapainotettua uusiutuvan energian tuotannon vaihteluja ja tarjoamalla järjestelmään joustavuutta. Kulutusjouston ja sähkön hinnoittelun avulla pystytään vähentämään kulutusta huipputunneilta, jotta sähkönkulutus ei pakkaantuisi vain tietyille tunneille. Reaaliaikainen tilanteen seuranta ja ennustukset mahdollistavat ennakoinnin ja sitä kautta pystyttäisiin reagoimaan tehovajeen hetkiin nopeammin. Työssä tutkitun korvaustilanteen käytännön toteutusta pitäisi miettiä erikseen eikä katsoa vain, miltä tilastolliset luvut näyttävät.

7 YHTEENVETO

Diplomityön tavoitteena oli tutkia energiamurroksen vaikutusta verkon käyttöön sekä milloin tuuli- ja aurinkovoima pystyisivät kompensoimaan tehovajeen korvauskytkentätilanteessa. Lisäksi tutkittiin, miten akku voisi toimia jakeluverkossa verkkoyhtiön tarpeisiin. Tilannetta tarkasteltiin Carunan verkon yksittäisen 110 kV johdon keskeytyksestä aiheutuvan kahden sähköaseman korvauskytkentätilanteen avulla. Työssä haluttiin tutkia, miten kylmänä vuotena uusiutuva energian tuotanto vaikuttaisi tehovajeeseen.

Diplomityössä laskettiin korvauskytkentätilanteelle todellinen teho jokaiselle 15 minuutin jaksolle vuodelta 2024. Tästä tehosta vähennettiin korvauskapasiteetti, mistä saatiin selville mahdolliset tehovajeen hetket. Tämän jälkeen näitä tehovajeen hetkiä verrattiin ensin tuulivoiman tuotannon arvoihin, josta saatiin selville, olisiko tehovaje pystytty kompensoimaan tuulivoiman tuotannolla sillä ajanhetkellä. Tämän jälkeen lisättiin laskentaan aurinkopuiston tuotanto ja tehtiin sama laskenta uudelleen, josta saatiin selville hetket, milloin tuulivoiman tuotanto yhdessä aurinkovoiman tuotannon kanssa pystyisi kompensoimaan tehovajeen hetket. Lopuksi skenaarioon lisättiin akku, joka purkaantuu hetkillä, milloin uusiutuvan energian tuotanto ei riitä kompensoimaan tehovajetta.

Työn tulokset osoittivat, että uusiutuvan energian tuotannolla pystyttiin kompensoimaan tehovajeen hetkiä, mutta tuotannon ollessa luonteeltaan vaihtelee, tarvitaan akkuvarastoja niiden hetkien varalle, kun uusiutuvan energian tuotantoa ei ole tarpeeksi. Vaikka tunnin keskiarvon tuotanto vaikuttaisi hyvältä niin se voi peittää alleen hetkittäiset nollatuotantohetket, milloin akkuvarastoja tarvitaan. Talvisin tuulivoiman kohdalla haasteeksi muodostuvat erityisesti pidemmät usean vuorokauden vähätuuliset jaksot. Korvauskytkentätilanteen kannalta tämä se on ongelmallista, sillä tuotanto voi puuttua juuri kriittisellä hetkellä. Akut voivat toimia varavoimana varastoiden energiaa, mikä auttaa tuotannon vaihtelujen tasaamiseen sekä huippukuormien hallintaan.

Diplomityössä saatiin hyvä kuva siitä, pystyisikö tuuli- ja aurinkovoima kompensoimaan tehovajeen hetkiä. Työssä huomattiin, että tuuli ja aurinkovoima tukivat hyvin toisiaan etenkin keväisin ja syksyisin. Hetkinä kun ei ollut tuulivoiman tuotantoa niin saatiin aurinkovoiman tuotantoa sekä pilvisinä päivinä saatiin tuulivoiman tuotantoa.

Tulevaisuudessa sähköistyminen aiheuttaa kuormituksen kasvamista, mikä tarkoittaa sitä, että verkkoa tarvitsee vahvistaa ja joustoresursseja lisättävä, jotta pystytään vastaamaan sähkön kulutuksen kasvuun. Sähkön kulutuksen kasvaessa korvauskytkennän järjestelyt hankaloituvat entisestään. Tämän tutkimuksen pohjalta voidaan soveltaa tuulipuiston koon mitoitusta toiselle alueelle.

