

Mikael Eskelinen

MIKROVERKON SÄHKÖN LAATU JA ENERGIANHALLINTA

Diplomityö

Informaatioteknologian ja viestinnän tiedekunta

Tarkastajat: Professori Pertti Järventausta

Tenure track -tutkija Kari Lappalainen

Maaliskuu 2023

TIIVISTELMÄ

Mikael Eskelinen: Mikroverkon sähkön laatu ja energianhallinta

Diplomityö

Tampereen yliopisto

Sähkötekniikan DI-ohjelma

Maaliskuu 2023

Siirtyminen uusiutuviin energianlähteisiin perustuvaan sähköntuotantoon on johtanut ja johtaa säädettyä sähköntuotannon vähenemiseen. Sähköverkon stabiilisuuden tukemiseksi kanta-verkkoyhtiö Fingrid tarjoaakin mahdollisuuden osallistua reservimarkkinoille erilaisilla reservituotteilla. Lisääntyneen sähkön hinnan volatiliteetin ohella tämä tarjoaa mikroverkoille mahdollisuuden ansaita energianhallinnalla. Toisaalta tehoelektronikkalaitteiden lisääntynyt käyttö aiheuttaa mikroverkoissa myös tarpeen huolehtia sähkön laadusta.

Tässä työssä tarkasteltiin miten akkuenergiavarastolla voidaan parantaa sähkön laatua, mitkä ovat mikroverkon energianhallintajärjestelmän tavoitteet ja yleisimmät toiminnot, miten reservimarkkinoille voidaan osallistua yhtä aikaa mikroverkon energianhallinnan kanssa ja miten mikroverkon resurssien välinen kommunikaatio voidaan toteuttaa. Tutkimusmenetelminä käytettiin mikroverkon mallinnusta ja simulointia. Mallinnus- ja simulointityökaluina käytettiin ohjelmia Matlab Simulink, RSCAD ja RTDS. Kommunikaation toteutukseen tutustuttiin kirjallisuuden avulla. Diplomityö toteutettiin osana Merus Power Oyj:n laajempaa tutkimushanketta.

Kirjallisuuden avulla implementoitiin kolme energianhallinta-algoritmia, joita ovat huipputehon leikkaus -, pätötehon muutosnopeuden hallinta - ja FCR-N-algoritmi. Algoritmien toimintaa simuloitiin sekä Simulink- että RTDS-ympäristössä, joissa ne todettiin pääosin toimiviksi. Huipputehon leikkaus -algoritmin suorituskykyyn täytyy vielä kiinnittää huomiota, ennen kuin sitä voitaisiin käyttää todellisessa fyysisessä mikroverkon ohjaimessa. Lisäksi testattiin kirjallisuudessa esiintyneiden sähkön laadun korjausmenetelmien toimintaa. Menetelmien suorituskyky todettiin suhteellisen hyväksi. Suorituskykyä voitaisiin kuitenkin vielä parantaa muuttamalla korjausmenetelmien open-loop-säätö closed-loop-säädöksi.

Avainsanat: mikroverkko, energianhallinta, sähkön laatu, kommunikaatio, energianhallintajärjestelmä

Tämän julkaisun alkuperäisyys on tarkastettu Turnitin OriginalityCheck -ohjelmalla.

ABSTRACT

Mikael Eskelinen: Microgrid Power Quality and Energy Management
Master of Science Thesis
Tampere University
Master's Programme in Electrical Engineering
March 2023

The transition to electricity production based on renewable energy sources has led and will lead to a decrease in adjustable electricity production. To support the stability of the power system, the transmission system operator Fingrid offers the opportunity to participate in the reserve market with various reserve products. Along with increased electricity price volatility, this offers microgrids an opportunity to earn with energy management. On the other hand, the increased use of power electronic devices causes the need to take care of the power quality in microgrids.

This work examined how the power quality can be improved with battery energy storage, what are the goals and most common functions of the microgrid energy management system, how can the reserve market be participated alongside microgrid energy management, and how communication between microgrid resources can be implemented. Microgrid modeling and simulation were used as research methods. The programs Matlab Simulink, RSCAD and RTDS were used as modeling and simulation tools. The implementation of communication was examined through literature. The thesis was part of Merus Power Plc's larger research project.

With the help of literature, three energy management algorithms were implemented, which are peak shaving, ramp rate control, and FCR-N algorithm. The operation of the algorithms was simulated in both Simulink and RTDS environments, where they were found to be mostly functional. The performance of the peak shaving algorithm still needs attention before it could be used in a real physical microgrid controller. The operation of power quality correction methods that appeared in the literature was also tested. The performance of the methods was found to be relatively good. However, the performance could still be improved by changing the open-loop control of the correction methods to a closed-loop control.

Keywords: microgrid, energy management, power quality, communication, energy management system

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

ALKUSANAT

Tämä diplomityö toteutettiin Merus Power Oyj:lle osana laajempaa tutkimushanketta. Työn ohjaajana toimi esimieheni TKT Lari Nousiainen. Työn tarkastajina toimivat professori Pertti Järventausta ja tenure track -tutkija Kari Lappalainen.

Haluan kiittää Merus Power Oyj:tä mielenkiintoisesta aiheesta ja mahdollisuudesta diplomityön tekemiseen. Kiitokset Larille työn ohjauksesta. Lisäksi haluan kiittää kaikkia kollegoitani, jotka ovat vaihtaneet kanssani ajatuksia diplomityöstä ja neuvoneet mallinnuksessa ja simuloinnissa. Kiitokset myös Pertille ja Karille ohjeistuksesta ja rakentavasta palautteesta diplomityön tekemisen aikana. Lopuksi haluan kiittää vaimoani Maaretia, joka on jaksanut kannustaa minua kaikkina opiskeluvuosinani.

Tampereella, 2. maaliskuuta 2023

Mikael Eskelinen

SISÄLLYSLUETTELO

| | | |
|-------|---|----|
| 1. | Johdanto | 1 |
| 2. | Mikroverkko. | 3 |
| 2.1 | Rakenne | 3 |
| 2.1.1 | Aurinkovoimala | 4 |
| 2.1.2 | Akkuenergiavarasto | 5 |
| 2.1.3 | Sähköauto. | 7 |
| 2.1.4 | Muut kuormat | 8 |
| 2.2 | Ohjauksen hierarkkinen malli | 8 |
| 3. | Sähkön laatu | 10 |
| 3.1 | Sähkötekniset ominaisuudet | 11 |
| 3.1.1 | Inertia | 11 |
| 3.1.2 | Jännitejäykkyys. | 12 |
| 3.2 | Harmoniset yliaallot | 13 |
| 3.2.1 | Muodostuminen | 14 |
| 3.2.2 | Aiheuttajat. | 15 |
| 3.2.3 | Haitat ja standardit | 16 |
| 3.2.4 | Kompensointi akkuenergiavarastolla | 17 |
| 3.3 | Välkyntä | 19 |
| 3.3.1 | Haitat ja standardit | 20 |
| 3.3.2 | Ehkäisy akkuenergiavarastolla | 22 |
| 3.4 | Loisteho | 22 |
| 3.4.1 | Haitat, standardit ja loistehomaksu | 22 |
| 3.4.2 | Kompensointi akkuenergiavarastolla | 23 |
| 3.4.3 | Säätö akkuenergiavarastolla | 24 |
| 3.5 | Jännite-epäsymmetria | 26 |
| 3.5.1 | Haitat ja standardit | 27 |
| 3.5.2 | Balansointi akkuenergiavarastolla | 28 |
| 4. | Energianhallinta | 29 |
| 4.1 | Mikroverkon sisäinen energianhallinta | 31 |
| 4.1.1 | Kuormanohjaus. | 31 |
| 4.1.2 | Huipputehon leikkaus | 33 |
| 4.1.3 | Pätötehon muutosnopeuden hallinta | 34 |
| 4.2 | Reservimarkkinoille osallistuminen | 35 |
| 4.2.1 | Nopea taajuusreservi FFR | 38 |

| | | |
|-------|--|----|
| 4.2.2 | Taajuuden vakautusreservi FCR | 40 |
| 4.2.3 | Automaattinen taajuuden palautusreservi aFRR | 42 |
| 4.2.4 | Tulevaisuuden muutokset | 43 |
| 4.3 | Toimintatilojen yhdistäminen | 45 |
| 5. | Kommunikaatio | 49 |
| 5.1 | IEC 61850 | 50 |
| 5.2 | Modbus, DNP3 ja IEC 60870-5 | 52 |
| 5.3 | Toteutus mikroverkossa | 53 |
| 6. | Mallinnus ja simulointi. | 56 |
| 6.1 | Matlab Simulink -malli | 58 |
| 6.2 | Matlab Simulink -simulaatio. | 62 |
| 6.2.1 | Huipputehon leikkaus -algoritmi | 63 |
| 6.2.2 | Pätötehon muutosnopeuden hallinta -algoritmi | 66 |
| 6.2.3 | FCR-N-algoritmi | 68 |
| 6.2.4 | Yhdistetty simulaatio. | 70 |
| 6.3 | RSCAD-malli | 76 |
| 6.4 | RTDS-simulaatio | 80 |
| 6.4.1 | Harmonisten yliaaltojen kompensointi | 81 |
| 6.4.2 | Välkynnän ehkäisy | 85 |
| 6.4.3 | Loistehon kompensointi | 87 |
| 6.4.4 | Jännite-epäsymmetrian korjaus | 88 |
| 6.4.5 | Energianhallinta-algoritmien toiminta | 89 |
| 7. | Yhteenveto | 95 |
| | Lähteet | 97 |

KUVALUETTELO

| | | |
|------|--|----|
| 2.1 | Esimerkki mikroverkosta. Suomennettu mukaillen. [49] | 4 |
| 2.2 | Aurinkovoimalan periaatteellinen rakenne. Suomennettu mukaillen. [71] | 5 |
| 2.3 | Akkuenergiavaraston periaatteellinen rakenne. Suomennettu. [50] | 6 |
| 2.4 | Sähköauton latausjärjestelmän periaatteellinen rakenne. Suomennettu. [3] | 8 |
| 2.5 | Hierarkisen ohjauksen malli. Kuva piirretty mukaillen lähteitä [49, 70]. | 9 |
| 3.1 | Aktiivisuodatuksen peruseriaate. Suomennettu mukaillen. [64] | 18 |
| 3.2 | Välkyntäkäyrä $P_{st} = 1$. Suomennettu. [7, IEC 61000-3-3 mukaan] | 21 |
| 3.3 | Tampereen Sähköverkko Oy:n loistehoikkuna. [65] | 24 |
| 3.4 | Tyyppien C ja D sähkövarastoille asetettu loistehokapasiteetti. [26] | 26 |
| 3.5 | Symmetrinen järjestelmä. | 27 |
| 3.6 | Erisuuret vaiheiden väliset kulmat. | 27 |
| 3.7 | Erisuuret vaihejännitteet. | 27 |
| 4.1 | Esimerkkejä mikroverkossa optimoitavista asioista. Kuva piirretty mukaillen lähdettä [62]. | 30 |
| 4.2 | Resurssien käyttöajankohtien ja tehojen määrittäminen. Suomennettu mukaillen. [49] | 32 |
| 4.3 | Resurssien sitouttamisen ja taloudellisen optimoinnin aikaikkunat. Suomennettu mukaillen. [49] | 33 |
| 4.4 | Huipunsiiro. Suomennettu. [31] | 34 |
| 4.5 | Toimintotasot ja reservituotteet. [25] | 36 |
| 4.6 | Yksinkertaistettu reservimarkkinoilletuloprosessi. [21] | 37 |
| 4.7 | FFR:n aktivointi, aktivoinnin vähimmäiskesto 5 s. [24] | 39 |
| 4.8 | FFR:n aktivointi, aktivoinnin vähimmäiskesto 30 s. [24] | 39 |
| 4.9 | FCR-N:n paloittain lineaarinen säätökäyrä. [27] | 40 |
| 4.10 | FCR-D:n paloittain lineaarinen säätökäyrä. [27] | 41 |
| 4.11 | aFFR:n aktivoinnin miniminopeus. [16] | 42 |
| 4.12 | NEM asetustehon säätö FCR-N-kapasiteetille. | 44 |
| 4.13 | NEM varaustilarajat minimienergiakapasiteetilla FCR-N-reserville. | 45 |
| 4.14 | AEM asetustehon säätö FCR-N-kapasiteetille. | 46 |
| 5.1 | OSI-malli. Suomennettu. [32] | 49 |
| 5.2 | Master–slave-kommunikaatiotopologia. Piirretty ja suomennettu mukaillen lähdettä [10]. | 50 |

| | | |
|------|---|----|
| 5.3 | IEC 61850 -standardin virtuaalinen datamalli. Suomennettu. [68, IEC/TR 61850-1 mukaan] | 51 |
| 5.4 | IEC 61850 -standardin kommunikaatiotavat. Piirretty ja suomennettu mukailien lähdettä [10]. | 52 |
| 5.5 | Modbus-kommunikaatiomenetelmän kommunikointitavat. Suomennettu mukailien. [50] | 53 |
| 5.6 | Mikroverkon kommunikaation hierarkinen toteutus. Kuva piirretty mukailien lähdettä [50]. | 54 |
| 6.1 | Simulaatioiden yleinen kulku. | 57 |
| 6.2 | Aurinkovoimalan Simulink-malli. | 58 |
| 6.3 | Mallinnetun aurinkovoimalan tehokäyrä. Skaalattu 1000-kertaiseksi Tampereen yliopiston tutkimusvoimalan tehodatasta. [67] | 59 |
| 6.4 | Sähköautojen latausaseman Simulink-malli. | 60 |
| 6.5 | Sähköautojen latausaseman tehokäyrä. | 60 |
| 6.6 | Päälle- ja poiskytkettävän kuorman tehokäyrä Simulinkissä. | 61 |
| 6.7 | Passiivisen kuorman tehokäyrä Simulinkissä. | 61 |
| 6.8 | Huipputehon leikkaus: PCC:n teho ja passiivisten resurssien tehot. | 64 |
| 6.9 | Huipputehon leikkaus: aktiivisten resurssien tehot. | 65 |
| 6.10 | Huipputehon leikkaus: demonstraatio. | 66 |
| 6.11 | Pätötehon muutosnopeuden hallinta: simulaatio. | 67 |
| 6.12 | Pätötehon muutosnopeuden hallinta: demonstraatio. | 68 |
| 6.13 | FCR-N: teho-ohje. | 69 |
| 6.14 | FCR-N: todelliset tehot. | 70 |
| 6.15 | Yhdistetty simulaatio: PCC:n teho ja passiivisten resurssien tehot. | 71 |
| 6.16 | Yhdistetty simulaatio: aktiivisten resurssien tehot. | 72 |
| 6.17 | Yhdistetty simulaatio: algoritmien teho-ohjeet ESS:lle. | 74 |
| 6.18 | Yhdistetty simulaatio: algoritmien teho-ohjeet EVCS:lle sekä taajuus. | 75 |
| 6.19 | Mikroverkon RSCAD-malli. | 76 |
| 6.20 | Aurinkovoimalan RSCAD-malli. | 77 |
| 6.21 | Akkuenergiavaraston RSCAD-malli. | 78 |
| 6.22 | Sähköautojen latausaseman RSCAD-malli. | 78 |
| 6.23 | Kuusipulssisuuntaajan RSCAD-malli. | 79 |
| 6.24 | Kuusipulssisuuntaajan ottama virta. | 79 |
| 6.25 | Harmonisten yliaaltojen kompensointi: virtaohje. | 82 |
| 6.26 | Harmonisten yliaaltojen kompensointi: simulaatiotulos. | 83 |
| 6.27 | Harmonisten yliaaltojen kompensointi: kuusipulssisuuntaajan ottama virta ennen kompensointia. | 83 |
| 6.28 | Harmonisten yliaaltojen kompensointi: kuusipulssisuuntaajan ottama virta kompensoinnin aikana. | 83 |

| | |
|--|----|
| 6.29 Harmonisten yliaaltojen kompensointi: pääjännitteet ennen kompensointia. | 84 |
| 6.30 Harmonisten yliaaltojen kompensointi: pääjännitteet kompensoinnin aikana. | 84 |
| 6.31 Harmonisten yliaaltojen kompensointi: taajuusjakauma. | 85 |
| 6.32 Väлкynnän ehkäisy: simulaatitulos. | 86 |
| 6.33 Väлкynnän ehkäisy: jännite ennen ehkäisyä. | 86 |
| 6.34 Väлкynnän ehkäisy: jännite ehkäisyn aikana. | 86 |
| 6.35 Loistehon kompensointi: simulaatitulos. | 87 |
| 6.36 Jännite-epäsymmetrian korjaus: simulaatitulos. | 88 |
| 6.37 Jännite-epäsymmetrian korjaus: pääjännitteet ennen korjausta. | 89 |
| 6.38 Jännite-epäsymmetrian korjaus: pääjännitteet korjauksen aikana. | 89 |
| 6.39 Energianhallinta-algoritmien toiminta: todelliset tehot. | 91 |
| 6.40 Energianhallinta-algoritmien toiminta: algoritmien teho-ohjeet. | 92 |
| 6.41 FCR-N-algoritmi: algoritmin teho-ohjeet. | 93 |
| 6.42 FCR-N-algoritmi: toteutuneet tehot. | 94 |

LYHENTEET

| | |
|-------|---|
| 6PC | Kuusipulssisuuntaaja (engl. 6-Pulse Converter) |
| AEM | Hälytystilan energianhallinta (engl. Alert State Energy Management) |
| aFRR | Automaattinen taajuudenpalautusreservi (engl. Automatic Frequency Restoration Reserve) |
| APF | Aktiivisuodatin (engl. Active Power Filter) |
| BEV | Täyssähköauto (engl. Battery Electric Vehicle) |
| BMS | Akustonvalvontajärjestelmä (engl. Battery Management System) |
| CDC | Standardissa IEC 61850 määritelty yleinen dataluokka (engl. Common Data Class) |
| DER | Hajautettu energiaresurssi (engl. Distributed Energy Resource) |
| DG | Hajautettu tuotanto (engl. Distributed Generation) |
| DNP3 | Kommunikaatiomenetelmä (engl. Distributed Network Protocol 3) |
| ED | Taloudellinen optimointi (engl. Economic Dispatch) |
| EMS | Energianhallintajärjestelmä (engl. Energy Management System) |
| ESS | Energiavarasto (engl. Energy Storage System) |
| EV | Sähköauto (engl. Electric Vehicle) |
| EVCS | Sähköautojen latausasema (engl. Electric Vehicle Charging Station) |
| EVSE | Sähköauton ulkoinen latauslaite (engl. Electric Vehicle Supply Equipment) |
| FCR | Taajuuden vakautusreservi (engl. Frequency Containment Reserve) |
| FCR-D | Taajuusohjattu häiriöreservi (engl. Frequency Containment Reserve for Disturbances) |
| FCR-N | Taajuusohjattu käyttöreservi (engl. Frequency Containment Reserve for Normal Operation) |
| FFR | Nopea taajuusreservi (engl. Fast Frequency Reserve) |
| FRR | Taajuuden palautusreservi (engl. Frequency Restoration Reserve) |

| | |
|-------|--|
| GOOSE | Standardissa IEC 61850 määritelty kommunikaatioprotokolla (engl. Generic Object Oriented Substation Event) |
| IED | Älykäs toimilaite (engl. Intelligent Electronic Device) |
| IGBT | Eristettyhilainen bipolaaritransistori (engl. Insulated Gate Bipolar Transistor) |
| IP | OSI-mallin verkkotason protokolla (engl. Internet Protocol) |
| LC | Paikallinen säädin (engl. Local Controller) |
| LD | Looginen laite (engl. Logical Device) |
| LER | Rajoitettu energiareservi (engl. Limited Energy Reservoir) |
| LN | Looginen solmu (engl. Logical Node) |
| lt | Pitkäaikainen (engl. long-term) |
| mFRR | Manuaalinen taajuudenpalautusreservi (engl. Manual Frequency Restoration Reserve) |
| MGC | Mikroverkon ohjain (engl. Microgrid Controller) |
| MMS | OSI-mallin kaikki tasot määrittelevä protokollapino (engl. Manufacturing Message Specification) |
| MPPT | Maksimitehopisteen seurantajärjestelmä (engl. Maximum Power Point Tracking) |
| NEM | Normaalitilan energianhallinta (engl. Normal State Energy Management) |
| OBC | Sähköauton sisäinen lataussäädin (engl. On-Board Charger) |
| OSI | Tiedonsiirtoprotokollien kerroksittainen malli (engl. Open Systems Interconnection) |
| PCC | Liittymispiste (engl. Point of Common Coupling) |
| PHEV | Lataushybridi (engl. Plug-In Hybrid Electric Vehicle) |
| PLC | Ohjelmoitava logiikkaohjain (engl. Programmable Logic Controller) |
| PV | Aurinkovoimala (engl. Photovoltaic) |
| RBS | EMS:n päätöksentekoa algoritmissa käytettävä sääntöpohjainen järjestelmä (engl. Rule Based System) |
| RES | Uusiutuva energianlähde (engl. Renewable Energy Source) |
| ROCOF | Taajuuden muutosnopeus (engl. Rate Of Change Of Frequency) |
| RR | Korvaava reservi (engl. Replacement Reserve) |
| RSCAD | Mallinnusohjelma RTDS:lle (engl. Real-Time Digital Simulator Computer Aided Design) |

| | |
|---------|--|
| RTDS | Reaaliaikainen digitaalisimulaattori (engl. Real-Time Digital Simulator) |
| SCADA | Käytönvalvontajärjestelmä (engl. Supervisory Control and Data Acquisition) |
| SCL | Standardissa IEC 61850 määritelty sähköasemakonfiguraatiokieli (engl. Substation Configuration Language) |
| SJV | Sähkövarastojen järjestelmätekniset vaatimukset |
| st | Lyhytaikainen (engl. short-term) |
| STATCOM | Staattinen synkronikompensaattori (engl. Static Synchronous Compensator) |
| SV | Standardissa IEC 61850 määritelty kommunikaatioprotokolla (engl. Sampled Values) |
| SVC | Staattinen loistehokompensaattori (engl. Static VAr Compensator) |
| TCP | OSI-mallin kuljetustason protokolla (engl. Transmission Control Protocol) |
| TDD | Kysyntään suhteutettu harmoninen kokonaissärö (engl. Total Demand Distortion) |
| THD | Nimellisarvoon suhteutettu harmoninen kokonaissärö (engl. Total Harmonic Distortion) |
| UN | Resurssien sitouttaminen (engl. Unit Commitment) |
| V2G | Ajoneuvo sähköverkon tukena (engl. Vehicle to Grid) |
| V2H | Ajoneuvo kiinteistön varavoimana (engl. Vehicle to Home) |
| VJV | Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset |
| VRB | Vanadiini–redoksi-akku (engl. Vanadium Redox Battery) |

1. JOHDANTO

Sähköverkossa tuotannon ja kulutuksen on aina vastattava toisiaan oikean sähköverkon taajuuden ylläpitämiseksi. Ilmaston lämpeneminen on aiheuttanut siirtymän fossiiliin energianlähteisiin pohjautuvasta tuotannosta kohti uusiutuviin energianlähteisiin perustuvaa tuotantoa. Uusiutuvien energianlähteiden käytön lisääntyminen on johtanut ja johtaa säädettyä sähköntuotannon vähenemiseen. Tämän takia sähköverkon stabiilisuuden tukemiseksi tarvitaan erilaisia toimia, ja kantaverkkoyhtiö Fingridin reservimarkkinoille voikin osallistua erilaisilla reservituotteilla. Lisääntyneen pörssisähkön hinnan volatiliiteetin ohella tämä tarjoaa ansaintamahdollisuuksia mikroverkoille.