LÄHDELUETTELO

Allaah, B. A. & Labed, D. 2016. Control of power and voltage of solar grid connected. International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE). Vol. 6, nro 1, s. 26–33.

Caruna. 2022. Tutkimustietoa sähkövarastoista: Caruna mallinsi Tampereen yliopiston kanssa akkujen vaikutuksia sähköverkon toimintaan. Saatavilla: https://caruna.fi/ajankohtaista/tutkimustietoa-sahkovarastoista-caruna-mallinsi-tampereen-yliopiston-kanssa-akkujen

Caruna. 2024. Jakeluverkkoinvestoinnit mahdollistavat puhtaan siirtymän ja toimitusvarmuuden. [Verkkodokumentti]. [Viitattu: 17.1.2025]. Saatavilla: https://caruna.fi/sites/default/files/docs/Jakeluverkkoinvestoinnit%20mahdollistavat%20puhtaan%20siirtym%C3%A4n%20ja%20toimitusvarmuuden_2024.pdf

Caruna. 2024. Jakeluverkon kehittämissuunnitelma 2024. [Verkkodokumentti]. [Viitattu: 17.1.2025]. Saatavilla: https://caruna.fi/sites/default/files/docs/Caruna%20Oy%20Jakeluverkon%20kehitt%C3%A4missuunnitelma%202024.pdf

Chen, T., Jin, Y., Lv, H., Yang, A., Liu, M., Chen, B., Xie, Y., & Chen, Q., 2020. Applications of Lithium-Ion Batteries in Grid-Scale Energy Storage Systems. [Verkkodokumentti]. [Viitattu: 12.1.2025]. Saatavilla: https://link.springer.com/article/10.1007/s12209-020-00236-w

Choukulkar, A., Pichugina, Y., Clack, C.T.M., Calhoun, R., Banta, R., Brewer, A., Hardesty, M., 2016. A new formulation for rotor equivalent wind speed for wind resource assessment and wind power forecasting. Wind Energy 19, 1439–1452.

Dixon J, Bukhsh W, Bell K, Brand C, Vehicle to grid: driver plug-in patterns, their impact on the cost and carbon of charging, and implications for system flexibility, eTransportation, Volume 13, 2022, https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2590116822000261

ELY-keskus. 2021. Tuulivoiman yleisopas. [Verkkodokumentti] [Viitattu 3.4.2025]. Saatavilla: https://www.ely-keskus.fi/documents/10191/57296/Tuulivoiman+yleisopas.pdf/9f0ed0a3-7df6-ee6c-81ed-e90279b264fe?t=1636093932871

Energia. 2023. Aurinkovoima – miksi aurinkovoimaa tarvitaan? [Viitattu: 15.1.2025]. Saatavilla: https://energia.fi/energiatietoa/energiantuotanto/sahkontuotanto/aurinkovoima/#miksi-aurinkovoimaa-tarvitaan

Energia. 2024. Kestävä energiatulevaisuus asiakkaille. [Verkkodokumentti]. [Viitattu: 13.1.2025]. Saatavilla: https://energia.fi/meista/visio/kestava-energiatulevaisuus-asiakkaille/#hukkalammot-hyodyksi

Energiateollisuus ry. 2024. Selvitys markkinaehtoisten joustopalveluiden saatavuudesta jakeluverkoille.

Energiateollisuus ry. 2024. Tuulivoima – minä vuodenaikana tuulivoima tuottaa eniten sähköä? [Viitattu 3.4.2025]. Saatavilla: https://energia.fi/energiatietoa/energiantuotanto/sahkontuotanto/tuulivoima/#mina-vuodenaikana-tuulivoima-tuottaa-eniten-sahkoa

ENTSO-E. 2025. Power statistics. European Network of Transmission System Operators for Electricity.

Fingrid. 2023. Miksi sähkökattilat ovat niin suosittuja? [Viitattu: 15.1.2025]. Saatavilla: https://www.fingridlehti.fi/miksi-sahkokattilat-ovat-niin-suosittuja/

Fingrid. 2025. Miten sähkön hinta muodostuu? Saatavilla: https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/yleistietoa-sahkomarkkinoista/miten-sahkon-hinta-muodostuu/

Guo, Y., Wang, W., Tang, C., Jiang, J., & Ramakumar, R. 2013. Model predictive and adaptive wind farm power control. Proceedings of the American Control Conference. S. 2890–2897.

IEA. 2023. Electricity Grids and Secure Energy Transitions, IEA, Pariisi, Saatavilla: https://www.iea.org/reports/electricity-grids-and-secure-energy-transitions, Lisenssi: CC BY 4.0

Ilmatieteen laitos. 2024. Puheenvuoro: Sään vaihtelevuus ja uusiutuvan energian haasteet. Ilmatieteen laitos.

Ilmastokatsaus. 2024. Sään vaihtelut ja sähkön hinta johtavat sähkömarkkinan kannibalisaatioon. [Viitattu 3.4.2025]. Saatavilla: https://www.ilmastokatsaus.fi/2024/04/22/saan-vaihtelut-ja-sahkon-hinta-johtavat-sahkomarkkinan-kannibalisaatioon

Ilmasto-opas. 2024. Liikenne on merkittävä kasvihuonekaasupäästöjen tuottaja. [Viitattu 3.4.2025]. Saatavilla: https://www.ilmasto-opas.fi/artikkelit/liikenne-on-merkittava-kasvihuonekaasupaastojen-tuottaja

Lachal, Bernard. Energy Transition, John Wiley & Sons, Incorporated. 2019. Saatavilla: https://ebookcentral.proquest.com/lib/lut/detail.action?docID=5781104.

Kittner, N., Lill, F., & Kammen, D. 2017. "Energy storage deployment and innovation for the clean energy transition". [Verkkodokumentti]. [Viitattu: 8.1.2025]. Saatavilla: https://www.nature.com/articles/nenergy2017125

Laukkanen, J. 2023. Integration of Renewable Energy Sources into the Distribution System. Master’s thesis, Tampere University.

Lieskoski, S, Koskinen, O, Tuuf, J, & Björklund-Sänkiaho, M. 2024. A review of the current status of energy storage in Finland and future development prospects. Journal of Energy Storage. Vol. 93, artikkeli 112327.

Liikenne- ja viestintäministeriö. 2021. Liikenteen päästöjen puolittaminen 2030 mennessä on mahdollista kansallisin keinoin ja EU:n toimin. [Verkkojulkaisu] Saatavilla:https://lvm.fi/-/liikenteen-paastojen-puolittaminen-2030-mennessa-on-mahdollista-kansallisin-keinoin-ja-eu-n-toimin-1640686

Mahela, O. P. & Shaik, A. G. 2017. Comprehensive overview of grid interfaced solar photovoltaic systems. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Vol. 68, osa 1, s. 316–332. Zambrano-Asanza, S., Peñaherrera, A., et al. 2020. A review on battery energy storage systems in smart grid. Journal of Cleaner Production. Vol. 274, s. 122–131.

Motiva. 2024. Aurinkosähkö Motiva.fi. Saatavilla: https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/aurinkosahkon_perusteet/auringosta_sahkoa

Motiva. 2024. Tuulivoimateknologia. Motiva.fi. Saatavilla: https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/tuulivoima/tuulivoima_suomessa/tuulivoimateknologia

Olana Energy. 2025. Henkilökohtainen tiedonanto. Julkaisematon.

Pierros, K., Taveira, N., Erdmann, E., Christ, T., Schiwek, R., & Schaber, F. 2014. Controllability of wind power plants: Capabilities regarding voltage control and data exchange. Conference publication. S. 2.

Ramos A, Tuovinen M, Ala-Juusela M, 2021, Battery Energy Storage System (BESS) as a service in Finland: Business model and regulatory challenges, Journal of Energy Storage, Saatavilla: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X21004552

Sttinfo. 2024. Joustoa sähkönkäytössä tarvitaan edelleen - yli 300 000:lla olisi mahdollisuus hyödyntää ilmaista kuormanohjausta. Saatavilla: https://www.sttinfo.fi/tiedote/70180512/joustoa-sahkonkaytossa-tarvitaan-edelleen-yli-300-000lla-olisi-mahdollisuus-hyodyntaa-ilmaista-kuormanohjausta?publisherId=69820040&lang=fi

Traficom. 2025. Liikenne käytössä olevat ajoneuvot. [Verkkodokumentti]. Saatavilla: https://www.traficom.fi/fi/tilastot

Työ- ja elinkeinoministeriö. 2022. Hiilineutraali Suomi 2035 – kansallinen ilmasto- ja energiastrategia. [Viitattu 24.11.2024]. Saatavilla: http://urn.fi/URN:ISBN:978-952-327-811-0.