Mikroverkko on jakeluverkosta erillinen verkko, joka voi toimia sekä saarekekäytössä että jakeluverkkoon kytkettynä. Konseptina mikroverkko ei ole millään lailla uusi. Kriittisen infrastruktuurin, esimerkiksi terveydenhuollon toimintaa on jo pitkään varmistettu varavoi- malla. Täysin jakeluverkosta irrallisia mikroverkkoja on käytetty sellaisilla alueilla, joissa yleiseen verkkoon liittyminen ei ole teknisistä tai taloudellisista syistä mahdollista. Mikro- verkkojen energianlähteiden ja kuormien välistä resurssienjakoa kutsutaan energianhal- linnaksi. Energianhallinta mahdollistaa esimerkiksi huipputehon leikkauksen tai osallistu- misen reservimarkkinoille. Toisaalta lisääntyvät epälineaariset kuormat aiheuttavat sen, että mikroverkoissa täytyy huolehtia myös sähkön laadusta.

Sähkön laadulla tarkoitetaan tämän diplomityön puitteissa jännitteen ja virran ominaisuuksia liittymispisteessä. Jännitteen suuruuden, tai jännitteen ja virran aaltomuodon tai vai- hekohtaisen symmetrisyyden heikkeneminen ihannearvostaan voi vaikuttaa negatiivises- ti sähköverkon komponentteihin tai laitteisiin sähköverkossa. Sähkön laatua heikentävät muun muassa viime aikoina lisääntynyt tehoelektronikkalaitteiden käyttö. Mikroverkoissa, joita saatetaan käyttää saarekekäytössä, tarve huolehtia sähkön laadusta korostuu.

Pidempiaikaisten megatrendien lisäksi erityisesti viime aikojen tapahtumat lisäänevät tar- vetta mikroverkoille ja mikroverkkojen energianhallinnalle. Useat poliitikot ovat esittäneet kiinteistörajan ylittävien energiayhteisöjen toiminnan laajempaa mahdollistamista. Lisäksi Venäjän Ukrainassa aloittama hyökkäyssota sekä siitä aiheutunut energiakriisi ovat nos- taneet pörssisähkön hintaa Suomessakin merkittävästi. Tämä johtanee erilaisten energia- varastojen ja energianhallintajärjestelmien käytön lisääntymiseen, jotta kulutusta ja tuo- tantoa voidaan optimoida kuluttajan tai tuottajan kannalta edullisille ajanhetkille. [2, 43]

Tässä työssä tutkitaan jakeluverkkoon kytketyssä tilassa olevan mikroverkon sähkön laatua, energianhallintaa ja kommunikaatiota. Työ on osa Merus Power Oyj:n (jatkossa "Merus Power") laajempaa tutkimushanketta. Tämän työn tutkimuskysymyksiä ovat:

- Miten akkuenergiavarastolla voidaan parantaa sähkön laatua?
- Mitkä ovat mikroverkon energianhallintajärjestelmän tavoitteet ja yleisimmät toiminnot?
- Miten reservimarkkinoille voidaan osallistua yhtä aikaa mikroverkon energianhallinnan kanssa?
- Miten mikroverkon resurssien välinen kommunikaatio voidaan toteuttaa?

Tutkimusmenetelminä tässä työssä käytetään mikroverkon mallinnusta sekä reaaliaikaista pidemmän ajan simulointia. Mallinnus- ja simulointityökaluja ovat Matlab Simulink, RSCAD (engl. Real-Time Digital Simulator Computer Aided Design) ja RTDS (engl. Real-Time Digital Simulator). Kommunikaation toteutukseen tutustutaan kirjallisuuden avulla.

Tämän diplomityön rakenne on seuraavanlainen: luvussa 2 käsitellään mikroverkon määritelmää, rakennetta ja ohjauksen hierarkista mallia. Luvussa 3 tutustutaan sähkön laatuun vaikuttaviin sähkötekniisiin ominaisuuksiin sekä erilaisiin sähköisiin ilmiöihin. Luvussa 4 tarkastellaan energianhallintajärjestelmän päätavoitteita sekä erilaisia energianhallintamenetelmiä ja niiden yhdistämistä. Luvussa 5 tutustutaan mikroverkoissa käytössä oleviin kommunikaatiostandardeihin ja -protokolliin sekä siihen, miten kommunikaatio voidaan mikroverkossa toteuttaa. Luvussa 6 esitellään toteutetut mikroverkon mallit ja simulaatiot sekä niiden tulokset. Luvussa 7 kootaan yhteen diplomityön päätulokset ja käsitellään jatkotutkimusaiheita.

2. MIKROVERKKO

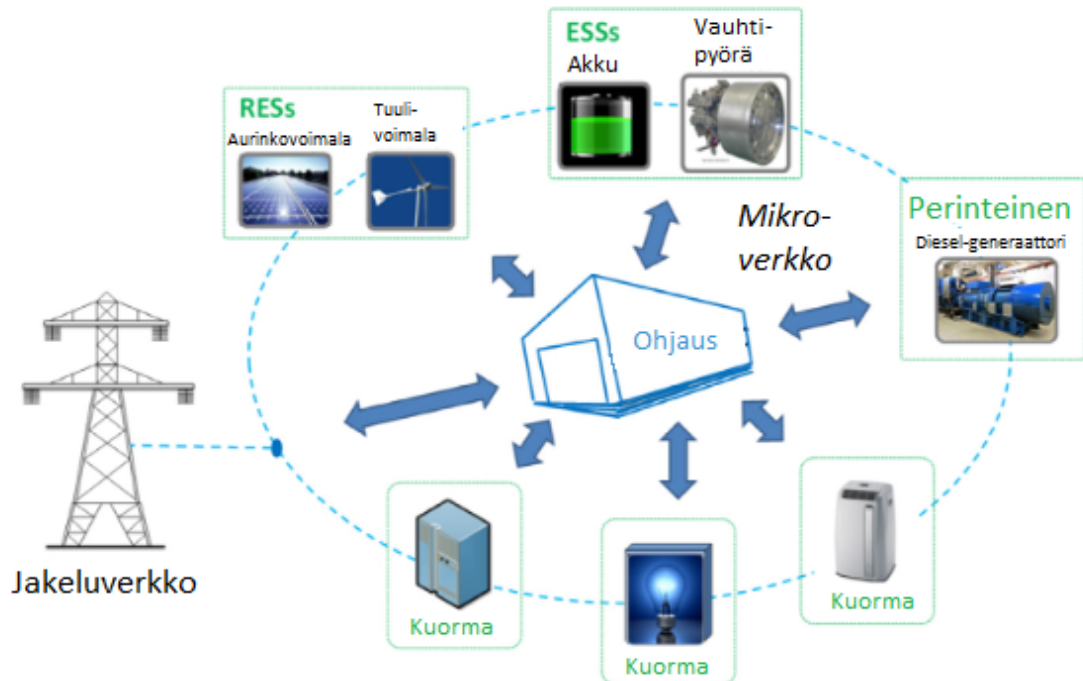
Tämän luvun tavoitteena on antaa lukijalle riittävät taustatiedot työn ymmärtämiseksi. Luvussa esitellään mikroverkon yleinen määritelmä, rakenne ja hierarkisen ohjauksen malli. Rakenteesta käsitellään tässä työssä esiintyvät resurssit ja niiden merkitys mikroverkolle, resurssien rakenne ja lyhyesti vaikutus sähkön laatuun. Mikroverkon ohjainta ei alaluvun 2.2 lyhyttä esittelyä tarkemmin käsitellä, koska sitä on jo tarkasteltu aiemmassa Merus Powerille toteutetussa diplomityössä [42]. Mikroverkon sähkön laatua ilmiöittäin käsitellään tarkemmin luvussa 3.

Mikroverkko voidaan määritellä jakeluverkosta erilliseksi ryhmäksi energiantuotantolähteitä ja kuormia, joka kykenee toimimaan sekä jakeluverkkoon kytkettynä että saarekekäytössä. Jakeluverkon näkökulmasta mikroverkko näyttäytyy liittymispisteessä (engl. PCC, Point of Common Coupling) yhtenä yksikkönä. Tyypillisenä mikroverkkona on pidetty pienjännitteistä, esimerkiksi yliopistokampuksen alueella operoitavaa mikroverkkoa. [10, 38, 49, 64] Tässä työssä 'mikroverkko'-nimitystä käytetään laveasti sellaisesta verkosta, joka kykenee tarvittaessa saarekekäytössä toimimaan omana, erillisenä verkko-
naan.

2.1 Rakenne

Mikroverkko voi kuvan 2.1 mukaisesti sisältää esimerkiksi uusiutuvia energianlähteitä (RES, engl. Renewable Energy Source), perinteisiä generaattoreita, energiavarastoja (ESS, engl. Energy Storage System) sekä erilaisia kuormia. Kuormat voivat olla joko passiivisia tai säädettäviä. Mikroverkon ohjauksesta huolehtivat energianhallintajärjestelmä ja mikroverkon ohjain. [49] Tässä työssä käytetään energianhallintajärjestelmästä lyhennettä EMS (engl. Energy Management System) ja mikroverkon ohjaimesta lyhennettä MGC (engl. Microgrid Controller). Energianhallintajärjestelmän toimintaa esitellään tarkemmin luvussa 4.

Mikroverkko voi olla joko perinteinen vaihtosähköverkko, tasasähköverkko tai näiden yhdistelmä erillisillä vaihtosähkö- ja tasasähkökiskoilla. Jakeluverkkoliitännän takia liitäntäpisteestä otettavan tai syötettävän sähkön täytyy olla vaihtosuunnattu. Topologialtaan mikroverkko voi olla joko rengasverkko tai säteittäinen verkko. Kuvassa 2.1 esiintyvä topologia on rengasverkko. Tämän työn puitteissa tarkasteltava mikroverkko on vaihtosähkö-



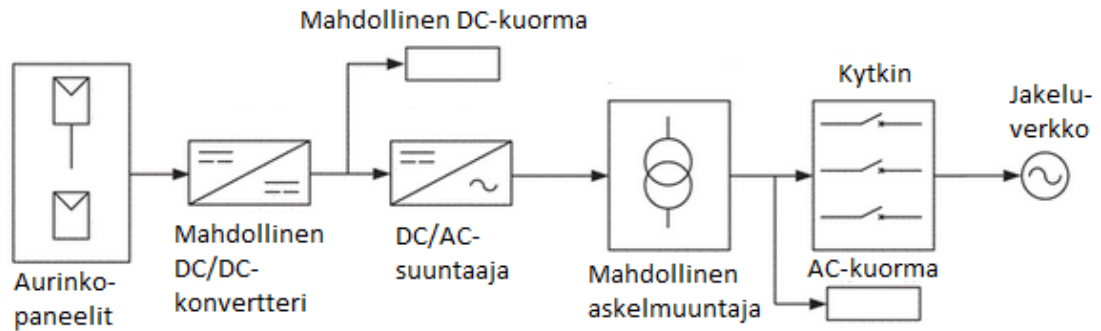
Kuva 2.1. Esimerkki mikroverkosta. Suomennettu mukailien. [49]

verkko, jossa jokainen tasasähköresurssi, kuten akusto tai aurinkovoimala, on yhdistetty mikroverkkoon vaihtosuuntaajan kautta.

2.1.1 Aurinkovoimala

Mikroverkossa tuotantona voi olla esimerkiksi jokin uusiutuva energianlähde tai dieselgeneraattori. Tämän työn puitteissa mikroverkon omana energianlähteenä toimii aurinkovoimala. Aurinkovoimalassa aurinkopaneelit muuttavat auringon säteilyenergian sähköksi. Aurinkovoimalan tuotanto saattaa vaihdella hetkittäinkin voimakkaasti esimerkiksi pilvisyyden vaihtelun tai paneelien osittaisvarjostuksen takia. Esimerkiksi lähteessä [40] esitellyt tehomuutokset suhteessa nimellistehoon olivat 3,2 kWp:n paneelijonolla suurimmillaan jopa yli 40 %/s. Suuntaajakytketyllä aurinkovoimalalla ei ole inertiaa, joten tehovaihtelut paneelilla näkyvät saman tien myös koko verkossa. Mikroverkossa aurinkovoimala ei voi toimia ainoana energianlähteenä vaan verkon toiminta täytyy varmistaa esimerkiksi energiavarastolla tai dieselgeneraattorilla.

Aurinkovoimalan rakenne on kuvan 2.2 mukainen. Aurinkovoimalan energianlähteenä toimivat aurinkopaneelit. Paneelit ovat kytketty sopivasti sarjaan ja rinnan halutun virran ja jännitteen aikaansaamiseksi. Jos paneelisarjan jännite jää kuitenkin vaihtosuuntaajalle liian alhaiseksi, se voidaan tarvittaessa muuttaa oikeaan jännitetasoon DC/DC-konvertterilla. Tasasähkö suunnataan vaihtosähköksi vaihtosuuntaajalla. Jos on tarpeen, jännitetasoa voidaan tämän jälkeen vielä erikseen nostaa kuormaa tai jakeluverkkoa var-



Kuva 2.2. Aurinkovoimalan periaatteellinen rakenne. Suomennettu mukaillen. [71]

ten sopivaan tasoon askelmuuntajalla (engl. step-up transformer). Askelmuuntajan jälkeen verkkoon liittyvät mikroverkon muut kuormat. Jakeluverkon liittymispisteestä mikroverkko on mahdollista erottaa kytkimellä. Inverterilaite itsessään sisältää tyypillisesti DC/DC-konvertterin, maksimitehopisteen seurantajärjestelmän MPPT (engl. Maximum Power Point Tracking) sekä vaihtosuuntaajan. [71]

Koska aurinkovoimalat käyttävät tehoelektronikkalaitteita, niillä on sinällään huonontava vaikutus sähkön laatuun. Vaikutus jää kuitenkin pienemmäksi kuin esimerkiksi diodisil-tatasuuntaajilla, koska aurinkovoimaloiden vaihtosuuntaajat ovat tyypillisesti toteutettu transistoriteknikalla. Yksittäisen aurinkovoimalan vaikutus jännitteen harmoniseen kokonaissäröön jää suhteellisen pieneksi. Sen sijaan virran harmoninen kokonaissärö voi pienellä tuotannolla olla suhteellisen suuri, mutta tällöin myös harmoniset virrat ovat pieniä. Lisäksi voimalan suuret tehovaihtelut voivat aiheuttaa jänniteheiluntaa. Tämä voi olla ongelma erityisesti saarekekäytössä tai silloin, kun mikroverkko on yhteydessä heikkoon jakeluverkkoon. [71]

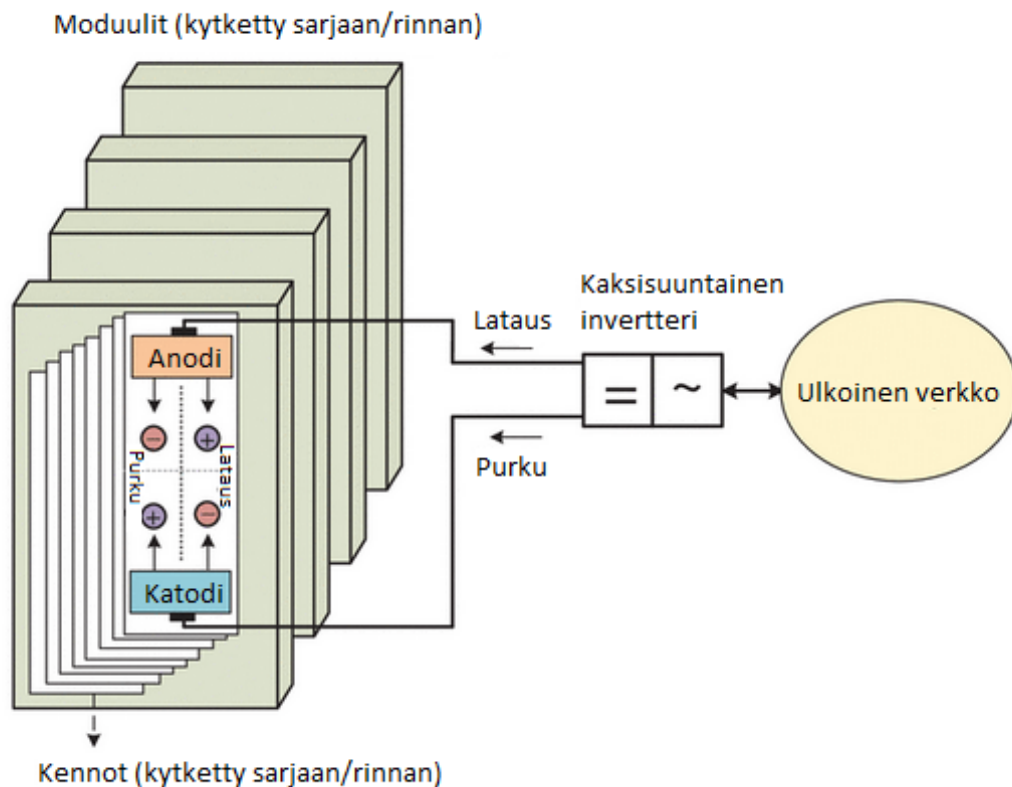
2.1.2 Akkuenergiavarasto

Energian varastointi on erittäin tärkeässä roolissa mikroverkossa. Lataamalla energiavarastoa uusiutuvien energialähteiden huipputuotantotuntien aikana ja purkamalla energiavarastoa huippukulutuksen aikana, voidaan liittymispisteestä otettavan tehon vaihtelua tasoittaa ja huipputehoa leikata. Tämä tuo säästöjä kuluttajalle siirtämällä kulutusta halvemman sähkön tunneille ja mahdollistamalla pienemmän liittymäkoon. Lisäksi energiavarasto voi osallistua taajuuden ja jännitteen tukemiseen pätö- ja loistehon säädöllä. Energiavarastoa voidaan myös tarjota käytettäväksi reservimarkkinoilla. Lisäksi energiavarasto vahvistaa mikroverkon luotettavuutta, ja se on käytännössä ehdoton komponentti, jos mikroverkossa ei ole uusiutuvien energialähteiden tueksi muuta tuotantoa. [10, 50]

Sähköverkon tukena esiintyviä energiavarastoja on monenlaisia. Esimerkkejä tällaisista energiavarastoista ovat akusto, vauhtipyörä, vetyenergiavarasto ja pumppuvoimala. Tyypillinen mikroverkoissa käytettävä energiavarasto on akusto, teknologian kypsyyden ja

saatavuuden sekä hyvän hyötysuhteen ja suhteellisen nopean vasteajan ansiosta. [50]

Akuston periaatteellinen rakenne on esitetty kuvassa 2.3. Akusto koostuu kennoista, moduuleista ja kaksisuuntaisesta invertteristä. Akkukennot moduulin sisällä on kytketty sopivasti sarjaan ja rinnan halutun moduulivirran ja -jännitteen aikaansaamiseksi. Myös akkumoduulit ovat kytketty samalla tavalla. Koko akusto on kytketty mikroverkkoon kaksisuuntaisen invertterin kautta. Akuston syöttämä virta täytyy lisäksi synkronoida verkkoon. Usein akuston turvallista käyttöä valvoo akustonvalvontajärjestelmä BMS (engl. Battery Management System). [31, 50]



Kuva 2.3. Akkuenergiavaraston periaatteellinen rakenne. Suomennettu. [50]

Erilaisia akkutyyppjä on monenlaisia. Mikroverkoissa yleisesti käytettyjä akkuja ovat litiumioni-, lyijyhappo-, natrium–rikki- ja vanadiini–redoksi-akku (VRB, engl. Vanadium Redox Battery). Tässä työssä mallinnettavana energiavarastona käytetään litiumioniakkua, koska se on Merus Powerilla käytössä oleva akkutyyppi. Muihin akkutyyppihin verrattuna litiumioniakuilla on hyvä teho- ja energiatiheys sekä nopea lataus- ja purkukapasiteetti. [50]