Ulkoministeriö. 2023. Agenda 2030 – kestävän kehityksen tavoitteet. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 15.1.2025]. Saatavilla: https://um.fi/agenda-2030-kestavan-kehityksen-tavoitteet

Vardhan, H., Saini, L. M. & Tiwari, G. N. 2013. A review on wind power forecasting techniques. IEEE. [Viitattu 3.4.2025]. Saatavilla: https://ieeexplore-ieee-org.ezproxy.cc.lut.fi/document/6697889

Vattenfall. 2025. Näistä vuosi 2024 muistetaan sähkömarkkinoilla – Pörssisähkön suosio, tammikuun ennätys ja halpa elokuu [Verkkodokumentti]. Saatavilla: https://group.vattenfall.com/fi/medialle/mediatiedotteet/2025/naista-vuosi-2024-muistetaan-sahkomarkkinoilla--porssisahkon-suosio-tammikuun-ennatys-ja-halpa-elokuu

Vauhkonen, S. 2019. Sähkövarastojen käyttö sähkönjakeluverkon pitkän aikavälin suunnittelussa. Diplomityö, LUT-yliopisto.

Ward, K., Bamisile, O., Ejiyi, C., & Staffell, I. 2023. Time-averaged wind power data hides variability critical to renewables integration. Energy Strategy Reviews. Vol. 50, artikkeli 101235.

Weschenfelder, F., De Novaes Pires Leite, G., Costa, A., Vilela, O., Ribeiro, C., Ochoa, A., & Araújo, A. (2020). A review on the complementarity between grid-connected solar and wind power systems. Journal of Cleaner Production, 257, 120617.

Widen, J. 2011. Correlations between large-scale solar and wind power in a future scenario for Sweden. IEEE Transactions on Sustainable Energy. Vol. 2, nro 2, s. 177–184.

Ympäristöministeri. 2023. Pariisin ilmastosopimus. [Viitattu 13.1.2025]. Saatavilla: https://ym.fi/pariisin-ilmastosopimus

LIITTEET

LIITE I. Sähköasema 5 johtolähtöjen tehonjakotulokset vuodelta 2024 tammikuulta.

Johtolähtö	Pituus [km]	Laskettu huipputeho [MW]	Mitattu huipputeho [MW]	Suurin jännitteenalenema [%]	Suurin kuormitusaste [%]
J05	15,2	3,6	3,5	2,9	34
J06	70,4	1,8	2,3	1,4	21,5
J07	14,5	1,4	1,3	0,35	12,8
J08	40,6	0,9	0,9	0,7	11,4
J09	89,7	1,6	2	2,2	20,2
J10	43	0,4	0,5	0,3	5,2

LIITE II. Sähköasema 6 johtolähtöjen tehonjakotulokset vuodelta 2024 tammikuulta.

Johtolähtö	Pituus [km]	Laskettu huipputeho [MW]	Mitattu huipputeho [MW]	Suurin jännitteenalenema [%]	Suurin kuormitusaste [%]
J05	74	3,4	3,5	1,8	42,0
J06	9	0,8	0,7	0,2	10,6
J07	69	3,6	3,8	3,7	34,2
J08	3	0,3	0,4	0,01	3,0
J09	42,1	0,9	0,9	1,1	10,6
J10	113,4	3,0	3,1	3,1	25,5
J11	147,8	2,6	2,4	3,4	26,6

LIITE III. Maaliskuun energiavajeen hetkistä korvattu tehovajeen määrä eri kokoisilla tuulipuistoilla ja 20 MWh akku lisättynä.

Tuulipuiston koko [MW]	15	30	45	60	75	90
Suhdeluku	21,4	42,9	64,3	85,7	107,1	128,6
Korvattu energiavajeen määrä [%]	76	86	92	93	94	95

LIITE IV. Joulukuun energiavajeen hetkistä korvattu tehovajeen määrä eri kokoisilla tuulipuistoilla ja 20 MWh akku lisättynä.

Tuulipuiston koko [MW]	6	9	12	15	30	45	60
Suhdeluku	7,5	11,3	15,1	18,8	37,5	56,3	75
Korvattu tehovajeen määrä [%]	91	93	95	96	97	99	100