Sähkön laatua akkuenergiavarasto ei juurikaan heikennä, koska kaksisuuntainen invertteri on toteutettu tyypillisesti transistoritekniikalla. Lisäksi akkuenergiavarastoon voidaan yhdistää toiminnallisuutta harmonisten virtojen kompensointiin. Tällöin verkkoon syötetään harmonisiin virtoihin nähden amplitudiltaan yhtä suurta, mutta vastakkaisvaiheista

virtaa. Lisäksi akkuenergiavarastolla voidaan kompensoida loistehoa ja toteuttaa jännitteensäätöä dynaamisella loistehon ohjauksella. [31, 52]

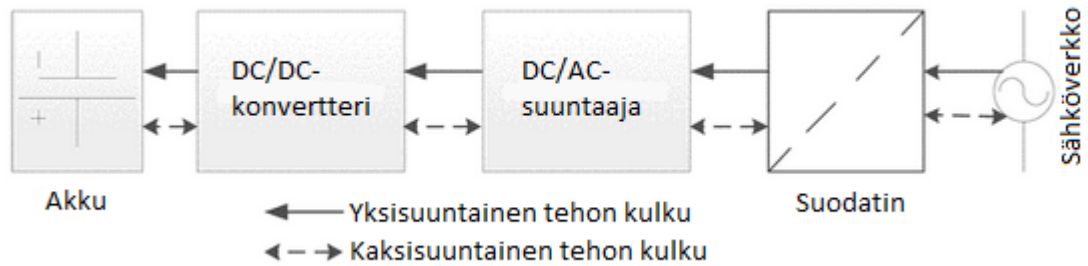
2.1.3 Sähköauto

Sähköautojen lukumäärä on lisääntynyt voimakkaasti viime vuosina. Tyypillisesti sähköautoa ladataan sähköverkosta, mutta sähköautoa voidaan käyttää myös sähköverkon tukena (V2G, engl. Vehicle to Grid) tai kiinteistön varavoimana (V2H, engl. Vehicle to Home) syöttämällä energiaa akustosta takaisin verkkoon. Mikroverkossa sähköautosta saatutettavat hyödyt ovat jokseenkin samankaltaisia, mutta rajatumpia kuin energiavarastolla. Energianhallintajärjestelmän kautta sähköauton latausta voidaan ohjata optimaalisille tunneille tai syöttämään sähköautosta tehoa verkkoon esimerkiksi huipputehon leikkausta varten. Lisäksi verkonhaltijalle voidaan tarjota palveluita taajuuden tai jännitteen ylläpitämiseksi. Tällainen ohjaus on kuitenkin varsin monimutkaista, koska myös auton omistajan toiveet esimerkiksi latauksen valmistumisajasta tulisi ottaa huomioon. Lisäksi akun lataaminen ja purkaminen kuluttaa akkua, joka johtaa ennen pitkää ennen aikaiseen akun uusimiseen. Tällaisesta toiminnan kannattavuus onkin arvioitava toiminnasta saatavan hyödyn ja akkujen kulumisesta aiheutuvien kustannusten erotuksena. [3, 53, 59]

Ladattavat sähköautot voidaan jakaa käytetyn moottoritekniikan perusteella täyssähköautoihin (BEV, engl. Battery Electric Vehicle) ja lataushybrideihin (PHEV, engl. Plug-in Hybrid Electric Vehicle). Sähköautoa voidaan ladata joko vaihtosähköllä tai tasasähköllä. Vaihtosähköllä ladattaessa auton sisäpuolella oleva laturi (OBC, engl. On-Board Charger) muuttaa vaihtosähkön tasasähköksi. Sitä vastoin tasasähköllä ladattaessa auton ulkopuolella oleva laturi muuttaa vaihtosähkön tasasähköksi. Lataustavat voidaan jakaa standardin SFS-EN IEC 61851-1:2019 mukaisesti 4 eri tapaan. Näistä tavat 1–3 käyttävät vaihtosähköä ja tapa 4 tasasähköä lataukseen. Tavat 3-4 mahdollistavat latauksen ohjaamisen latauslaitteella (EVSE, engl. Electric Vehicle Supply Equipment), joka pystyy asettamaan lataukselle maksimivirtarajan. Muutoin lataus ei ole ohjattavissa, vaan latausvirta määräytyy sähköauton oman ohjauksen perusteella. [53, 59, 61]

Sähköauton latausjärjestelmän periaatteellinen rakenne on nähtävissä kuvasta 2.4. Rakenne koostuu akusta, DC/DC-konvertterista, DC/AC-suuntaajasta ja suodattimesta. Rakenne voi olla joko yksi- tai kaksisuuntainen. Yksisuuntaisen rakenteen komponentit ovat yksinkertaisimpia, ja tasasuuntaajana toimii usein diodisilta. Kaksisuuntaiset järjestelmät ovat useimmiten toteutettu transistoripohjaisilla menetelmillä. Lisäksi kaksisuuntaisessa käytössä täytyy syötettävä virta synkronoida verkkovirran kanssa. [3, 31]

Sähkön laadun kannalta erityisesti yksisuuntaisissa latausjärjestelmissä toimivat tehoelektronikkalaitteet tuottavat ongelmia. Jos tasasuuntaaja on toteutettu yksinkertaisena diodisiltana, se aiheuttaa verkkoon harmonisia virtoja. Sen sijaan transistori- tai tyristoripohjaisesti toteutettu kaksisuuntainen järjestelmä ei aiheuta yhtä suuria ongelmia. [3, 8,



Kuva 2.4. Sähköauton latausjärjestelmän periaatteellinen rakenne. Suomennettu. [3]

71]

2.1.4 Muut kuormat

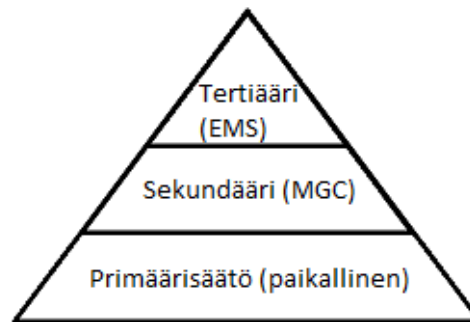
Periaatteessa mikroverkkoon voi olla kytkettynä mitä tahansa kuormia. Kuormat voidaan jakaa lineaarisiin ja epälineaarisiin kuormiin. Lineaarisen kuorman ottama virta on perustajuisista siniaaltoja, jota taas epälineaarisen kuorman ottama virta ei muistuta. Jos kuorma on puhtaasti resistiivinen, kuorman ottama virta on samassa vaiheessa jännitteen kanssa. Jos taas kuorma on induktiivinen tai kapasitiivinen, virta on vastaavasti jännitettä jäljessä tai edellä. Lineaarisia tai lähes lineaarisia kuormia ovat esimerkiksi sähköpatteri ja oikosulkumoottori. Tässä työssä käytetään lineaaristen kuormien malleina vakiotehota tai vakioimpedanssikuormia. [9]

Epälineaarisia kuormia ovat esimerkiksi loisteputkilamput ja hitsauslaitteet. Lisäksi kaikki tehoelektroniikkakuormat ovat yleisesti suuntaajakäyttöjen takia epälineaarisia. Etenkin yleisesti käytössä olevat kuusipulssisuuntaajat ovat haitallisia sähkön laadulle, koska niistä aiheutuu harmonisia virtoja verkkoon. Tässä työssä epälineaarisenä kuormana ja harmonisten virtojen lähteenä käytetään diodisiltaa ja RLC-kuormaa. [9]

2.2 Ohjauksen hierarkinen malli

Kirjallisuudessa mikroverkon ohjaus on usein jaettu kolmeen tasoon, joita ovat primääri-, sekundääri- ja tertiäärisäätö. Tässä työssä käytetään samanlaista jaottelua. Tämä hierarkisen ohjauksen malli on esitetty kuvassa 2.5. Primäärisäätö tarkoittaa mikroverkon resurssien omaa, paikallista säätöä. Esimerkiksi resurssien tehoa, jännitettä ja virtaa voidaan muuttaa. Primääritasolla toteutetaan sekundäärisäädöiltä tulleet toimintaohjeet. [49, 70]

Sekundäärisäätö huolehtii mikroverkon luotettavasta ja turvallisesta toiminnasta sekä siirtymistä saarekekäytön ja verkkoon kytketyn tilan välillä. Sekundäärisäädön tehtävistä huolehtii tässä työssä mikroverkon ohjain. Mikroverkon ollessa verkkoon kytketyssä tilas-



Kuva 2.5. Hierarkisen ohjauksen malli. Kuva piirretty mukailien lähteitä [49, 70].

sa, ohjain seuraa jännitteen ja taajuuden arvoja sekä sähkön laatua ja tarvittaessa huolehtii mikroverkon irtikytkennästä sekä sähkön laadun korjauksen aktivoitumisesta. Saa-rekekäytössä mikroverkon ohjaimen toiminta korostuu jännitejäykkyyden ja taajuusstabiiliisuuden heikentyessä. Tällöin ohjain vastaa jännitteen ja taajuuden säilymisestä halutulla toiminta-alueella jakamalla mikroverkon resurssien ohjausasetukset ja teho-ohjeet parhaalla mahdollisella tavalla. Mikroverkon ohjain vastaa myös mikroverkon takaisinsynkronoinnista. Irtikytkentä ja takaisinsynkronointi suoritetaan lähettämällä liittymispisteen katkaisinlaitteelle irtikytkentä- tai takaisinsynkronointipyyntö. [42, 49]

Hierarkisessa mallissa tertiääritason tehtäviin kuuluu mikroverkon teknis-taloudellinen optimointi. Sekä mikroverkon sisäinen resurssien jako että jakeluverkkoon syötettävän tehon määrä kannattaa optimoida. Esimerkiksi kulutusta voitaisiin ohjata ennusteiden mukaan uusiutuvien energianlähteiden parhaimmille tuotantotunneille. Energiavarastoa voitaisiin ohjata pörssisähkön Day-Ahead-hintojen perusteella tai pyrkiä sen avulla leikkaamaan mikroverkon huipputehoa. Edellä kuvatut toimenpiteet vaativat kuitenkin parhaan optimoinnin kannalta monimutkaisia päätöksenteko- ja ennustusalgoritmeja. Lisäksi tertiääritason järjestelmän kautta on mahdollista osallistua taajussäätömarkkinoille. [25, 49, 70]

Tässä työssä tertiääritason säätäjänä toimii energianhallintajärjestelmä. Käytännössä energianhallintajärjestelmä lähettää mikroverkon ohjaimelle (sekundäärisäätäjä) halutun toimintatilan mukaiset teho-ohjeet, joka omien tarkastelujensa jälkeen välittää ne paikallisäädölle (primäärisäätäjä). Energianhallintajärjestelmän toimintaa käsitellään tarkemmin luvussa 4.

3. SÄHKÖN LAATU

Tässä luvussa kerrotaan lyhyesti mikroverkon resurssien järjestelmäteknisistä vaatimuksista, mikroverkon sähkönlaatuvaatimuksista sekä mikroverkon toimintaan vaikuttavista sähköteknisistä ominaisuuksista ja sähköisistä ilmiöistä. Järjestelmäteknisiä vaatimuksia käsitellään lyhyesti seuraavassa kappaleessa sekä loistehon säädön osalta tarkemmin luvussa 3.4.2. Sähkönlaatuvaatimuksia esitellään tässä luvussa sekä yleisesti että kunkin ilmiön osalta erikseen. Mikroverkon näkökulmasta tarkasteltavia sähkötekniisiä ominaisuuksia ovat inertia ja jännitejäykkyys. Tarkasteltavia sähköisiä ilmiöitä ovat harmoniset yliaallot, välkyntä, loisteho ja jännite-epäsymmetria. Ilmiöiden osalta tarkastellaan ilmiön muodostumista, haittoja ja standardeja sekä sitä, miten akkuenergiavarastolla voidaan vaikuttaa ilmiöön. Ilmiöön vaikuttamisen osalta käsitellään ainoastaan pääperiaatteita ja akkuenergiavaraston suuntaajan virtaohjeen luontitapoja työn laajuuden rajoittamisen takia. Varsinaista suuntaajan ohjausta ei käsitellä.

Mikroverkon voimalaitosten ja sähkövarastojen on täytettävä Fingridin asettamat voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset (VJV) ja sähkövarastojen järjestelmätekniset vaatimukset (SJV). Vaatimuksissa asetetaan ehtoja muun muassa resurssien etäohjausvalmiudelle, lähivikakestoisuudelle sekä päto- ja loistehonsäädölle. Lisäksi ennen resurssien asennusta verkonhaltijalta on varmistettava, että laitteistot ovat kytkettävissä sähköverkkoon. Verkonhaltija saattaa asettaa edellä mainittujen vaatimusten lisäksi laitteistoille muitakin ehtoja. Pienimuotoisen tuotannon osalta kannattaa tutustua Energiategollisuus ry:n verkostosuositukseen "Mikrotuotannon liittäminen sähkönjakeluverkkoon", joka on koostettu standardin SFS-EN 50549-1:2019 ja saksalaisen vaatimusmäärittelyn VDE-AR-N 4105 2018-11 pohjalta. [13, 26, 30]

Sähkön laadun kannalta mikroverkon on toteutettava verkonhaltijan liittymisehdot, jotka pohjautuvat erilaisiin standardeihin. Sähkön laatua on määritelty esimerkiksi standardeissa SFS-EN-50160 ja IEEE 519. SFS-EN 50160 on eurooppalainen standardi, joka määrittelee hyväksyttävän laadun verkonhaltijan liittymispisteessä. IEEE 519 on yhdysvaltalainen standardi, joka on hyödyllinen arvioitaessa virran harmonista sisältöä. Standardeissa annetaan rajat muun muassa harmoniselle kokonaissärölle (THD, engl. Total Harmonic Distortion), yksittäisille harmonisille yliaalloille, välkynnälle, jännitteen ala- ja ylärajoille sekä jännite-epäsymmetrialle. Verkonhaltijan asettamat liittymisehdot voivat sisältää standardeissa mainittujen asioiden lisäksi muitakin vaatimuksia, jotka mikroverkon on liit-

tymispisteessä täytettävä. Yleisesti voidaan todeta, että uuden mikroverkon tai mikroverkon komponentin liittäminen verkkoon ei saa aiheuttaa verkonhaltijan liittymispisteessä sähkön laadun huonontumista liittymissopimuksen tai standardin SFS-EN 50160 rajojen ulkopuolelle. [14, 37, 60]

3.1 Sähkötekniset ominaisuudet

Mikroverkon toimintaan vaikuttavia sähkötekniisiä ominaisuuksia ovat inertia ja jännitejäykkyys. Inertia vaikuttaa sähkövoimajärjestelmän taajuusstabiilisuuteen, joka on globaali suure. Mikroverkossa tällä on merkitystä, jos mikroverkkoa käytetään saareketilassa. Sinällään yksittäisen mikroverkon inertialla ei ole vaikutusta sähkövoimajärjestelmän taajuusstabiilisuuteen, mutta ilmiönä inertian väheneminen sähköverkossa ja sen korjaamiseksi perustetut reservimarkkinapaikat tarjoavat yhden ansaintamahdollisuuden lisää mikroverkolle. Jännitejäykkyys sen sijaan on paikallinen suure, ja sillä on merkittävä vaikutus sähkön laatuun. Jännitejäykkyys vaikuttaa myös jännitestabiilisuuteen, jolla on erityisesti merkitystä käytettäessä mikroverkkoa saareketilassa. Mikroverkon stabiilisuutta sinällään ei seuraavissa alaluvuissa esiintyvien mainintojen lisäksi tarkemmin käsitellä.

3.1.1 Inertia

Siirtyminen fossiilisista polttoaineista uusiutuviin energianlähteisiin johtaa sähköjärjestelmän liike-energian eli inertian vähenemiseen. Yleisesti sähköverkossa inertia tarkoittaa kappaleen tai järjestelmän kykyä vastustaa taajuuden muutosta. Fyysisesti tämä tarkoittaa generaattorien tai moottorien pyörivän massan hidastavaa vaikutusta taajuuden muutosnopeuteen. Kappaleen tai järjestelmän kykyä hidastaa taajuuden muutosta voidaan kuvata hitausvakiolla H , joka ilmoitetaan liike-energian E_k avulla kaavojen 3.1 ja 3.2 [66] mukaisesti:

$$H = \frac{E_k}{S_n}, \text{ jossa} \quad (3.1)$$

$$E_k = \frac{1}{2} J \omega^2. \quad (3.2)$$

Kaavoissa S_n tarkoittaa nimellistehoä, J hitausmomenttia ja ω kulmanopeutta. H kuvaa sekunteina sitä aikaa, jonka kappale tai järjestelmä pystyy tuottamaan nimellistehoaan pelkästään massansa avulla. [66]

Sähköjärjestelmässä taajuus perustuu synkronisella nopeudella pyöriin generaattoreihin. Mikroverkossa tällaista tuotantoa ei välttämättä ole lainkaan. Suuntaajakytketyillä uusiutuvan energian lähteillä ei ole inertiaa – ne eivät siis vastusta taajuuden muutosta. Tämä altistaa erityisesti saarekekäytössä olevat mikroverkot taajuusstabiilisuusongelmille. Inertian vähyyys lisää taajuuden muutosnopeutta (ROCOF, engl. Rate Of Change Of Frequency) häiriöissä. Tämä saattaa johtaa esimerkiksi ROCOF-suojauksella varustetun

voimalaitoksen irtikytkentään normaalilla jännite–taajuus-toiminta-alueella. Mikroverkon energiavarastolla voitaisiin inertian vähyyden kompensoimiseksi tuottaa virtuaalista inertiaa käänteisellä droop-ohjauksella. Käänteistä droop-ohjausta esitellään lyhyesti luvussa 3.4.2. [30, 39, 64]

Myös koko sähkövoimajärjestelmän tasolla inertian väheneminen aiheuttaa ongelmia. Pohjoismaissa on pienen inertian tilanteita varten otettu käyttöön nopea taajuusreservi (FFR, engl. Fast Frequency Reserve). Tämä tarjoaa muiden reservimarkkinapaikkojen lisäksi mikroverkolle mahdollisuuden osallistua ko. reservimarkkinapaikalle. Reservimarkkinoille osallistumista käsitellään tarkemmin luvussa 4.2. [21, 23]

3.1.2 Jännitejäykkyys

Jakeluverkon lähdössä kuorman vaihtelun vuoksi ilmenevää jännitemuutosta ΔU voidaan arvioida kaavan 3.3 [55] mukaisesti

$$\begin{aligned}\Delta U &= U_s - U_{PCC} = Z_L I_{PCC} = (R_L + jX_L) \left(\frac{\Delta P - j\Delta Q}{U_{PCC}} \right) \\ &= \frac{R_L \Delta P + X_L \Delta Q}{U_{PCC}} + j \frac{X_L \Delta P + R_L \Delta Q}{U_{PCC}},\end{aligned}\quad (3.3)$$

jossa U_s tarkoittaa lähteen (sähköverkon) jännitettä ja U_{PCC} yhteiskytkentäpisteen jännitettä. Jakeluverkon lähdön impedanssia kuvaa termi Z_L ja yhteiskytkentäpisteen virtaa termi I_{PCC} . Lähdön resistanssia ja reaktanssia kuvaavat termit R_L ja X_L . Pätötehon ja loistehon muutosta on merkitty termeillä ΔP ja ΔQ . Kaavan 3.3 oikeanpuoleinen termi oletetaan usein pieneksi, jolloin se voidaan jättää huomiotta. Tällöin jännitemuutos voidaan ilmoittaa kaavan 3.4 [55] mukaisesti

$$\Delta U = \frac{R_L \Delta P + X_L \Delta Q}{U_{PCC}}. \quad (3.4)$$

Kaava voidaan muokata vielä muotoon

$$\Delta U = R_L \Delta I_P + X_L \Delta I_Q, \quad (3.5)$$

jossa ΔI_P tarkoittaa pätövirran muutosta ja ΔI_Q loisvirran muutosta. Nähdään, että pätö- ja loistehonmuutokset aiheuttavat sähköverkossa jännitemuutoksia, ja näiden suureiden vaikutuksen jännitteeseen määrittää impedanssi. Jos mikroverkko toimii verkkoon kytkeytyssä tilassa, jännitemuutoksen aiheuttaa yleensä loisvirta johtuen muuntajien suuresta reaktanssin ja resistanssin suhteesta X/R . [42, 46]

Jatkuvan tilan oikosulkuvirtaa ja -tehoa voidaan käyttää jännitejäykkyyden mittarina. Oi-

kosulkuvirta ja -teho voidaan laskea kaavojen 3.6 [69] ja 3.7 [44] mukaisesti

$$I_k = \frac{U_v}{Z_{th}}, \text{ sekä} \quad (3.6)$$

$$S_k = \sqrt{3}U_n I_k, \quad (3.7)$$

jossa I_k tarkoittaa oikosulkuvirtaa, U_v nimellistä vaihejännitettä ja Z_{th} pisteestä nähtävää impedanssia. S_k tarkoittaa oikosulkutehoa ja U_n nimellistä pääjännitettä. Havaitaan, että mitä pienempi impedanssi, sitä suurempia ovat oikosulkuvirta ja -teho. Oikosulkestoisuuden ja jännitteessä aiheutuvien muutosten takia uusille liittymille onkin asetettu mitoitusoikosulkuvirrat standardissa SFS 6000. [11, 44, 69]

Sähköverkon jännitejähkytystä kuvataan kirjallisuudessa usein termeillä 'vahva' ja 'heikko'. Esimerkiksi huonon jännitejähkytyksen omaavaa sähköverkkoa kutsutaan usein heikoksi verkoksi. Tätä terminologiaa käytetään myös tässä diplomityössä. Heikko verkko altistaa erilaisille sähkönlaatuongelmille, sillä esimerkiksi harmonisten virtojen aiheuttamat jännitesäröt syntyvät impedanssien kautta. Loistehon muutokset voivat aiheuttaa liiallisia jännitemuutoksia kaavan 3.5 mukaisesti. Nopeat jännitemuutokset voivat taas aiheuttaa välkyntää. Myös jännite-epäsymmetrian suuruus riippuu impedanssista kaavan 3.5 mukaisesti. Näitä ilmiöitä tarkastellaan tarkemmin luvuissa 3.2, 3.3, 3.4 ja 3.5. [9, 57]

Heikko verkko voi sähkönlaatuongelmien lisäksi altistaa jännitestabiilisuusongelmille. Heikossa verkossa järjestelmän jännitteet eivät välttämättä pysty palautumaan yllättävästä häiriöstä. Tämä voi johtaa sähköverkon komponenttien suojalaitteiden laukeamiseen ja verkon osien askelmaiseen kaatumiseen. Mikroverkon energiavarastoa voitaisiin käyttää jännitteen ylläpitämiseen loistehon säädöllä, josta kerrotaan tarkemmin luvussa 3.4.2. [42, 69]

3.2 Harmoniset yliaallot

Harmonisilla yliaalloilla tarkoitetaan sähköverkossa esiintyviä signaaleja, joiden taajuus on jokin perustaajuuden monikerta. Harmonisia yliaaltoja voi esiintyä sekä jännitteessä että virrassa. Tässä työssä harmonisista yliaalloista käytetään nimitystä 'harmoninen komponentti', englanninkielisessä kirjallisuudessa esiintyvän nimityksen takia. [47]

Tässä alaluvussa kerrotaan harmonisten komponenttien muodostumisesta, aiheuttajista, haitoista, sähkönlaatustandardeista sekä kompensoinnista akkuenergiavarastolla. Tässä alaluvussa ei käsitellä ali- tai väliharmonisia yliaaltoja sekä ilmiöiden harvinaisuuden että työn rajauksen takia. [47]

3.2.1 Muodostuminen

Harmonisen komponentin taajuus f_{h_n} voidaan kuvata sen järjestysluvun h_n avulla kaavan 3.8 [9] mukaisesti

$$f_{h_n} = h_n * f_0, \quad (3.8)$$

jossa f_0 tarkoittaa perustaajuutta (Suomessa 50 Hz). Tämän työn puitteissa alaindeksi h kuvaa harmonista komponenttia ja sen alaindeksinä toimii jokin järjestysluku. [9]

Perustaajuinen siniaalto jännitteen kanssa samassa vaiheessa olevalle virralle voidaan yleisesti ilmaista kaavan 3.9 [9] mukaisesti

$$i(t) = I_{h_1} \sin(\omega t), \quad (3.9)$$

jossa $i(t)$ on ajan funktiona muuttuva virta, I_{h_1} perustaajuisen virran amplitudi ja ω kulmanopeus $2\pi f$. Tässä tapauksessa f tarkoittaa perustaajuutta. Perustaajuinen virta kuvataan tässä työssä samalla notaatiolla kuin harmoniset komponentit, järjestysluvulla 1. [9]

Jos tällaiseen siniaaltoon summautuu harmonisia virtoja, voidaan muodostunut aalto esittää kaavan 3.10 [9] mukaisesti

$$i(t) = I_{h_1} \sin(\omega t) + I_{h_2} \sin(2\omega t + \phi_2) + \dots + I_{h_n} \sin(n\omega t + \phi_n), \quad (3.10)$$

jossa ϕ tarkoittaa kulmaeroa perustaajuiseen komponenttiin ja sen alaindeksinä on harmonisen komponentin järjestysluku. Huomattavaa on se, että summattavien harmonisten virtojen amplitudi ei ole sama, vaan se on sähkövoimajärjestelmässä tyypillisesti kääntäen verrannollinen kyseisen harmonisen komponentin järjestyslukuun. Harmonisia komponentteja tarkastellaan yleensä järjestyslukuun 40 asti. [9, 60]

Harmoniset komponentit voidaan jakaa symmetristen komponenttien teorian avulla pyörimissuunnan mukaan myötäverkon, vastaverkon ja nollaverkon komponentteihin. Järjestysluvultaan muotoa $3n + 1$ olevat komponentit ovat myötäverkon, $3n + 2$ vastaverkon ja muotoa $3n$ olevat komponentit nollaverkon komponentteja. Harmonisten komponenttien sekvenssi noudattaa siis muotoa "myötä, vasta ja nolla". Pyörimissuunta eri komponenteilla vaihtelee, koska vaiheiden välinen järjestys vaihtelee. [8]

Merkitään harmonisen virran vaiheita nyt I_{ah} , I_{bh} , I_{ch} . Balansoidussa järjestelmässä vaiheen I_{ah} ja I_{bh} välinen vaihe-ero noudattaa muotoa $h_n * \frac{-2\pi}{3}$ ja I_{ah} ja I_{ch} välinen vaihe-ero muotoa $h_n * \frac{2\pi}{3}$, jossa h_n tarkoittaa harmonisen komponentin järjestyslukua. Myötäverkon komponenteilla 1,4,7,... vaihejärjestys säilyy I_{ah} , I_{bh} , I_{ch} . Sen sijaan vastaverkon komponenteilla 2,5,8,... vaihejärjestys vaihtuu muotoon I_{ah} , I_{ch} , I_{bh} . Nollaverkon komponenteilla 3,6,9,... vaiheiden välinen vaihe-ero katoaa, koska siitä tulee jokin 2π :n monikerta. [8]

3.2.2 Aiheuttajat

Mikroverkossa aiheutuvat harmoniset komponentit johtuvat yleisimmin suuntaajista. Niiden topologioita sekä niissä syntyviä harmonisia komponentteja esitellään nyt hieman tarkemmin. Suuntaajia ovat esimerkiksi dioditekniikalla toteutetut puoliaalto- ja täysaaltotasasuuntaajat sekä transistori- tai tyristoritekniikalla toteutetut vaihtosuuntaajat. Muita mahdollisia harmonisten komponenttien lähteitä ovat esimerkiksi pienoisloisteputki- ja energiansäästölamput sekä hitsauskoneet. Niissä syntyviä harmonisia komponentteja ei tässä kuitenkaan käsitellä. [9, 31, 47]

Puoliaaltotasasuuntaajat koostuvat yhdestä diodista vaihetta kohden. Koska puoliaaltotasasuuntaajan kytkentätoiminta puolijaksoilla ei ole symmetrinen, aiheutuu suuntaajan käytöstä parillisia harmonisia komponentteja sähköverkkoon. Tällainen kytkentä aiheuttaa lisäksi DC-komponentin synnyn. Yleensä sähkövoimajärjestelmässä virrat ovat puolijaksoilla symmetriset, eikä parillisia harmonisia esiinny. [9, 31, 47]

Diodeilla toteutettu täysaaltotasasuuntaaja on yleinen tasasuuntaajatopologia. Kolmivaiheista täysaaltotasasuuntaajaa kutsutaan kuusipulssisuuntaajaksi. Koska kuusipulssisuuntaajan kytkentätoiminta on puolijaksoilla tyypillisesti symmetrinen, parillisia harmonisia ei aiheudu. Tällöin suuntaaja tuottaa vain parittomia ja nollaverkon harmonisia. Jos suuntaajassa ei ole paluujohdinta, myöskään nollaverkon harmonisia komponentteja ei esiinny. [1, 9, 31]

Ideaalitulanteessa pulssisuuntaajakäytöstä muodostuvat harmoniset komponentit ovat kaavan 3.11 [9] mukaisesti järjestyslukuja

$$h_n = pn \pm 1, \quad (3.11)$$

jossa p tarkoittaa suuntaajan pulssilukua ja n jotain positiivista kokonaislukua. Siten esimerkiksi kuusipulssisuuntaajan tyypilliset harmoniset komponentit ovat järjestysluvuiltaan 5, 7, 11, 13 ja niin edelleen. Harmonisten komponenttien suuruudet voidaan laskea kaavan 3.12 [9] mukaisesti

$$I_{h_n} = \frac{I_{h_1}}{h_n}. \quad (3.12)$$

Kaavasta voidaan huomata, että etenkin 5. ja 7. harmoninen ovat suuruudeltaan sangen merkittäviä. [9]

Mikroverkossa on käytössä myös transistori- tai tyristorivaihtosuuntaajia. Tyypillisesti tällaiset vaihtosuuntaajat toimivat pulssinleveysmodulaation avulla, jolloin kytkettäessä puolijohteita suurella kytkentätaajuudella saadaan aikaiseksi keskiarvona hyvin lähelle sinimuotoa oleva signaali. Jos käytettävä transistori on IGBT (engl. Insulated Gate Bipolar Transistor), kytkentätaajuus voi olla jopa 20 kHz. Tästä menetelmästä ei aiheudu pienen järjestysluvun harmonisia komponentteja. Sen sijaan signaaliin summautuu harmo-

nia komponentteja, joiden taajuus on kytkentätaajuuden monikerta. Tällaisten kytkentätaajuisien harmonisten komponenttien suuruus jää kuitenkin pieneksi. Tästä syystä esimerkiksi mikroverkon energiavarastossa kaksisuuntaisesti toimivat invertterit eivät aiheuta samanlaisia sähkönlaatuongelmia kuin yleisesti käytössä oleva kuusipulssisuuntaaja tai sähköauton latauslaitteessa oleva yksisuuntainen dioditasasuuntaaja. [8]

3.2.3 Haitat ja standardit

Harmoniset virrat aiheuttavat impedansseissa jännitehäviöitä ja sitä kautta jännitesäröä. Tämän takia heikossa verkossa esiintyy enemmän harmonisten virtojen aiheuttamia ongelmia kuin vahvassa verkossa. Säröytynyt jännite aiheuttaa häviöitä myös sinimuotoisilla kuormilla. Tällaisia häviöitä aiheutuu muun muassa kondensaattoreissa, muuntajissa ja moottoreissa. [9, 47, 60]

Muita harmonisten komponenttien aiheuttamia ongelmia ovat muun muassa suuntaajien ohjauksen virhetoiminta ja nelijohtojärjestelmässä paluujohdon ylikuormittuminen. Jos suuntaajien ohjaus on verkkokommutoitu, saattaa harmonisista virroista aiheutunut jännitesärö häiritä ohjausta. Nelijohtojärjestelmässä paluujohdin saattaa ylikuormittaa harmonisten virtojen vaikutuksesta, jos vaihevirrat ovat epäsymmetriset. Tällöin paluujohdtimeen jää epäsymmetriasta johtuva jäännösvirta. Nollaverkon harmonisen virran summautuksessa jäännösvirtaan paluujohdin saattaa ylikuormittaa, ellei sitä ole otettu mitoituksessa huomioon. [9]

Muun muassa näiden syiden takia harmonisten komponenttien määrää verkossa halutaan rajoittaa. Standardeissa on määritelty harmonisille komponenteille erilaisia raja-arvoja, jotka eivät sähköverkossa saa ylittyä. Kuten aiemmin mainittiin, verkonhaltijan syöttämän sähkön laadun on pysyttävä liittymissopimuksen tai Suomessa käytettävän standardin SFS-EN 50160 mukaisissa rajoissa. Toinen usein käytössä oleva standardi on IEEE 519. Tämä standardi ei Suomessa aseta varsinaisia rajoja liittymispisteessä esiintyvälle harmonisille komponenteille, mutta se on hyödyllinen arvioitaessa harmonisten virtakomponenttien suuruuksia. [37, 60]

SFS-EN 50160 asettaa rajat järjestysluvun mukaan harmonisen jännitteen amplitudin suuruudelle suhteessa perustajuiseen jännitteen amplitudiin. Toinen standardin SFS-EN 50160 asettama raja on jännitteen kokonaissärö THD, joka pien- ja keskijänniteverkolle saa olla maksimissaan 8 %. THD lasketaan harmonisten komponenttien suhteellisten amplitudien summan neliöjuurena kaavan 3.13 [60] mukaisesti

$$THD = \sqrt{\sum_{n=2}^{40} (u_{h_n})^2}, \quad (3.13)$$

jossa u_{h_n} tarkoittaa nyt harmonisen jännitteen suhteellista amplitudia perustajuiseen

jännitteeseen verrattuna. [60]

THD voidaan laskea samalla tavalla myös virralle. Virralla THD kuvastaa kuitenkin huonosti harmonisten virtojen suuruutta, koska harmonisen virran amplitudia verrataan perustajuksen virran amplitudiin. Esimerkiksi pienellä aurinkovoimalan tuotannolla voimalan syöttämän virran THD voi olla suhteellisen suuri, vaikka harmoniset virrat ampeereina jäävät varsin pieniksi. [71]

Virran harmonista sisältöä kuvaa THD:tä paremmin TDD (engl. Total Demand Distortion), joka lasketaan kaavan 3.14 [37] mukaisesti

$$TDD = \sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} (i_{h_n})^2}, \quad (3.14)$$

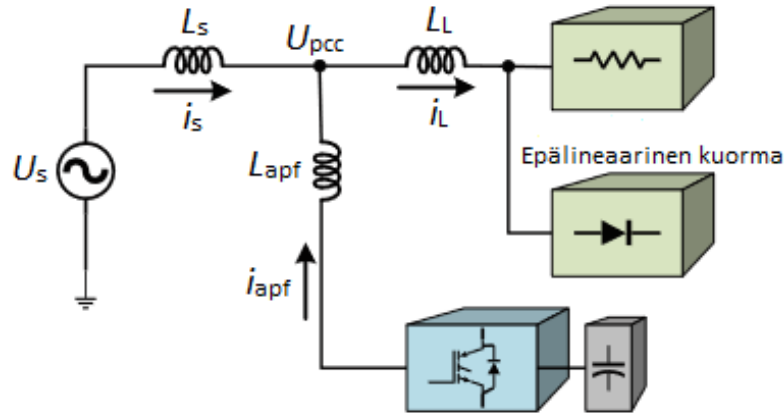
jossa i_{h_n} tarkoittaa harmonisen virran tehollisarvon suhdetta maksimivirran tehollisarvoon. Maksimivirran määrittely riippuu TDD:n käyttötarkoituksesta, mutta yleensä TDD lasketaan yhteiskytkentäpisteestä. Tällöin standardi IEEE 519 kehottaa laskemaan maksimivirran kahdentoista kuukauden maksimivirtojen keskiarvona. Käytettäessä TDD:tä standardin IEEE 519 mukaisiin tarkasteluihin, harmoniset virrat lasketaan yleensä 50. harmoniseen komponenttiin asti. [9, 37]

Standardi IEEE 519 antaa rajat sekä yksittäisille harmonisille virtakomponenteille että TDD:lle, riippuen yhteiskytkentäpisteen oikosulkuvirran ja maksimivirran suhteesta. Samalla maksimivirralla vahvemmalle verkolle sallitaan suuremmat yksittäisten harmonisten virtakomponenttien suuruudet ja TDD. Tämä johtuu siitä, että heikossa verkossa harmonisista virroista aiheutuva jännitesärö on suurempi kuin vahvassa verkossa. [9, 37]

3.2.4 Kompensointi akkuenergiavarastolla

Harmonisia komponentteja voidaan kompensoida usealla eri tavalla. Näitä tapoja ovat muun muassa suuntaajan pulssiluvun kasvattaminen, passiivisuodatus ja aktiivisuodatus. Suuntaajan pulssiluvun kasvattaminen muuttaa syntyviä harmonisia komponentteja korkeammille järjestyslukuille kaavan 3.11 mukaisesti, ja siten pienentää syntyvien harmonisten komponenttien suuruutta. Passiivisuodatuksen pääperiaate on tarjota harmonisille virroille vähäimpedanssinen kulkutie. Aktiivisuodatuksessa sähköverkkoon syötetään harmoniseen komponenttiin nähden yhtä suuri, mutta vastakkaisvaiheinen virta. Akkuenergiavarasto voi kompensoida harmonisia komponentteja aktiivisuodatuksella. [9, 52]

Aktiivisuodatuksen peruseriaate on esitetty kuvassa 3.1. Epälineaariseen kuormaan nähden rinnankytketty aktiivisuodatin (APF, engl. Active Power Filter) mittaa kompensoitavaa virtaa i_L . Jos virtaan on summutuneena harmonisia komponentteja, suodatin syöttää sähköverkkoon harmoniseen komponentteihin nähden yhtä suurta, mutta vastak-



Kuva 3.1. Aktiivisuodatuksen peruseriaate. Suomennettu mukailen. [64]

kaisvaiheista virtaa i_{apf} . Tällöin yhteiskytkeäpisteessä jakeluverkosta otettava virta i_s on sinimuotoista. [64]

Aktiivisuodattimessa itsessään on tyypillisesti suodatin, vaihtosuuntaaja ja kondensaattori. Suodatin suodattaa aktiivisuodattimen itsessään aiheuttamia harmonisia virtoja. Vaihtosuuntaajaa ohjataan pulssinleveysmodulaatiolla halutun kompensointivirran saavuttamiseksi. Halutun kompensointivirran muodostamiseksi aktiivisuodattimessa täytyy olla jokin energiaa varastoiva elementti, esimerkiksi kondensaattori. Aktiivisuodatin ei sinällään tarvitse energiavarastoa, koska sen verkkoon syöttämän ja verkosta ottaman tehon keskiarvo on 0. [1, 52, 64]

Aktiivisuodatin voi kompensoida joko kuorman ottamaa virtaa, tai yhteiskytkeäpisteen virtaa. Kompensoidaessa kuorman ottamaa virtaa, mittaus voidaan suorittaa suoraan kuorman virrasta. Jos kompensoitavia kuormia on useampi kuin yksi, kuormilla täytyy olla yhteinen kytkentäpiste, josta virta mitataan. Toinen vaihtoehto on mitata yhteiskytkeäpisteen virtaa, josta täytyy tällöin vähentää aktiivisuodattimen oma virta kompensoitavan virran erottamiseksi.

Virrasta voidaan kompensoida joko kaikki harmoniset komponentit, tai vain haluttu osa harmonisia. Kompensoidaessa kaikkia harmonisia, kompensoitava virta muunnetaan synkroniseen referenssikoordinaatistoon eli $dq0$ -tasoon. Synkroninen referenssikoordinaatisto pyörii kulmanopeudella ω , joten perustajuinen virta, tai jännite, ilmenee koordinaatistossa DC-komponenttina. Muunnos referenssikoordinaatistoon ($abc \rightarrow dq0$) suoritetaan Parkin muunnoksella kaavan 3.15 [48] mukaisesti

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \sin(\theta) & \sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix}. \quad (3.15)$$

Tällöin d -komponentti kertoo signaalin amplitudin suuruuden ja q -komponentti vaihekulmaeron. Huomioitavaa on, että d - ja q -akselien suunnille on olemassa muitakin variaatioita. [51, 52, 54]

Kompensointi suoritetaan selvittämällä virran harmoninen sisältö. $dq0$ -tason virroista i_d ja i_q poistetaan DC-komponenttina näkyvä perustaajuinen virta. DC-komponentti saadaan selville suodattamalla alkuperäinen signaali alipäästösuodattimen läpi, jonka jälkeen se voidaan vähentää alkuperäisestä signaalista. Tällöin jäljelle jäävät kompensoitavat harmoniset virrat. Virtaohjeet käännetään vastakkaisvaiheisiksi ja syötetään aktiivisuodattimen säätimelle, joka ohjaa suuntaajaa halutun signaalin muodostamiseksi. Tämän diplomityön puitteissa akkuenergiavaraston virtaohjeiden luonti suoritetaan synkronisessa referenssikoordinaatistossa. Tarvittaessa virtaohjeet voitaisiin kuitenkin muuttaa takaisin abc -tasoon käänteisellä Parkin muunnoksella kaavan 3.16 [48] mukaisesti [51, 52, 54]

$$\begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin(\theta) & \cos(\theta) & 1 \\ \sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & 1 \\ \sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix}. \quad (3.16)$$

Jos halutaan kompensoida vain osa harmonisista komponenteista, kompensoitavan kohteen virrat täytyy esimerkiksi muuttaa taajuustasoon Fourier-muunnoksella, jotta virran harmoninen sisältö saadaan järjestysluvuittain selville. Halutut harmoniset komponentit käännetään vastakkaisvaiheisiksi ja muunnetaan takaisin aikatasoon. Tämän jälkeen virtaohje muunnetaan kaavan 3.15 mukaisesti $dq0$ -tasoon ja syötetään aktiivisuodattimen säätimelle. Kompensointi voidaan yhdistää energiavaraston muuhun toimintaan, jolloin energiavaraston alkuperäiseen virtaohjeeseen lisätään kompensoinnin virtaohje. [52]

3.3 Vätkyntä

Tässä alaluvussa tarkastellaan vätkynnän määritelmää, aiheuttajia, haittoja, sekä standardeja. Lopuksi tarkastellaan lyhyesti vätkynnän ehkäisyä akkuenergiavarastolla. Vätkyntä aiheutuu nopeista jännitemuutoksista. Varsinaisia jännitemuutoksista aiheutuvia haittoja, visuaalista aistimusta lukuunottamatta, ei kuitenkaan lyhyiden mainintojen lisäksi käsitellä. [57]

Vätkynnän määritelmä on standardin SFS-EN 50160 mukaan seuraava: "valonlähteen luminanssin (pintakirkkauden) tai spektrijakautuman muutosten aiheuttama näköaistimuksen ajallinen vaihtelu". Vätkyntä johtuu tyypillisesti kuormavirran säännöllisistä ja nopeista muutoksista, jotka aiheuttavat jännitevaihtelua. Jännitekuopaksi sanotaan jännitteen putoamista alle 90 %:iin nimellisjännitteestä. Jos jännite nousee yli 110 %:iin, kyseessä on ylijännite. Jänniteheilunnaksi voidaan siis kutsua jännitteen vaihtelua välillä 0,9–1,1 p.u., ja vätkynnäksi jänniteheiluntaa taajuudella 0,005–35 Hz. [47, 57, 60]

Välkynnän aiheuttajia ovat esimerkiksi hitsauslaitteet, maalämpöpumput, sähkömoottoreiden käynnistys sekä valokaariuunit. Ylipäättään nopeasti muuttuvat kuormat aiheuttavat välkyntää. Jännitteen vaihtelu aiheutuu pätö- ja loistehon muutoksista alaluvussa 3.1.2 kuvailun mukaisesti. Erityisesti loistehon muutokset aiheuttavat jännitevaihtelua. Heikossa verkossa jännitevaihtelut ovat suurempia ja välkyntä yleisempää kuin vahvassa verkossa. [46, 57, 63]

3.3.1 Haitat ja standardit

Välkynnästä aiheutuu visuaalisesti ärsyttävän aistimuksen lisäksi muitakin haittoja, jotka ovat hyvin samantapaisia kuin harmonisten komponenttien aiheuttamat haitat. Näitä haittoja ovat muun muassa jännitteen kulmaan pohjautuvien ohjausjärjestelmien häiriintyminen, suoraan verkkoon kytkettyjen moottorien kiihtyminen tai hidastuminen sekä elektronisten laitteiden häiriintyminen. Jänniteheilunnasta kärsiviä laitteita ovat muun muassa tietokoneet, tulostimet, valvonta- ja ohjauslaitteet sekä kommunikaatiolaitteet. [57]

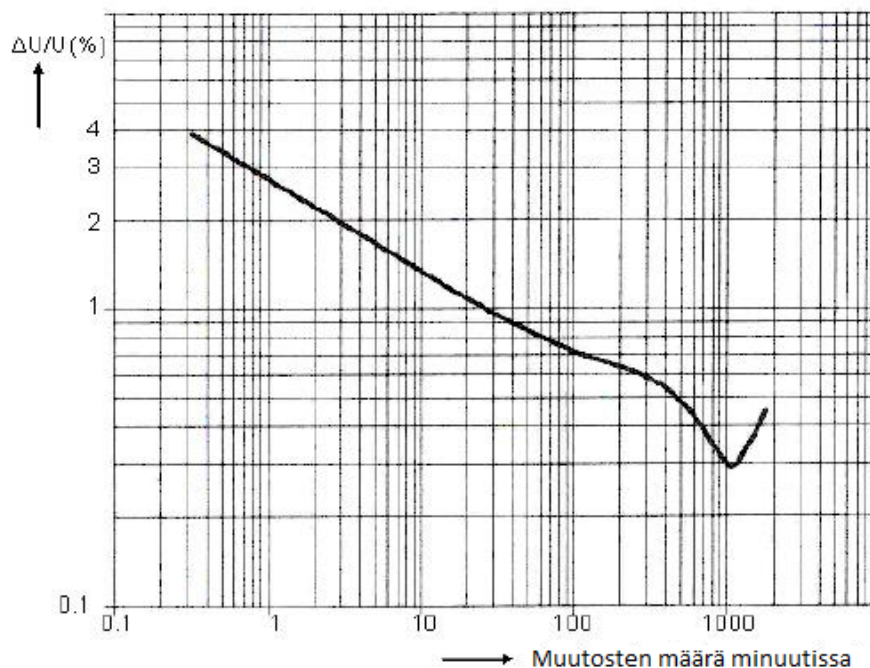
Välkynnän visuaalista ärsyttävyyttä voidaan arvioida häiritsevyyksindekseillä. Lyhytaikainen häiritsevyyksindeksi P_{st} ja pitkäaikainen häiritsevyyksindeksi P_{lt} kuvaavat aivoissa aiheutuvaa vastetta 60 W, 230 V:n hehkulampussa aiheutuvasta luminanssin vaihtelusta. Koska todellinen vaste riippuu sekä käyttäjästä, jännitteenmuutoksen muodosta että käytössä olevista lampuista, voi todellinen häiritsevyys vaihdella lasketuista arvoista. Häiritsevyyksindeksejä kuitenkin käytetään referensseinä arvioitaessa liittymispisteen sähkön laatua. [36, 60]

P_{lt} voidaan laskea lyhytaikaisesta häiritsevyyksindeksistä P_{st} kaavan 3.17 [60] mukaisesti

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{sti}^3}{12}}. \quad (3.17)$$

P_{lt} lasketaan siis kahdestatoista mittausaikaväliltä mitatusta P_{st} -arvosta. P_{st} -mittauksessa jännitettä skaalataan, demoduloidaan ja painotetaan vastaamaan aivoissa välkynnästä aiheutuvaa vastetta. Lopuksi mittaustulokset käsitellään tilastollisesti. Standardikäytössä P_{st} mitataan kymmenen minuutin aikaväliltä. Tarkka menetelmä P_{st} :n mittaamiseksi on kuvattu standardissa IEC 61000-4-15. [36, 60]

Suorakulmaisille, säännöllisille jännitemuutoksille lyhytaikainen häiritsevyyksindeksi $P_{st} = 1$ voidaan esittää muutoksen suhteellisen suuruuden ja muutostaajuuden avulla kuvan 3.2 mukaisesti. Nähdään, että tietyillä taajuuksilla jo pienempikin suhteellinen jännitemuutos voi aiheuttaa häiritsevyyksindeksiä $P_{st} = 1$ vastaavan tuloksen. Kuvan perusteella ärsyttävimmillään välkyntä on noin 17 Hz taajuudella. Toisaalta standardissa IEEE 1453 esitellyssä General Electricin välkyntäkäyrässä välkyntä on ärsyttävimmillään noin 7–8 Hz taajuudella. Vaikka nämä käyrät eivät soviakaan epäsäännöllisille kuormille, verkonhaltijat



Kuva 3.2. Välkyntäkäyrä $P_{st} = 1$. Suomennettu. [7, IEC 61000-3-3 mukaan]

käyttävät usein tällaisia käyriä jännitteenmuutosrajojen asettamiseen teollisuusasiakkaille. [7, 36]

Standardin SFS-EN 50160 mukaan normaaleissa käyttöolosuhteissa, minkä tahansa viikon pituisen mittausjakson aikana, välkyntäkäyrän pitkäaikaisen häiritsevyyssindeksin P_{ft} tulisi täyttää 95 % ajasta ehto $P_{ft} \leq 1$. SFS-EN 50160 on Suomessa käytössä oleva sähkönlaatustandardi, joten verkonhaltijan on liittymispisteessä täytettävä standardissa määritellyt ehdot sähkön laadulle, ellei liittymissopimuksessa ole toisin sovittu. Verkonhaltija voi siis joutua vahvistamaan sähköverkkoaan, mikäli asiakkaan välkyntää aiheuttavan laitteiston ottamat virrat pysyvät liittymäkoon rajoissa. Jos taas laitteiston ottamat virrat ylittävät liittymäkoon, voi asiakas joutua nostamaan liittymäkokoja tai rajoittamaan virtoja esimerkiksi pehmokäynnistimellä tai taajuusmuuttajalla. [14, 60, 63]

IEEE 1453 määrittelee suositellut suunnittelu- ja yhteensopivuustasot lyhyt- ja pitkäkestoiselle häiritsevyyssindeksille. Suunnittelutasot ovat määritetty keski- ja suurjännitteille, koska erityisesti näillä jännitetasoilla voi esiintyä vaihtelevia kuormia. Suunnittelutasot ovat asetettu siten, ettei yhteensopivuustaso ($P_{st95\%}$ tai $P_{ft95\%}$) pienjänniteverkossa ylity. Yhteensopivuustaso on määritetty pienjänniteasiakkaiden laitteistojen oikeanlaisen toiminnan varmistamiseksi. Tasot ovat esitetty standardia mukailien taulukossa 3.1. Suunnittelutasojen avulla voidaan allokoida kullekin asiakkaalle sallittu välkyntäpäästö. Tarkka menetelmä yksittäisen asiakkaan välkyntäpäästötason määrittelyyn esitetään standardissa IEC 61000-3-7. [36]

Taulukko 3.1. Välkynnän suositellut suunnittelutasot. Suomennettu mukailen. [36]

| | Pienjännite (Yhteensopivuustaso 95 %) | Keskijännite | Suurjännite |
|----------|---------------------------------------|--------------|-------------|
| P_{st} | 1 | 0,9 | 0,8 |
| P_{lt} | 0,8 | 0,7 | 0,6 |

3.3.2 Ehkäisy akkuenergiavarastolla

Välkyntää voidaan ehkäistä esimerkiksi sähköverkkoa vahvistamalla, kuorman ottaman virran rajoituksella tai loistehon nopeiden muutosten kompensoinnilla. Sähköverkkoa vahvistamalla verkon jännitejäykkyys paranee. Kuorman ottamaa virtaa voidaan rajoittaa esimerkiksi pehmökäynnistimellä tai taajuusmuuttajalla. Loistehon nopeita muutoksia voidaan kompensoida aktiivisuodattimella, jonka tavoin akkuenergiavarasto voi toimia. [52, 54]

Akkuenergiavarastolla tehtävän loistehon nopeiden muutosten kompensoinnin pääperiaate on sama kuin harmonisten yliaaltojen aktiivisuodatuksessa, josta on kerrottu tarkemmin luvussa 3.2.4. Kompensoinnin virtaohje on tällöin i_q -komponentin AC-osa. Alipäästösuodattimen viritys on syytä suorittaa siten, että ärsyttävimmän taajuuden välkyntä pystytään estämään. [52, 54, 55]

3.4 Loisteho

Loisteholla tarkoitetaan tehoa, joka siirtyy edestakaisin loistehoa tuottavan komponentin ja loistehoa kuluttavan komponentin välillä. Loisteho ei pätötehon tavoin muutu esimerkiksi lämmöksi tai valoksi, vaan värähtelee loistehon lähteen ja nielun välillä. Loisteho syntyy induktiivisten tai kapasitiivisten reaktanssien aiheuttamasta jännitteen ja virran vaihe-erosta. Loisteho voidaankin jakaa induktiiviseen (virta jäljessä jännitettä) ja kapasitiiviseen loistehoon (virta edellä jännitettä). Tämän työn puitteissa loisteholla tarkoitetaan nimenomaisesti induktiivista loistehoa. [34]

Loistehoa tuottavia laitteita ovat muun muassa kondensaattorit ja pienisloisteputkilamput, sekä maakaapelit, joiden kuormitus alittaa luonnollisen tehon. Loistehoa tarvitsevia laitteita ovat muun muassa moottorit ja muuntajat, sekä maakaapelit, joiden kuormitus ylittää luonnollisen tehon. Loisteho ei siis ole tarpeetonta, mutta sen siirtoa halutaan välttää siitä aiheutuvien haittojen takia. [34]

3.4.1 Haitat, standardit ja loistehomaksu

Loistehon siirrosta aiheutuvia haittoja ovat muun muassa johtimien, muuntajien ja kytkinlaitteiden kuormittuminen, niissä aiheutuvat häviöt sekä jännitemuutokset. Sähköverkon

komponentit kuormittuvat loistehoa siirrettäessä, koska tällöin virtaan summautuu pätövirtakomponentin lisäksi loisvirtakomponentti. Virran kasvaessa johtimissa aiheutuvat häviöt kasvavat merkittävästi, koska häviöt ovat suoraan verrannollisia virran neliöön. Tämä voidaan esittää kolmivaihejärjestelmissä kaavan 3.18 [34] mukaisesti

$$P_h = 3R_L I^2, \quad (3.18)$$

jossa P_h tarkoittaa tehohäviöitä, R_L johtimen resistanssia ja I virtaa. Kantaverkkoyhtiö Fingrid ja muut verkonhaltijat joutuvat hankkimaan häviösähkön sähkömarkkinoilta. [20, 34]

Jännitteessä aiheutuu muutoksia loistehon siirrosta alaluvussa 3.1.2 kuvaillun mukaisesti. Liiallinen loistehon tuotanto voi nostaa jännitettä, ja liiallinen loistehon kulutus laskea jännitettä. Tämä ongelma korostuu heikossa verkossa, sillä jännitteenmuutos aiheutuu impedanssin kautta. Loisteho kannattaa siis kompensoida mahdollisimman lähellä kulutusta tai tuotantoa. [46]

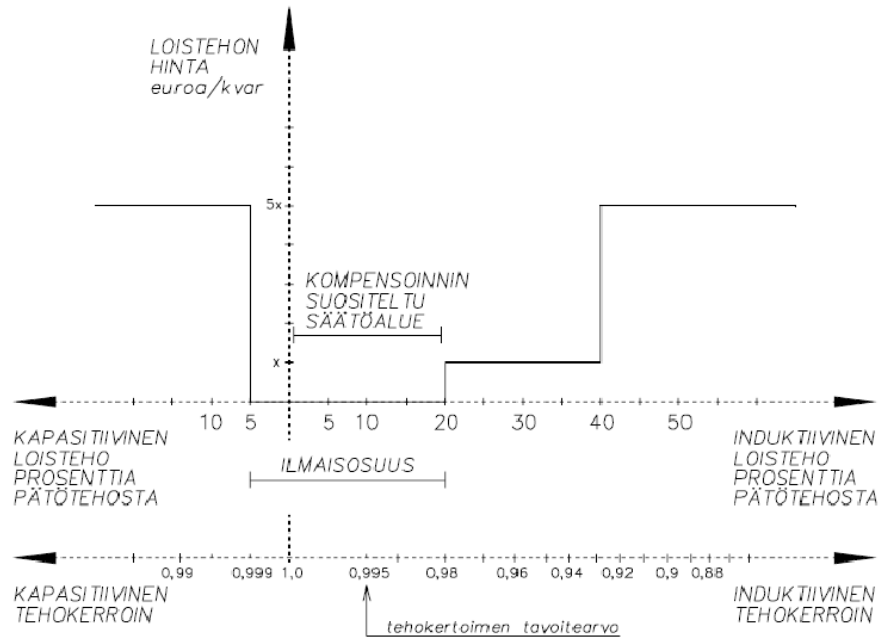
Loistehon tuotannolle tai kulutukselle ei sinällään ole asetettu mitään standardeja. Standardeissa määritellään kuitenkin jakelujännitteen laatu, josta verkonhaltijoiden on huolehdittava. Standardin SFS-EN 50160 mukaan normaaleissa käyttöolosuhteissa jännitevaihtelut saivat olla nimellisjännitteeseen U_n verrattuna korkeintaan $\pm 10\%$. Yleisimmin noudatettavien tuote- ja asennusstandardien mukaisesti loppukäyttäjien laitteet on suunniteltu toimimaan edellämainitulla jännitteen vaihteluvälillä. [60] SFS-EN 50160 mukainen jännitteen testausmenetelmä on seuraava: "Normaaleissa käyttöolosuhteissa:

- kunkin viikon pituisen mittausjakson aikana, jakelujännitteen tehollisarvojen 10 minuutin jaksoilta mitatuista keskiarvoista 95 % tulee olla välillä $U_n \pm 10\%$, ja
- kaikkien jakelujännitteen tehollisarvojen 10 minuutin keskiarvojen tulee olla välillä $U_n + 10\% / - 15\%$."

Edellämainituista syistä johtuen kantaverkkoyhtiö Fingrid sekä muut verkonhaltijat ovat asettaneet asiakkailleen loistehomaksuja. Loistehomaksuilla pyritään ohjaamaan asiakasta kompensoimaan loistehoa mahdollisimman lähellä loistehon kulutusta tai tuotantoa. Maksuja voidaan asettaa sekä loistehon otosta että annosta. Otosta ja annosta veloitettavat maksut eivät välttämättä ole symmetrisiä, ja maksukäytännöt vaihtelevat verkonhaltijasta riippuen. Esimerkiksi Tampereen Sähköverkko Oy:n loistehoikkuna on esitetty kuvassa 3.3. Kuvassa x tarkoittaa loistehon hintaa €/kVar. [22, 34, 60, 65]

3.4.2 Kompensointi akkuenergiavarastolla

Loistehoa voidaan kompensoida joko passiivisilla tai aktiivisilla menetelmillä. Passiivisia menetelmiä ovat muun muassa kiinteät kondensaattorit tai reaktorit. Aktiivisia menetelmiä



Kuva 3.3. Tampereen Sähköverkko Oy:n loistehoikkuna. [65]

ovat muun muassa kompensointi SVC:llä (Static VAr Compensator), STATCOMilla (Static Synchronous Compensator) tai aktiivisuodattimella. [55]

Passiiviset menetelmät sopivat loistehon kompensointiin, kun loistehon tuotanto tai kulutus pysyy suhteellisen vakiona. Aktiiviset menetelmät pystyvät seuraamaan paremmin loistehon nopeita muutoksia. Aktiivisista menetelmistä SVC on tyristoriohjattu ja STATCOM ja aktiivisuodatin transistoriohjattuja. Tästä johtuen SVC:n vasteaika loistehon nopeisiin muutoksiin on hitaampi. Passiivisiin menetelmiin ja SVC:hen verrattuna STATCOMin ja aktiivisuodattimen etu on se, että niiden kompensointikyky ei ole samalla tavalla riippuvainen sähköverkon jännitteestä. Aktiivisuodattimen tavoin myös akkuenergiavarasto voi kompensoida loistehoa. Aktiivisuodatuksen peruseräperiaatetta on käsitelty tarkemmin alaluvussa 3.2.4. [52, 55]

Loistehon kompensoinnissa akkuenergiavarastolle annetaan virtaohjееksi $dq0$ -tasossa koko loisvirtakomponentti (i_q). Tällöin samalla kompensoidaan harmonisia komponentteja. Jos harmonisia ei kompensoida, säätimelle syötetään kompensoitava loistehon DC-komponentti. [52, 54]

3.4.3 Säätö akkuenergiavarastolla

Loistehoa voidaan säätää ylös tai alas lisäämällä loisvirtakomponenttiin DC-taso jännitteen ylläpitämiseksi. Samalla tavoin päätötehoa voidaan säätää, mutta tällöin ylläpidettävä suure on taajuus. Säätö voi tapahtua ulkoisen asetuksen perusteella, tai käänteisen droop-ohjauksen avulla jännitteen tai taajuuden funktiona. Tehoja voidaan myös säätää

tietyin jännite- tai taajuusreferenssin saavuttamiseksi. [31, 42, 46, 52]

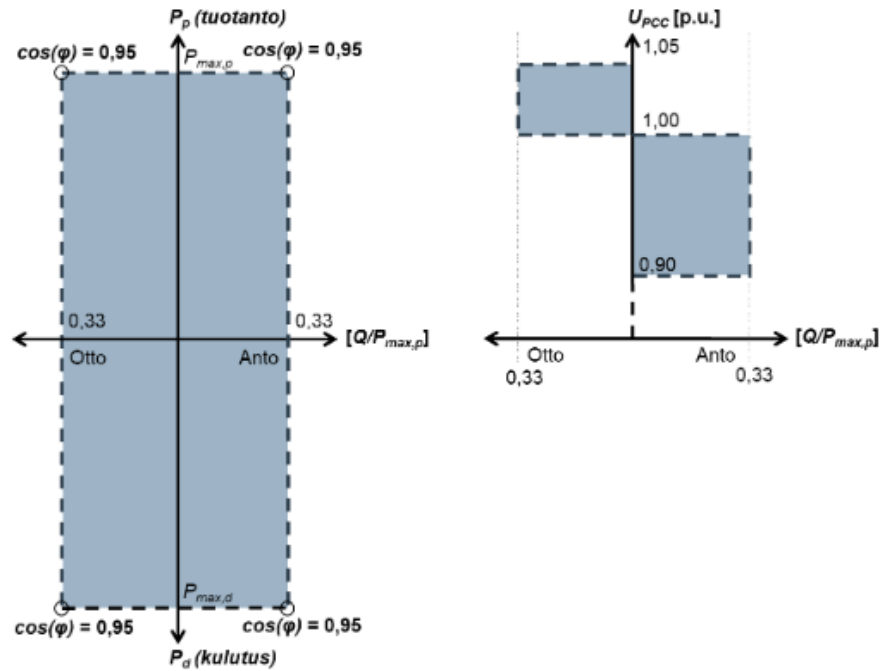
Ulkoisen tehoasetuksen perusteella tehtävää säätöä kutsutaan PQ-säädöksi. Pätö- ja loistehon hetkelliset arvot vähennetään halutuista referenssitehoista, jolloin jäljelle jäävät tehojen erosuureet. Erosuureet syötetään PI-säätimelle, joka pyrkii ohjaamaan erosuureen nollaan. PI-säädin muuttaa sisäänmenosignaalia sekä kertomalla signaalia määritetyllä vahvistuksella että integroimalla. PI-säätimen ulostuloja ovat päto- ja loisvirtaohjeet i_d ja i_q . PI-säädintä voidaan nopeuttaa myötäkytkennällä, jossa teho-ohjeen ja jännitteen magnitudin avulla lasketut i_d - ja i_q -referenssikomponentit summataan PI-säätimen ulostuloon. Pätö- ja loisvirtakomponenttia säädetään niin kauan, kunnes päto- ja loisteho saavuttavat asetusravonsa. [31, 52]

Käänteisessä droop-ohjauksessa loistehoa säädetään mitatun jännitteen perusteella. Samoin pätoehoa voidaan säätää mitatun taajuuden perusteella. Tehojen säätö tapahtuu valitun kulmakertoimen avulla. Tällöin jännitteen noustessa loistehoasetus laskee, ja jännitteen laskiessa loistehoasetus nousee. Statiikan perusteella tapahtuvaa päto- tai loistehonsäätöä edellytetään sähkövarastoilta sähkövarastojen järjestelmäteknisissä vaatimuksissa. [26, 31, 42]

Jännite- tai taajuusreferenssin perusteella tehtävää säätöä kutsutaan V/f-säädöksi. Säädettäessä loistehoa tietyn jännitereferenssin saavuttamiseksi, menetelmä on samanlainen kuin ulkoisen tehoasetuksen perusteella tehtävässä säädössä. Tällöin laskettava erosuure on V_d , eli jännitteen magnitudin ero tavoitearvosta. Loisvirtakomponenttia i_q säädetään niin kauan, kunnes jännitteen tavoitearvo saavutetaan. Verkkoon kytketyssä tilassa jännitteen tukemista voitaisiin myydä palveluna verkonhaltijalle. Ylläpidettäessä taajuutta säädettävä komponentti on i_d . Mikroverkossa taajuuden ylläpitoa joudutaan tekemään saarekekäytössä. Useat tuotantoyksiköt eivät voi samanaikaisesti säätää jännitettä tai taajuutta V/f-säädöllä, koska muuten ne kilpailisivat keskenään. [31, 42, 46, 52]

Sähkövarastojen järjestelmäteknisissä vaatimuksissa asetetaan akkuenergiavarastoille vaatimuksia loistehokapasiteetille ja loistehon säädölle. Tyypin B sähkövarastojen (Liittymispisteen jännitetaso < 110 kV, tuotantotilan mitoitusteho 1 MW– 10 MW) loistehokapasiteetti on verkonhaltijan määritettävissä, mutta se ei saa ylittää tyypeille C ja D asetettua loistehokapasiteettia. Tyypin B sähkövaraston tulee kyetä toimimaan liittymispisteessä tehokertoimella $1,0$ tai kyetä muuttamaan loistehon tuotantoa jännitteen funktiona siten, että sähkövarasto tuottaa loistehoa jännitteen laskiessa ja kuluttaa loistehoa jännitteen noustessa. [26]

Tyypin C ja D sähkövarastojen (tuotantotilan mitoitusteho > 10 MW) loistehokapasiteettivaatimus on esitetty kuvassa 3.4. Sähkövaraston tulee kyetä sekä tuotanto- että kulutustilassa toimimaan tehokertoimella $0,95_{ind}-0,95_{kap}$. Jännitteen suhteen loistehon tuotannon ja kulutuksen on oltava kuvassa esitellyllä alueella, jonka loistehostatiikka riippuu toimintatilasta. [26]



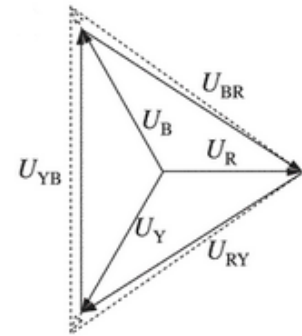
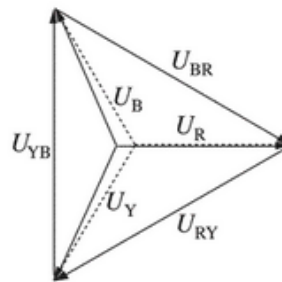
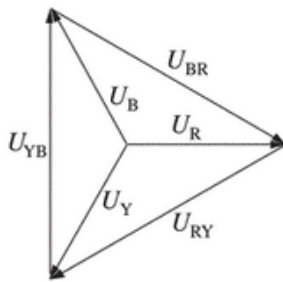
Kuva 3.4. Tyypien C ja D sähkövarastoille asetettu loistehokapasiteetti. [26]

Tyypien C ja D sähkövarastojen loistehon säädöllä täytyy olla toimintatiloina vakiojännitesäätö, vakioloistehosäätö ja vakiotehokerroinsäätö. Vakiojännitesäätö vastaa edellä esiteltyä käänteistä droop-säätöä ennalta asetetun statiikan mukaisesti. Vakioloistehosäätö vastaa edellä mainittua PQ-säätöä. Vakiotehokerroinsäädössä loistehoa on kyettävä sääntämään pätötehon funktiona ennalta asetetun vakiotehokertoimen saavuttamiseksi. [26]

3.5 Jännite-epäsymmetria

Standardin SFS-EN 50160 mukaan jännite-epäsymmetria määritellään tilanteeksi, jossa vaihejännitteiden tehollisarvot tai niiden väliset kulmat eivät ole samoja. Jännite-epäsymmetria aiheutuu sähköverkon kuorman epätasaisesta jakautumisesta vaiheiden välillä. Sekä vaihejännitteiden välille kytkettävät kuormat että yksivaiheiset, vaiheiden kesken epätasaisesti jaetut kuormat aiheuttavat jännite-epäsymmetriaa. Vaiheiden väliin kytkettäviä kuormia ovat esimerkiksi hitsauslaitteet. Kuluttajien tavalliset kuormat ovat monesti epäsymmetrisiä, jonka takia pienjänniteverkossa onkin käytössä nelijohtojärjestelmä. [57, 60]

Esimerkkejä jännite-epäsymmetriasta on esitetty kuvissa 3.5, 3.6 ja 3.7 [57]. Vaihejännitteitä on merkitty kuvissa termeillä U_R , U_Y ja U_B ja pääjännitteitä termeillä U_{RY} , U_{YB} ja U_{BR} . Vasemmanpuolimmainen kuva 3.5 esittää symmetristä järjestelmää, jossa vaihejännitteet ja vaiheiden väliset kulmat ovat yhtä suuria. Myös pääjännitteet ovat yhtä suuria. Keskimäinen kuva 3.6 esittää järjestelmää, johon on summutunut nollaverkon komponentti. Nollapiste on siirtynyt, eivätkä vaihejännitteiden suuruudet ja vaiheiden väliset



Kuva 3.5. Symmetrinen jär- **Kuva 3.6.** Erisuuret vaihei- **Kuva 3.7.** Erisuuret vaihejännitelmä. **Kuva 3.7.** Erisuuret vaihejännitteet.

kulmat ole yhtä suuria. Toisaalta pääjännitteet ovat edelleen yhtä suuria ja niiden väliset kulmat edelleen samoja. Oikeanpuolimmaisessa kuvassa 3.7 kahden vaiheen vaihejännite on pienentynyt, mutta vaihejännitteiden väliset kulmat ovat pysyneet samana. Pääjännitteiden suuruus ja niiden väliset kulmat eivät ole yhtä suuria. [57]

3.5.1 Haitat ja standardit

Jännite-epäsymmetria aiheuttaa haittoja muun muassa moottorikäytössä ja tehoelektronikkalaitteissa. Moottorikäytössä aiheutuvia haittoja ovat häviöt ja epätahtikoneiden lämpötilan nousu. Verkkokommutoiduissa tasasuuntaajissa epäsymmetria aiheuttaa ns. 'rippeliä' DC-jännitteeseen. Esimerkiksi kaksitoistapulssisuuntaajissa DC-jännitteeseen aiheutuu 100 Hz taajuinen rippelikomponentti. Lisäksi nelijohtojärjestelmässä kaksitoistapulssisuuntaajakäytössä aiheutuu epäsymmetrian takia sähköverkon puolelle järjestysluku 3 oleva harmoninen virtakomponentti. Epäsymmetria yhdistettynä harmonisiin komponentteihin saattaa luvussa 3.2.3 kuvaillun mukaisesti aiheuttaa paluujohdinten ylikuormittumista. [9, 57]

Jännite-epäsymmetrian suuruus voidaan ilmoittaa sähköverkon myötä- ja vastakomponentin suhteena U_2/U_1 , jossa U_2 tarkoittaa vastaverkon komponentin suuruutta ja U_1 myötäverkon komponentin suuruutta. Standardin SFS-EN 50160 mukaan

- "Normaaleissa käyttöolosuhteissa, kunkin viikon pituisen mittausjakson aikana, jokaisen, jakelujännitteen (perustaajuisen) vastakomponentin 10 minuutin tehollisarvon keskiarvoista 95 % tulee olla välillä 0...2 % (perustaajuisesta) myötäkomponentista."

Epäsymmetria-ongelmat korostuvat heikossa verkossa tai mikroverkon ollessa saarekekäytössä luvussa 3.1.2 kuvaillun mukaisesti. [57, 60]

3.5.2 Balansointi akkuenergiavarastolla

Epäsymmetrisen kuorman aiheuttamaa jännite-epäsymmetriaa voidaan akkuenergiavarastolla kompensoida kuormavirran balansoinnilla. Tällöin akkuenergiavarasto syöttää verkkoon yhtä suurta, mutta vastakkaisvaiheista virtaa kuin kuorman aiheuttama vastaverkon virta. Yhteiskytkeänpisteen tai kompensoitavan kuorman virta muunnetaan synkroniseen referenssitason Parkin muunnoksella kaavan 3.15 mukaisesti. Jos muunnoksessa käytetään vaihekulmana vastaverkon vaihekulmaa $-\omega t$, i_d - ja i_q -komponenteissa vastaverkon virta näkyy DC-komponenttina. Signaalissa esiintyy häiritsevästi myötäverkon virta 100 Hz:n taajuudella. DC-komponentti muutetaan vastakkaisvaiheiseksi ja annetaan virtaohjeena säätimelle. [35]

Toinen vaihtoehto on balansoida kuormavirtaa harmonisten virtojen kompensoinnin yhteydessä. Tällöin suodatus tapahtuu luvussa 3.2.4 kuvailulla tavalla. Kuormavirta balansoituu, koska harmoniset komponentit sisältävät jännite-epäsymmetriaa aiheuttavat vastaverkon virrat. [52, 54]

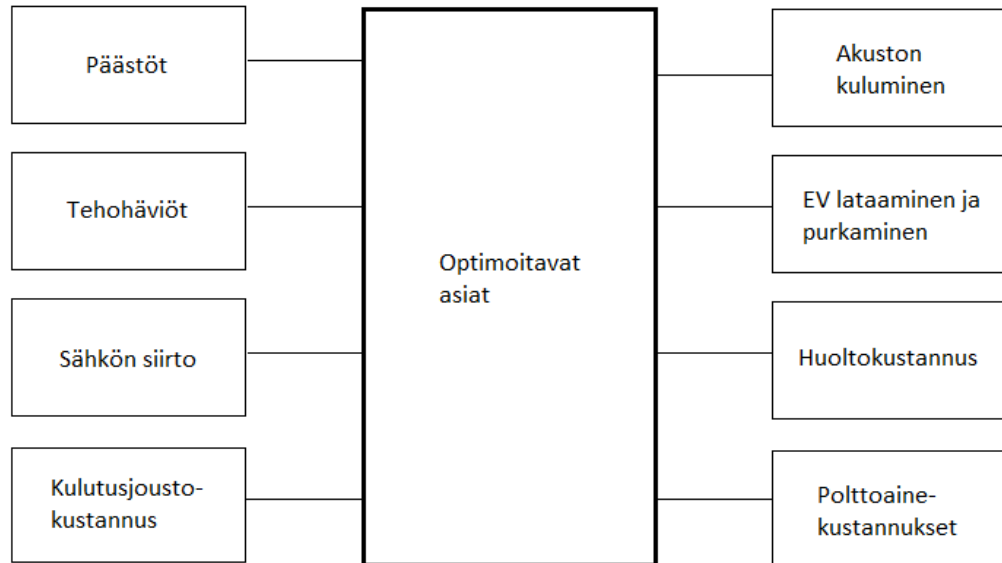
Muita mahdollisia jännite-epäsymmetrian kompensointimenetelmiä ovat sarjakompensointi aktiivisuodattimella sekä hajautetun tuotannon (DG, engl. Distributed Generation) suuntaajien käyttäminen kompensointiin erilaisilla ohjausstrategioilla. Sarjakompensoinnissa aktiivisuodatin toimii vastaverkon jännitteen lähteenä. Sen sijaan hajautetun tuotannon suuntaajilla voidaan syöttää sähköverkkoon vastaverkon virtaa. Toisaalta hajautetun tuotannon suuntaajien käyttäminen jännite-epäsymmetrian kompensointiin saattaa pahasti epäsymmetrisissä tilanteissa rajata muuta energiantuotantoa. [56]

4. ENERGIANHALLINTA

Tässä luvussa tarkastellaan energianhallintajärjestelmän pääpiirteitä sekä energianhallinnan toimintatiloja, kun mikroverkko on verkkoon kytketyssä tilassa. Saarekekäytössä olevan mikroverkon toimintatiloja ei tarkastella työn laajuuden rajaamiseksi. Tarkasteltavat toimintatilat ovat jaettu mikroverkon sisäiseen energianhallintaan ja osallistumiseen reservimarkkinoille. Mikroverkon energianhallinnan tehtävistä tarkastellaan kuormanohjausta, huipputehon leikkausta sekä pätötehon muutosnopeuden hallintaa. Reservimarkkinoille osallistumisesta tarkastellaan yleisiä periaatteita sekä tarjouskoon puolesta mikroverkon resursseille sopivia reservituotteita. Näitä reservituotteita ovat nopea taajuusreservi, taajuusohjattu käyttöreservi (FCR-N, engl. Frequency Containment Reserve for Normal operation), taajuusohjattu häiriöreservi (FCR-D, engl. Frequency Containment Reserve for Disturbances) sekä automaattinen taajuudenpalautusreservi (aFRR, engl. automatic Frequency Restoration Reserve). Myös verkonhaltijalle voitaisiin myydä energianhallintaa lisäpalveluna. Tällaisia lisäpalveluja ovat esimerkiksi kapasiteettijousto ja loistehon hallinta. Kapasiteettijousto muistuttaa luvussa 4.1.2 esiteltävää huipputehon leikkausta. Loistehon hallintaan käytetään luvussa 3.4.2 esiteltyjä säätötapoja. Tästä syystä näitä lisäpalveluja ei erikseen käsitellä. [25, 50]

Energianhallinnasta mikroverkossa huolehtii energianhallintajärjestelmä. Energianhallintajärjestelmän tehtävä on mikroverkon toiminnan teknis-taloudellinen optimointi, jossa on viime kädessä kyse kokonaiskustannusten minimoinnista. Esimerkkejä energianhallinnassa optimoitavista asioista on esitelty kuvassa 4.1. Optimoitavien asioiden painotus riippuu esimerkiksi mikroverkon maantieteellisestä sijainnista, asiakkaista, resursseista, sähkön hinnoittelusta, regulaatiosta sekä siitä, onko mikroverkko saarekekäytössä vai verkkoon kytketyssä tilassa. Monesti yksi tärkeimmistä optimointitavoitteista on vähentää sähkön siirtymistä mikroverkon ja jakeluverkon välillä. [49, 62, 70]

Energianhallintajärjestelmän toimintatilat voidaan valita joko manuaalisesti tai automaattisesti. Manuaalisessa valinnassa toimintatilat asetetaan itse tai esimerkiksi ajastetaan. Automaattisessa valinnassa päätöksenteosta huolehtii algoritmi, joka optimoitavien asioiden perusteella ratkaisee optimaalisen toimintatilan. Päätöksentekoalgoritmi ei ole välttämätön, mutta se on energianhallintajärjestelmän toiminnan kannalta erittäin arvokas asia. Päätöksentekoalgoritmi itse voi olla esimerkiksi



Kuva 4.1. Esimerkkejä mikroverkossa optimoitavista asioista. Kuva piirretty mukailien lähdeä [62].

- optimointiongelma todellisilla arvoilla, jossa optimoitavat asiat ovat esitetty niistä aiheutuvan kustannuksen avulla,
- sääntöpohjainen järjestelmä (RBS, engl. Rule Based System), tai
- neuroverkkopohjainen koneoppimisjärjestelmä.

Sekä sääntöpohjaisia järjestelmiä että koneoppimista neuroverkkojen avulla voidaan käyttää sekä päätöksentekoa algoritmissä että mikroverkon resurssien kuormitus- ja tuotantoennusteiden tekemisessä. Päätöksentekoa algoritmeja käsitellään varsin laajasti kirjallisuudessa, eikä niitä käsitellä tämän työn puitteissa enempää. [5, 49, 62, 64]

Energianhallintajärjestelmä on luvussa 2.2 kuvatun mukaisesti mikroverkon keskitetty tertiääritason säätäjä. EMS välittää mikroverkon ohjaimelle toimintatilan mukaiset teho-ohjeet, joka välittää ne edelleen mikroverkon resursseille. Ohjattavia resursseja voivat olla esimerkiksi akkuenergiavarasto, sähköauto sekä säätöön kykenevät kuormat. Akkuenergiavaraston ohjaus voidaan toteuttaa PQ-säädöllä luvussa 3.4.2 kuvailun mukaisesti. Myös suuntaajakäyttöisiä uusiutuvia energianlähteitä voitaisiin ohjata. Tämä ei kuitenkaan energianhallinnan kannalta ole todennäköisesti mielekäästä. Säädettyä uusiutuvan energianlähteen tehoa alaspäin menetetään osa saatavilla olevasta energiasta. Tehoa ei voida myöskään nostaa, ellei suuntaajaa käytetä jatkuvasti vajaateholla. Energianhallinnan kannalta kuormat voidaan jaotella kriittisiin ja säädettäviin kuormiin, sekä kuormiin, jotka voidaan kytkeä päälle tai pois. Kriittisiä kuormia ei voida ohjata, eikä niiden kuormitusajankohtaa muuttaa. Säädettyjen kuormien tehoa voidaan säätää tai rajoittaa. Tällainen kuorma on esimerkiksi sähköauto, jonka lataustehoa voidaan rajoittaa EVSEllä. Sähköautoa voitaisiin energianhallinnassa käyttää myös kaksisuuntaisena, mutta tällöin huomioon täytyy ottaa sähköauton omistajan vaatimukset latauksen valmistumisajasta.

Päälle- ja poiskytkettävien kuormien täytyisi olla kykeneväisiä toistuviin kytkentöihin ilman, että siitä aiheutuu suurta haittaa. [49, 53, 70]

EMS määrittää resurssien teho-ohjeet toimintatilan mukaisesti eri parametrien avulla, joita ovat esimerkiksi

- sähkön hinta,
- kuormaennusteet,
- uusiutuvien energianlähteiden tuotantoennusteet,
- liittymispisteen pätö- ja loisteho sekä
- akuston varaustila.

Sähkön hintaennusteita, kuormaennusteita ja uusiutuvien energianlähteiden tuotantoennusteita voidaan käyttää säädettävän kuorman siirrossa optimaalisille ajanhetkille. Liittymispisteen pätö- ja loistehoa käytetään sekä erilaisissa energianhallinta-algoritmeissa että sähkön laadun korjaamisessa. Energianhallintajärjestelmän täytyy myös huomioida akuston varaustila teho-ohjeita määritettäessä. [5]

4.1 Mikroverkon sisäinen energianhallinta

Kun mikroverkko on verkkoon kytketyssä tilassa, energianhallinnan tehtäviä ovat mikroverkon käytön taloudellinen optimointi ja mikroverkon käytölle asetettujen rajoitusten noudattaminen. Mikroverkon käyttöä voidaan taloudellisesti optimoida ohjaamalla ohjattavien kuormien ja akkuenergiavaraston latauksen käyttöajankohtaa ja -tehoa. Mikroverkon käyttöön vaikuttavia rajoituksia ovat esimerkiksi liittymäkoko ja pätötehon muutosnopeusraja. Toimintatiloja, jotka varmistavat näiden rajoitusten noudattamisen, ovat huipputehon leikkaus ja pätötehon muutosnopeuden hallinta.

4.1.1 Kuormanohjaus

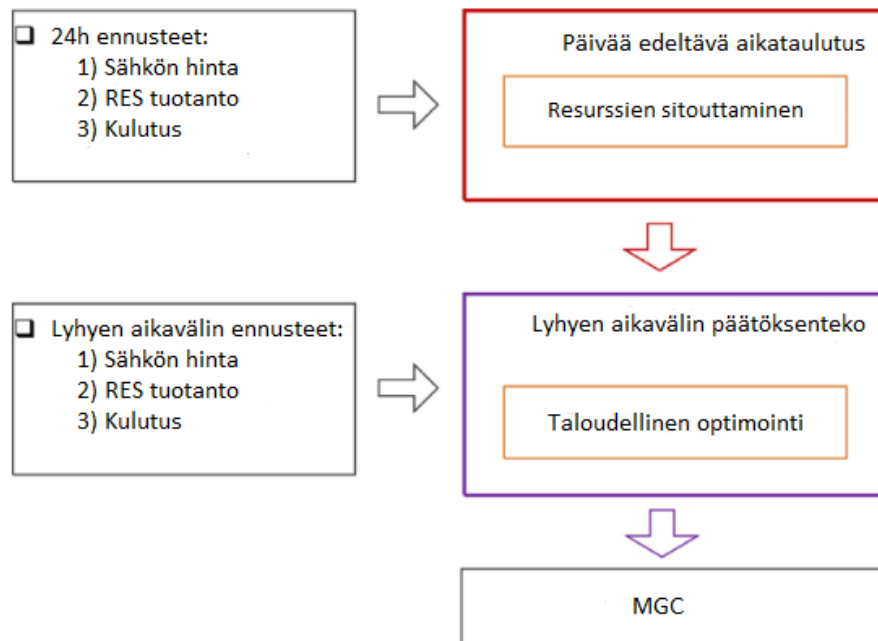
Mikroverkon ollessa verkkoon kytketyssä tilassa ohjattavien kuormien sekä akkuenergiavaraston ja sähköauton latauksen käyttöajankohdan ja -tehon valintaa ei tarvitse suorittaa mikroverkon pystyessä pysymisen kannalta, mutta se voidaan suorittaa taloudellisista syistä. Lähtökohtaisesti sähkön hinnan ja siirtomaksujen takia sähköenergian siirto mikroverkon ja jakeluverkon välillä kannattaa minimoida ja uusiutuvilla energianlähteillä tuotettua energiaa kuluttaa itse. Nykyiset korkeat sähkön hinnat voivat asettaa tähän kuitenkin poikkeuksia. Siirrettäessä kulutusta uusiutuvien energianlähteiden parhaille tuotantotunneille, uusiutuvilla energianlähteillä tuotettu sähkö tulee käytettyä maksimaalisesti mikroverkon sisällä. [62]

Kulutusta voidaan myös siirtää ajanhetkille, jolloin sähkö on halpaa. Tällöin optimoidaan

sähköenergiasta maksettavaa hintaa. Toisaalta tällöin mikroverkon ja jakeluverkon välinen energian siirto ei tule minimoitua. Näiden vaihtoehtojen välinen paremmuus riippuu sähkön hinnan volatiliteetista. Mikäli sähkön hinta pysyy tunneittain suhteellisen vakiona, lienee parempi minimoida jakeluverkon ja mikroverkon välinen energian siirto. [52, 62]

Kuormanohjauksen tilannekohtainen optimointi vaatii kuitenkin monimutkaisen algoritmin, jossa päätökset tehdään ennusteiden avulla. Käytettäviä parametrejä ovat sähkön hinta, uusiutuvien energianlähteiden tuotantoennusteet sekä kulutusennusteet. Algoritmin parametrinä voitaisiin käyttää sähkön osalta todellisia Day-Ahead-hintoja. Kulutus- ja tuotantoennusteiden luomiseen voitaisiin käyttää sääntöpohjaisia järjestelmiä tai koneoppimista. [49]

Kirjallisuudessa tällaista optimointia on esitetty suoritettavaksi kahdessa vaiheessa. Tämän ohjauksen periaate on esitetty kuvassa 4.2. Ohjattavien resurssien alustava ohjaus suoritetaan edeltävänä päivänä. Tarkempi ohjaus suoritetaan liukuvasti vähän aikaa ennen suoritushetkeä tarkentuneiden ennusteiden perusteella. Perinteisen sähkövoimajärjestelmäterminologian mukaisesti näitä vaiheita voidaan kutsua resurssien sitouttamiseksi (UN, engl. unit commitment) ja taloudelliseksi optimoinniksi (ED, engl. economic dispatch). [49]

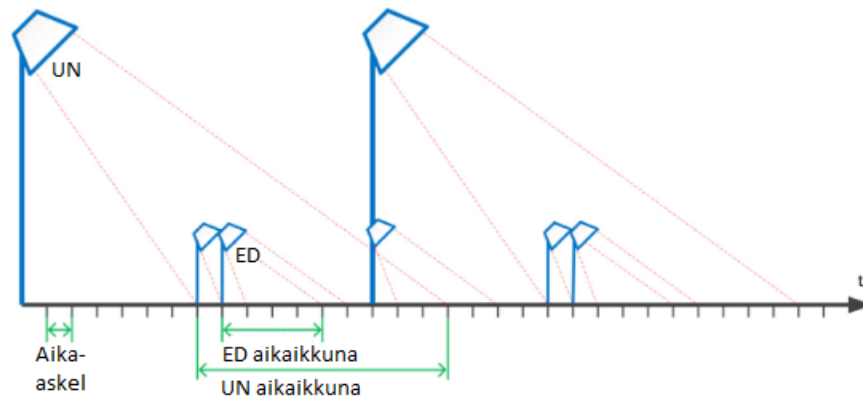


Kuva 4.2. Resurssien käyttöajankohtien ja tehojen määrittäminen. Suomennettu mukailen. [49]

Päivää edeltävässä aikataulutuksessa tavoitteena on löytää ennusteiden perusteella halvin ratkaisu energianhallinnan tavoitteiden saavuttamiseksi. Resurssit sitoutetaan toimimaan tietyn aikaikkunan sisällä. Päivää edeltävä aikataulutus ottaa huomioon resurssien sisäiset vaatimukset, kuten minimikäyttöajan. Lyhyen aikavälin päätöksenteossa suori-

tetaan taloudellinen optimointi päivittyneiden ennusteiden perusteella, jossa päätetään resurssien lopulliset tehot. Lopuksi teho-ohjeet välitetään mikroverkon ohjaimelle. [5, 49]

Resurssien sitouttamisen ja taloudellisen optimoinnin aikaikkunoita on havainnollistettu kuvassa 4.3. Resurssien sitouttamisen aikaikkuna voi olla esimerkiksi yhden vuorokauden pituinen. Taloudellisen optimoinnin aikaikkuna on huomattavasti lyhyempi ja liukuva, esimerkiksi 1–5 minuuttia. [49]



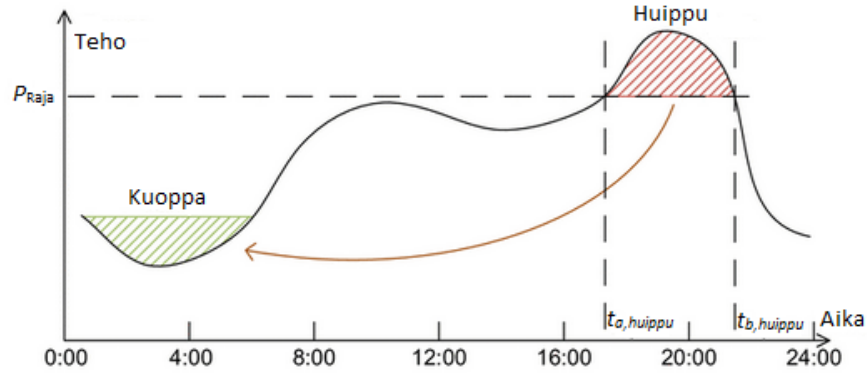
Kuva 4.3. Resurssien sitouttamisen ja taloudellisen optimoinnin aikaikkunat. Suomennettu mukailleen. [49]

4.1.2 Huipputehon leikkaus

Huipputehon leikkauksessa EMS mittaa liittymispisteen tehoa ja ohjaa mikroverkon resursseja, ettei liittymäteho ylitä. Huipputehon leikkaukseen osallistuvia resursseja voivat olla esimerkiksi akkuenergiavarasto, sähköauto ja säädettävät tai päälle- ja poiskytkettävät kuormat. Resurssien osallistumista huipputehon leikkaukseen voidaan priorisoida sen mukaan, minkä resurssin halutaan ensimmäisenä joustavan. Resurssien välisen kommunikation ja tehonsäädön täytyy olla nopeaa, koska etenkin aurinkovoimalan tuotannossa esiintyvät tuotantovaihtelut voivat olla huomattavan nopeita. Myöskään huipputehon leikkaukseen osallistuvien kuormien toistuvasta ohjauksesta ei saa aiheutua liikaa haittaa. [4, 41, 52]

Jos akkuenergiavaraston lataus otetaan algoritmista huomioon, kyse on huipunsiirrosta. Huipunsiirron pääperiaate on esitelty kuvassa 4.4. Akkuenergiavarastoa ladataan kulutuksen ollessa pientä ja puretaan kulutuksen ylittäessä tehon P_{Raja} . Sähköenergia siirtyy kulutushuipusta kulutuskuoppaan. [31]

Huipputehon leikkaus tuo verkonhaltijan asiakkaalle säästöjä mahdollistamalla pienemmän liittymäkoon. Myös tehopohjaisia verkkopalvelutuotteita käyttäville säästöjä syntyy sähkönsiirron pienemmästä tehomaksuosuudesta. Esimerkiksi sähköverkkoyhtiö Elenia la tehomaksuosuus lasketaan viimeisen 12 kuukauden kahden suurimman kuukausite-



Kuva 4.4. Huipunsiirto. Suomennettu. [31]

hon keskiarvona. Mikäli mikroverkon kulutuskäyrä on samankaltainen kuin koko sähköjärjestelmän kulutuskäyrä, saavutetaan huipputehon leikkauksella ja huipunsiirrolla säästöjä myös halvemman sähköenergian käytön muodossa. [12]

Verkonhaltijalle tehtävää huipputehon leikkausta kutsutaan kapasiteettijoustoksi. Verkonhaltija voi hyötyä kapasiteettijoustosta, sillä sen avulla voidaan viivästyttää sähköverkkoon tehtäviä investointeja. Korkea kulutus tai tuotanto aiheuttaa verkonhaltijalle kustannuksia, koska sähköverkko joudutaan mitoittamaan huipputehon perusteella. Verkonhaltijalle myytävänä palveluna kapasiteettijouston päätötehorajana toimisi liittymäkoon sijaan jakeluverkon siirtokapasiteetti. [52]

4.1.3 Päätötehon muutosnopeuden hallinta

Päätötehon muutosnopeuden hallinta (engl. ramp rate control) tarkoittaa sähköverkkoon syötettävän päätötehon muutosten nopeuden rajoittamista tiettyä aikayksikköä kohden. Muutosnopeus voidaan esittää kaavan 4.1 mukaisesti

$$RR = \frac{\Delta P}{\Delta t}, \quad (4.1)$$

jossa RR tarkoittaa päätötehon muutosnopeutta, ΔP päätötehon muutosta ja Δt ajan muutosta. Verkonhaltijat ilmoittavat päätötehon muutosnopeusvaatimuksen usein suhteessa päätötehoon. Mittausjaksona toimii yleensä minuutti. [4, 30, 31, 41]

Muutosnopeutta voidaan kompensoida akkuenergiavaraston PQ-säädöllä. Kun muutosnopeus ylittää asetetun muutosnopeusrajan, sen rajoittamiseen vaadittava päätöteho voidaan laskea kaavan 4.2 [52] mukaisesti

$$P_{ESS_2} = P_{ESS_1} + k\Delta t - (P_{PV_2} - P_{PV_1}), \quad (4.2)$$

jossa P_{ESS_2} , P_{ESS_1} , P_{PV_2} ja P_{PV_1} tarkoittavat energiavaraston ja vaihtelevan tuotannon uuden ja edeltävän aika-askelen tehoa. Haluttua päätötehon muutosnopeutta symboloi k

$(\frac{dP}{dt})$ ja aika-askeleen pituutta Δt . Kun pätötehon muutosnopeus laskee asetetun rajan alapuolelle, algoritmi alkaa laskea ESS:n kompensointitehoa kohti nollassa siten, ettei muutosnopeus ylitä asetettua rajaa. Tällöin teho-ohje lasketaan kaavan 4.3 [52] mukaisesti

$$P_{ESS_2} = P_{ESS_1} - k\Delta t + (P_{PV_2} - P_{PV_1}) * \text{sgn}(P_{ESS_1}), \quad (4.3)$$

jossa $\text{sgn}()$ tarkoittaa signum-funktiota. Huomioitavaa on, että molemmissa kaavoissa k on positiivinen kun vaihtelevan tuotannon muutosnopeus on positiivinen ja negatiivinen kun vaihtelevan tuotannon muutosnopeus on negatiivinen. Halutut muutosnopeudet voivat olla pätötehon kasvaessa tai pienentyessä erisuuret. [30, 31, 33, 52]

Aurinkovoimaloissa muutosnopeuden hallintaa sekä pätötehotuotannon lisääntyessä että vähentyessä vaaditaan muun muassa Etelä-Afrikassa ja Puerto Ricossa. Esimerkiksi Puerto Ricossa vaadittava muutosnopeuden maksimiarvo on 10 % maksimitehosta minuutissa. Aurinkovoimaloissa esiintyvät pätötehon muutosnopeudet saattavat olla vaadittuja maksimimuutosnopeustasoja huomattavasti korkeampia. Primäärienergiantuotannon kasvaessa pätötehon muutosnopeutta voidaan hallita voimalan suuntaajan pätötehonkasvua rajoittamalla. Jos muutosnopeutta täytyy rajoittaa myös primäärienergiantuotannon vähentyessä, tarvitaan erillinen kompensattori. [4, 33, 41]

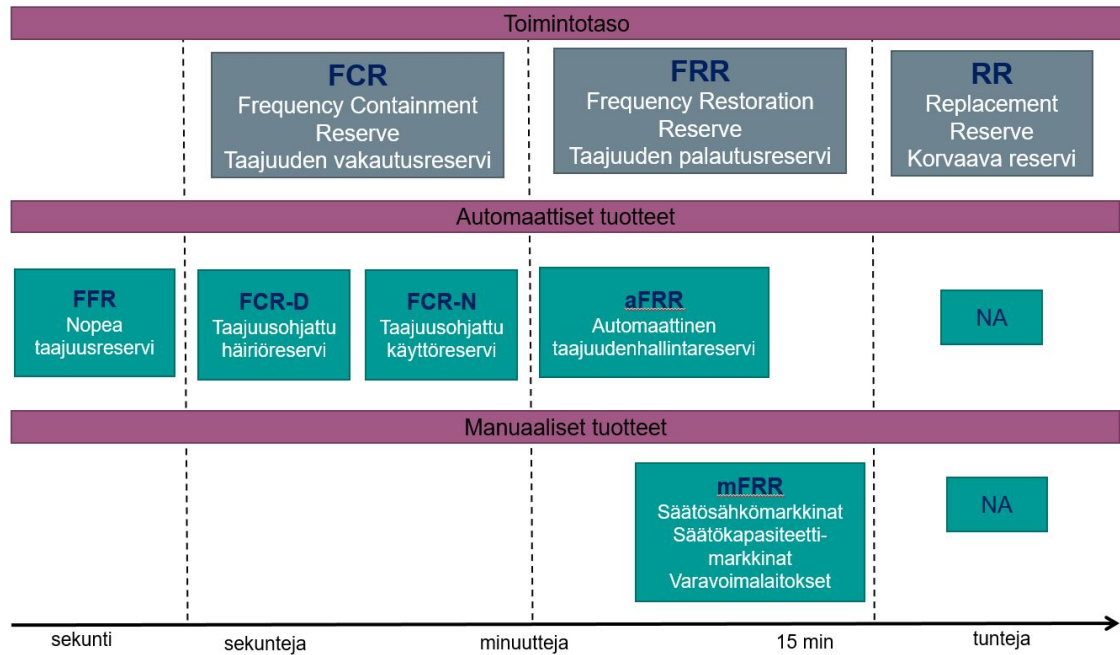
Suomessa tyyppien C ja D suuntaajakytkettyjen voimalaitosten on kyettävä rajoittamaan pätötehon muutosnopeutta sekä pätötehon rajoittimen asetteluarvoa muutettaessa että tilanteessa, jossa voimalaitoksen pätötehon tuotanto kasvaa primäärienergiantuotannon lisääntyessä. Muutosnopeuden asetteluarvo maksimipätötehoon suhteutettuna pitää pysyä määrittelemään vähintään alueelle 10–100 % minuutissa. Asetteluarvon pienin muutos saa olla korkeintaan 1 MW/min. Kasvua ja pienentymistä rajoittavat pätötehon muutosnopeuden asetteluarvot tulee pystyä määrittämään erikseen. [30]

Mikroverkon resursseista pätötehon muutosnopeuden absoluuttiseen hallintaan kykenee ainakin akkuenergiavarasto. Hallintaan osallistuvien kuormien pätötehonohjauksen täytyy olla tarkkaa. Sähköautoa ei voi osallistaa pätötehon muutoksen hallintaan, jos latausvirran suuruus itsessään ei ole tarkasti hallittavissa. [61]

4.2 Reservimarkkinoille osallistuminen

Sähköverkossa tuotannon ja kulutuksen on vastattava toisiaan joka hetki. Sähkömarkkinaosapuolet vastaavat sähkötaseensa ylläpidosta, mutta käyttötunnin aikaisiin kulutuksen ja tuotannon vaihteluihin kantaverkkoyhtiö Fingrid hankkii reservejä ylläpitämiltään reservimarkkinoilta. Reservimarkkinoille voidaan tarjota yhden tai useamman mikroverkon resurssin kapasiteettia energianhallintajärjestelmän kautta. [21, 25]

Reservimarkkinoiden reservituotteet ja toimintotasot ovat esitelty kuvassa 4.5. Toimintotasoja ovat taajuuden vakautusreservi (FCR, engl. Frequency Containment Reserve),



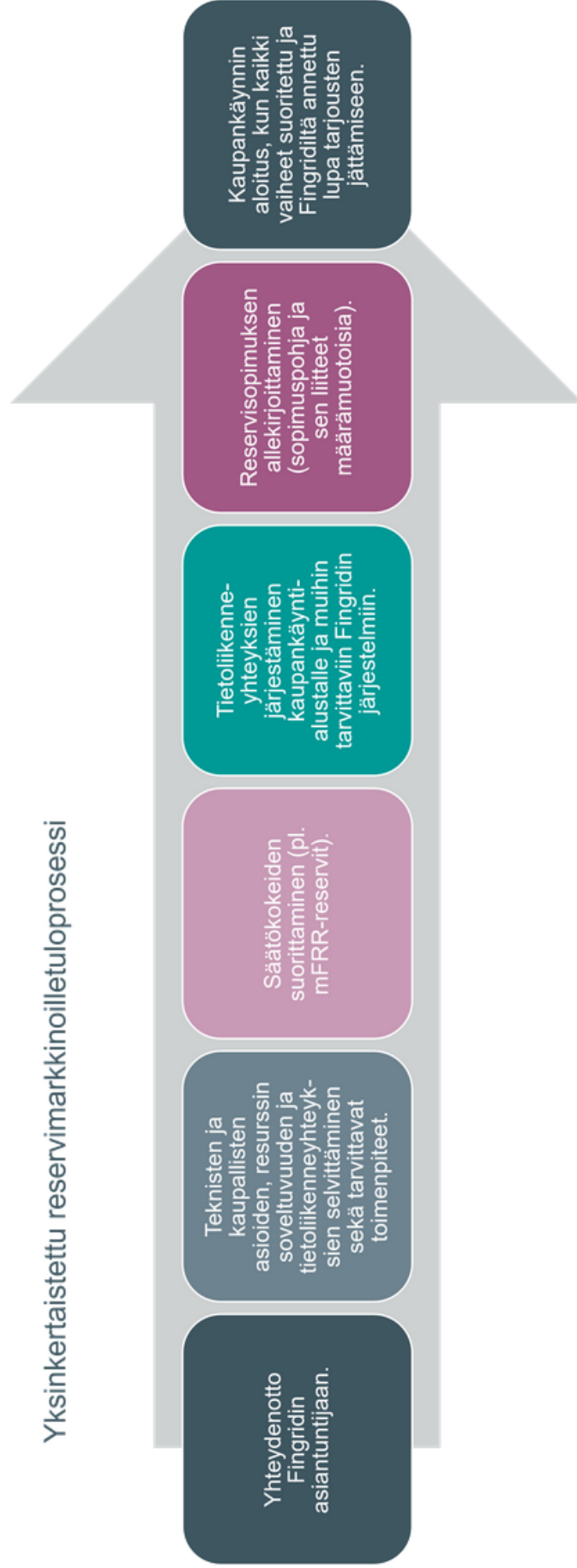
Kuva 4.5. Toimintotasot ja reservituotteet. [25]

taajuuden palautusreservi (FRR, engl. Frequency Restoration Reserve) sekä korvaava reservi (RR, engl. Replacement Reserve). Näistä pohjoismaissa ovat käytössä FCR sekä FRR. Automaattisia reservituotteita ovat nopea taajuusreservi, taajuusohjattu häiriöreservi, taajuusohjattu käyttöreservi sekä automaattinen taajuudenpalautusreservi. Manuaaliseen taajuudenpalautusreserviin (mFRR, engl. manual Frequency Restoration Reserve) kuuluvat säätösähkömarkkinat, säätökapasiteettimarkkinat sekä varavoimalaitokset. [25]

Taajuuden vakausreservejä FCR-D ja FCR-N käytetään taajuuden jatkuvaan hallintaan. Näistä taajuusohjattua häiriöreserviä käytetään taajuuden poiketessa normaalitaajuusalueelta taajuuden vakauttamiseen välille 49,5–50,5 Hz. Taajuusohjattua käyttöreserviä käytetään taajuuden pitämiseen normaalialueella 49,9–50,1 Hz. Taajuusohjattuun käyttöreserviin osallistuvan resurssin on kyettävä symmetriseen ylös- ja alassäätöön. Taajuusohjatussa häiriöreservissä ylös- ja alassäätöä voidaan tarjota erikseen. Taajuuden palautusreservin tuotteita aFRR ja mFRR käytetään taajuuden palauttamiseen normaalialueelle, jotta aktivoituneet taajuuden vakausreservit voivat palautua takaisin aktivoitukykyisiksi. Lisäksi pienen inertian tilanteita varten Fingrid hankkii nopeaa taajuusreserviä FFR, jota käytetään taajuuden hallintaan taajuuden vakausreservien tavoin. [23, 25, 28]

Reservimarkkinoilletuloprosessi on esitetty kuvassa 4.6. Aggregoitujen resurssien täytyy kokonaisuutena täyttää markkinapaikan kaupalliset vaatimukset ja reservikohteille asetetut tekniset vaatimukset. Resurssien säätöominaisuudet täytyy todentaa säätökokeilla manuaalista taajuudenpalautusreserviä lukuunottamatta. Säätökokeet voidaan suorittaa joko aggregoidulle kohteelle kokonaisuutena, tai yksittäisille aggregoiduille resursseille erikseen. Jos yksittäisen resurssin reservikapasiteetti on enintään 0,1 MW, identtisille re-

Yksinkertaistettu reservimarkkinoilletuloprosessi



Kuva 4.6. Yksinkertaistettu reservimarkkinoilletuloprosessi. [21]

sursseille voidaan soveltaa tyyppihyväksyntää, jonka jälkeen samanlaisia resursseja voidaan lisätä aggregoitavaan kokonaisuuteen ilman säätökokeita. [21, 24, 27]

Kapasiteetin tarjoajan tulee olla säätökykyisen resurssin omistaja, sähkönmyyjä tai tasevastaava. Tasevastaavalla tarkoitetaan tässä tapauksessa sähkömarkkinatoimijaa, jonka tasesähkön toimittaja on Fingrid. Energiaresurssin omistajan luvalla myös jokin muu ulkopuolinen osapuoli voi tarjota kapasiteettia nopeaan taajuusreserviin, taajuusohjattuun häiriöreserviin sekä taajuusohjattuun käyttöreserviin. [21, 29]

Saman tasevastaavan taseesta on mahdollista aggregoida eri sijainneissa olevia resursseja. Myös eri tasevastaavien taseista on mahdollista aggregoida resursseja nopeaan taajuusreserviin ja taajuusohjattuun häiriöreserviin. Lisäksi eri tasevastaavien taseista on mahdollista aggregoida resursseja taajuusohjattuun käyttöreserviin, jos yksittäisen tasevastaavan taseesta tarjottavan kapasiteetin määrä on vähintään minimitarjouskoon suuruinen. [21]

Mikroverkon resursseista reservimarkkinoille voivat osallistua energiavarasto sekä re-leohjatut tai säädettävät kuormat. Yksittäisen sähköauton kapasiteettia ei reservimarkkinoille voi tarjota tarjousten suurien vähimmäiskokojen takia. Useamman sähköauton tai -ajoneuvon yhteenliittymänä se lienee mahdollista. Reservimarkkinoille osallistuvien resurssien tehoa täytyy kyetä säätämään tarkasti, seuraavissa alaluvuissa esitettyjen säätökäyrien mukaisesti.

4.2.1 Nopea taajuusreservi FFR

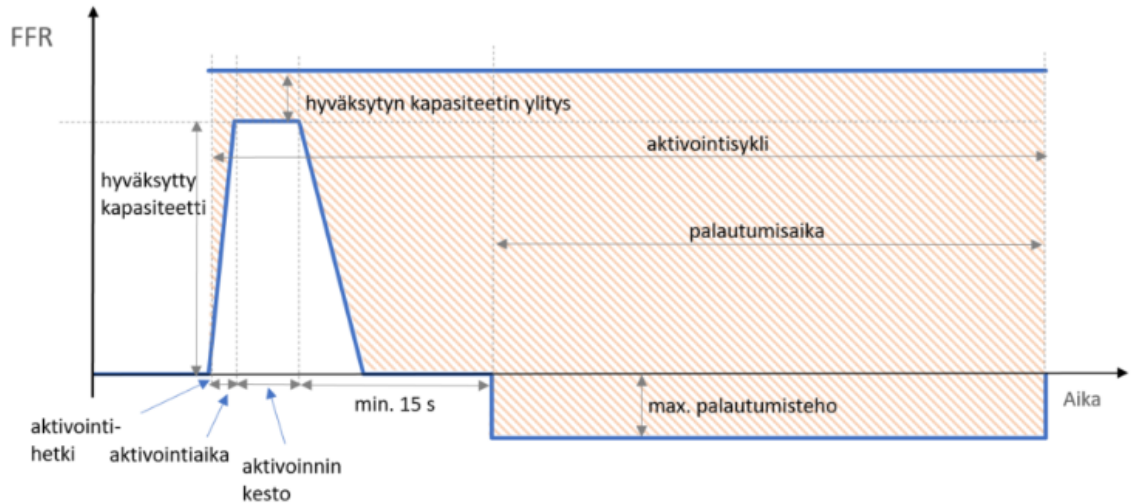
Fingrid hankkii pienen inertian tilanteessa nopeaa taajuusreserviä FFR-tuntimarkkinoilta. Markkinoille jätetyn tarjouksen vähimmäiskapasiteetti on 1 MW. Kapasiteetin tarjoaja voi myös osallistua yhdistelmätarjouksella yhtäaikaan sekä FFR-markkinoille että FCR-D-markkinoille ylössäätöön. Yhdistelmätarjouksesta määritetään ensin FFR-markkinoilla käytetty kapasiteetti. Mikäli FFR-markkinoilla tarjousta ei hyväksytä, siirtyy tarjous FCR-D-markkinoille. [18, 24]

Nopean taajuusreservin aktivointiin on kolme vaihtoehtoa, joista kapasiteetin tarjoaja valitsee yhden. Vaihtoehdot ovat esitetty taulukossa 4.1. Tarjottu kapasiteetti on aktivoitava kokonaan aktivointiajan sisällä valitun aktivointitaajuuden alittuessa. [24]

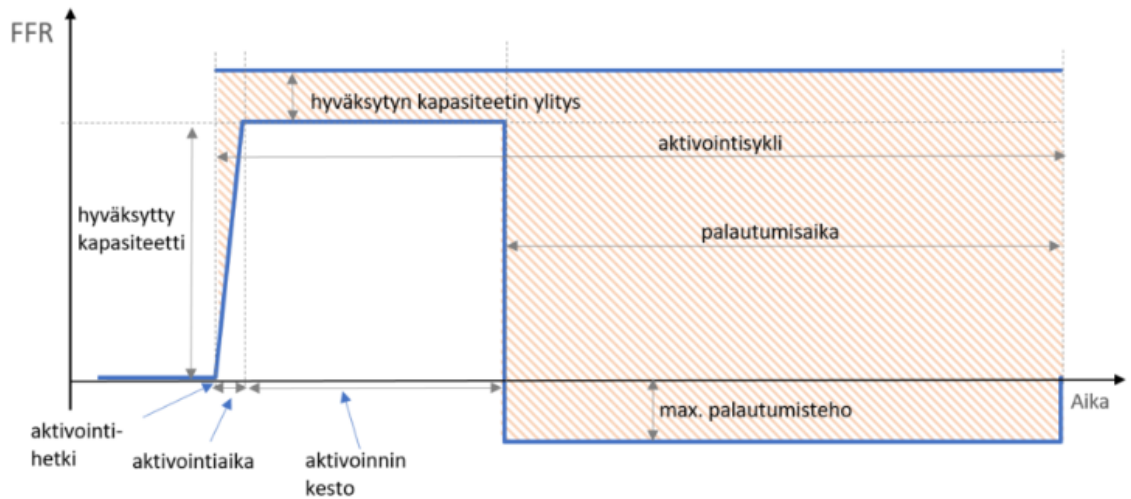
Taulukko 4.1. Nopean taajuusreservin aktivointitaajuus ja -aika. [24]

| Aktivointitaajuus (Hz) | Aktivointiaika (s) |
|------------------------|--------------------|
| $\leq 49,70$ | $\leq 1,30$ |
| $\leq 49,60$ | $\leq 1,00$ |
| $\leq 49,50$ | $\leq 0,70$ |

Aktivoinnin vähimmäiskesto riippuu deaktivoinnin maksiminopeudesta. Mikäli deaktivoinnin maksiminopeus on enintään 20 % reservikapasiteetista sekunnissa, aktivoinnin vähimmäiskesto on 5 s. Jos deaktivoinnin maksiminopeutta ei ole rajoitettu, aktivoinnin vähimmäiskesto on 30 s. Aktivointikäyrät eri deaktivoinnin maksiminopeuksille ovat esitetty kuvissa 4.7 ja 4.8. Aktivointi voi tapahtua lineaarisesti tai paloittain lineaarisesti. Aktivoinnin aikana tarjotun kapasiteetin ylittävä tehonmuutos saa olla korkeintaan 20 %. [24]



Kuva 4.7. FFR:n aktivointi, aktivoinnin vähimmäiskesto 5 s. [24]



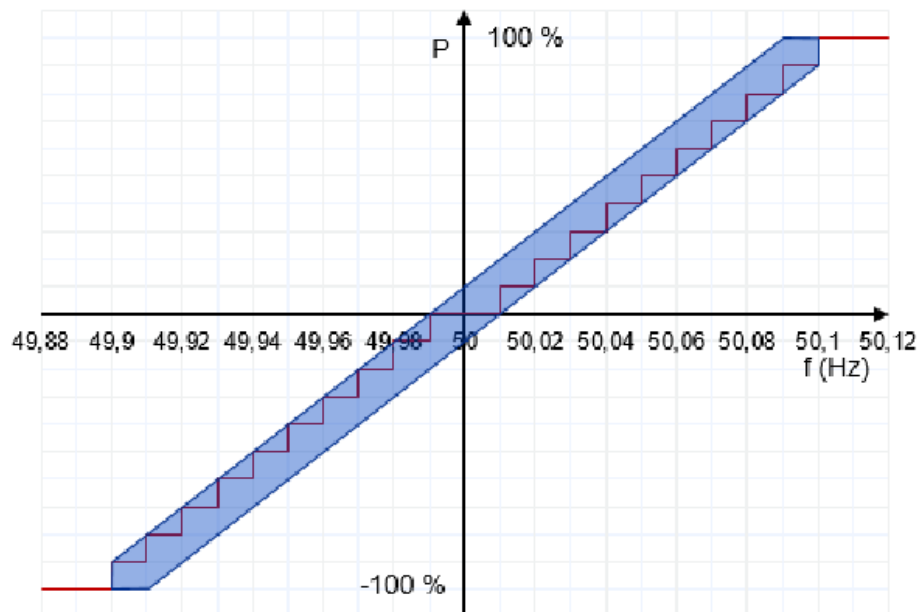
Kuva 4.8. FFR:n aktivointi, aktivoinnin vähimmäiskesto 30 s. [24]

Jos aktivoinnin vähimmäiskesto on 5 s, palautumisen aktivoimisen saa aloittaa, kun aktivoinnin vähimmäiskeston päättymisestä on aikaa 15 s. Sallittu palautumisteho on maksimissaan 25 % tarjotusta kapasiteetista. Jos aktivoinnin vähimmäiskesto on 30 s, palautumisen voi aloittaa heti aktivoinnin vähimmäiskeston päätyttyä. Reservikohteen tulee kyetä uuteen aktivointiin, kun edellisestä aktivoinnista on kulunut 15 minuuttia. [24]

4.2.2 Taajuuden vakautusreservi FCR

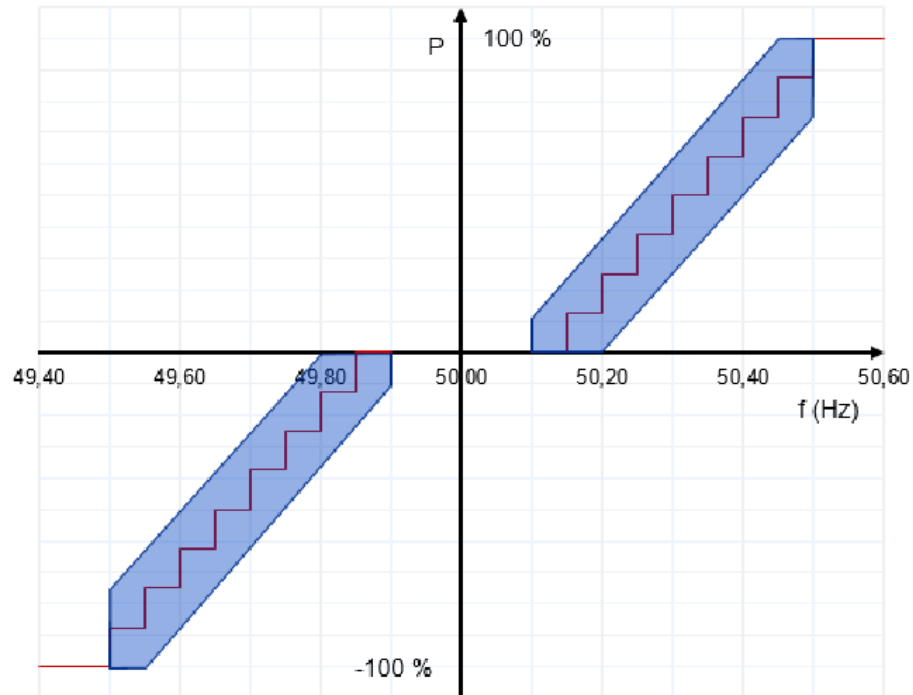
Fingrid hankkii osan taajuuden vakautusreservistään vuosimarkkinoilta ja osan tuntimarkkinoilta. Kapasiteetin tarjoaja ylläpitää vuosimarkkinoilla ostettua reserviä vapaan kapasiteettinsa puitteissa. Fingrid ostaa reservisuunnitelman ja vuosisopimuksen mukaiset määrät täysimääräisesti. Tuntimarkkinoille osallistutaan jättämällä tarjous säätökykyisestä kapasiteetista. Reservituotteita ovat taajuusohjattu käyttöreservi sekä taajuusohjattu häiriöreservi jaettuna erikseen ylös- ja alassäätöön. Taajuusohjatussa käyttöreservissä tarjouksen vähimmäiskapasiteetti on 0,1 MW ja taajuusohjatussa häiriöreservissä 1 MW. [19]

Taajuusohjatun käyttöreservin relekytkettyjen reservikohteiden paloittain lineaarinen aktiivointi on esitetty kuvassa 4.9. Tehonsäädön täytyy tapahtua sinisen säätöalueen sisällä. Punainen käyrä on esimerkki hyväksyttävästä säätökäyrästä. Taajuusreservin ylös säädön täytyy olla täysimääräisesti aktivoituna taajuuden saavuttaessa 49,9 Hz rajan. Alas säädön täytyy olla täysimääräisesti aktivoituna taajuuden saavuttaessa 50,1 Hz rajan. Välillä 49,9-50,1 Hz tehonsäädön täytyy tapahtua taajuuden funktiona. Tehonsäädölle sallitaan kuollut alue välillä 49,99–50,01 Hz. Jos reservikohde kykenee täysin lineaariseen säätöön, säädön on oltava lineaarista välillä 49,9–50,1 Hz. Askelmaisessa 0,1 Hz muutoksessa kapasiteetti täytyy olla täysimääräisesti aktivoituna 3 minuutissa. [27]



Kuva 4.9. FCR-N:n paloittain lineaarinen säätökäyrä. [27]

Taajuusohjatun häiriöreservin paloittain lineaarinen aktiivointi on esitetty kuvassa 4.10. Säätökäyrän on oltava sinisen säätöalueen sisällä ja punainen käyrä on esimerkki hyväksyttävästä säätökäyrästä. Ylös säädön aktiivointi täytyy aloittaa taajuuden alittaessa arvon



Kuva 4.10. FCR-D:n paloittain lineaarinen säätökäyrä. [27]

49,9 Hz. Alassäädön aktivointi täytyy aloittaa taajuuden ylittäessä arvon 50,1 Hz. Ylös-säädön täytyy olla täysimääräisesti aktivoituna taajuuden saavuttaessa arvon 49,5 Hz. Alassäädössä vastaava arvo on 50,5 Hz. Taajuusalueilla 49,5–49,9 Hz ja 50,1–50,5 Hz tehonsäädön täytyy tapahtua taajuuden funktiona. Kuten taajuusohjatussa käyttöreservissäkin, lineaariseen säätöön kykenevän kapasiteetin säädön täytyy olla täysin lineaarista, väleillä 49,5–49,9 Hz ja 50,1–50,5 Hz. [27]

Askelmaisessa 0,5 Hz muutoksessa vähintään 50 % kapasiteetista täytyy olla aktivoituna 5 sekunnissa ja 100 % 30 sekunnissa. Palautumisaika aktivoinnista saa olla korkeintaan 15 minuuttia. Sekä taajuusohjatussa käyttöreservissä että häiriöreservissä aktivointia tulee jatkaa koko taajuuspoikkeaman ajan. [27]

Jos taajuusohjatun häiriöreservin ylläpitoon osallistuvan energiavaraston energiakapasiteetti loppuu kokonaan, tulee palautusteho mitoittaa siten, että täysi aktivointikyky saavutetaan viimeistään 2 tunnissa palautuksen aloituksesta. Palautus aloitetaan, kun taajuus on palannut välille 49,9–50,1 Hz. Reservikapasiteetti tulee tarvittaessa aktivoida palautuksenkin aikana uudelleen. Jos palautustehoa otetaan sähköverkosta, sallittu tehon muutosnopeus on korkeintaan $\frac{P_{FCR-D}}{5 \text{ min}}$. [27]

Rajoitetuksi energiareserviksi (LER, engl. Limited Energy Reservoir) sanotaan reservikohdetta, jonka energiakapasiteetti on pienempi kuin kahden tunnin täysimääräistä aktivointia vastaava energiamäärä. Tällainen reservikohde on mitoitettava siten, että se kykenee taajuusohjatussa käyttöreservissä vähintään 30 minuutin yhtäjaksoiseen täysimää-

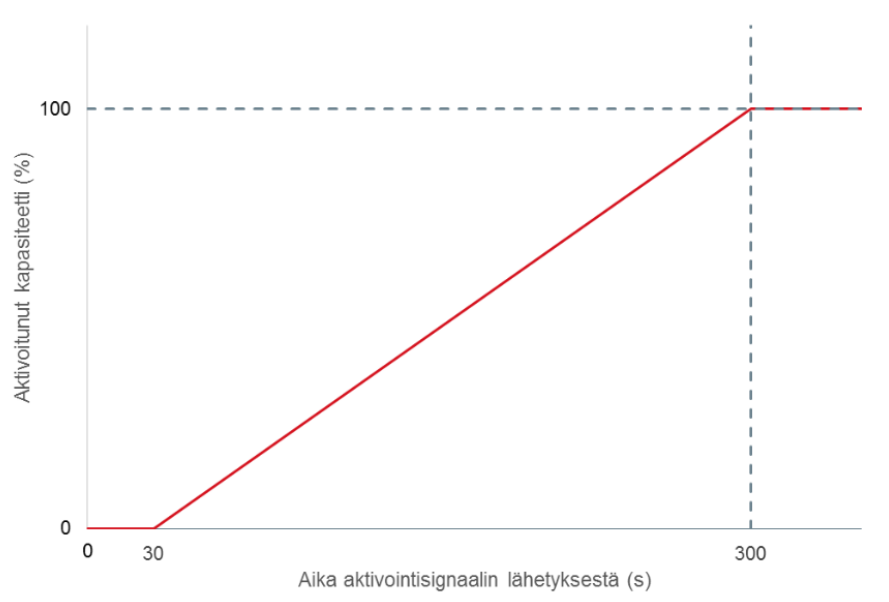
räiseen aktivointiin sekä ylös- että alassäädössä. Taajuusohjatussa häiriöreservissä vastaava mitoitusaika on 20 minuuttia. [15, 27]

Energiavaraston varauksenhallintaan voidaan tällä hetkellä hyödyntää reservikapasiteetin ulkopuolista tehoa. Reservitoimittaja itse määrittää energiavaraston reservikapasiteetin varaustason ala- ja ylärajan. Jos ala- tai yläraja saavutetaan, aktivointi keskeytetään kunnes aktivointikyky palautuu. Tulevaisuudessa rajoitettujen energiaresevien varaustilan hallintaan on tulossa erillisiä energianhallintamenetelmiä, joita tarkastellaan tarkemmin luvussa 4.2.4. [15, 27]

4.2.3 Automaattinen taajuuden palautusreservi aFRR

Fingrid hankkii automaattista taajuuden palautusreserviä ilmoitetuille tunneille aFRR-tuntimarkkinoilta. Lisäksi automaattista taajuuden palautusreserviä voidaan tällä hetkellä hankkia Pohjoismaista sekä Virossa. Tuntimarkkinoiden tarjouksen vähimmäiskoko on 1 MW. Reservikohteiden tehon ylös- ja alassäätö tarjotaan erikseen. [17]

aFRR-reservin aktivointi tapahtuu aktivointisignaalilla, jota Fingrid lähettää 10 sekunnin välein. Aktivointisignaali lähetetään protokollan ELCOM tai ICCP mukaisena. Aktivoinnin miniminopeuskäyrä on esitetty kuvassa 4.11. Aktivointi täytyy aloittaa viimeistään 30 sekuntia aktivointisignaalin lähetyksen jälkeen. Pyydetyn kapasiteetin täytyy olla täysimääräisesti aktivoituna 5 minuutin kuluessa aktivointisignaalin lähetyksestä. Aktivoituvan tehomäärä saa poiketa korkeintaan 10 % pyydetystä tehosta. [16]



Kuva 4.11. aFRR:n aktivoinnin miniminopeus. [16]

4.2.4 Tulevaisuuden muutokset

Taajuuden vakautusreservituotteiden teknisiin vaatimuksiin rajoitettujen energiareservien varaustilanhallinnasta ovat tulossa menetelmät 'normaalitilan energianhallinta' (NEM, engl. Normal state Energy Management) ja 'hälytystilan energianhallinta' (AEM, engl. Alert state Energy Management). NEM hallinnoi reservikohteen varaustilaa, jotta sen aktivointikyky säilyy. AEMin tehtävä on varmistaa reservikohteen tasainen deaktivointi. Nämä menetelmät ja niiden myötä asetettavat vaatimukset vähimmäisenergia- ja tehokapasiteetille ovat edelleen kehitysvaiheessa ja etenkin lukuarvoissa tapahtuvat muutokset ovat mahdollisia. NEMin ja AEMin toiminnan pääperiaatteet tulevat kuitenkin säilymään. [15]

FCR-N:ssä NEM voi muuttaa reservikohteen asetustehoa enintään 34 % sekä ylös- että alaspäin kuvan 4.12 mukaisesti. Kuvassa P_{set} tarkoittaa alkuperäistä tehokäyrää. FCR-D:ssä asetustehoa muutetaan tarjottua suuntaa nähden vastakkaiseen suuntaan oletuksena vähintään 20 %. Sekä FCR-N:ssä että FCR-D:ssä siirtymä täyteen NEM-tehoon tapahtuu 5 minuutin liukuvalla keskiarvolla. Asetusteho lasketaan kaavan 4.4 [15] mukaisesti

$$P_{\text{uusi}} = P_0 + k * C_{\text{FCR-X}} * \text{NEM}_{\text{uusi}}, \quad (4.4)$$

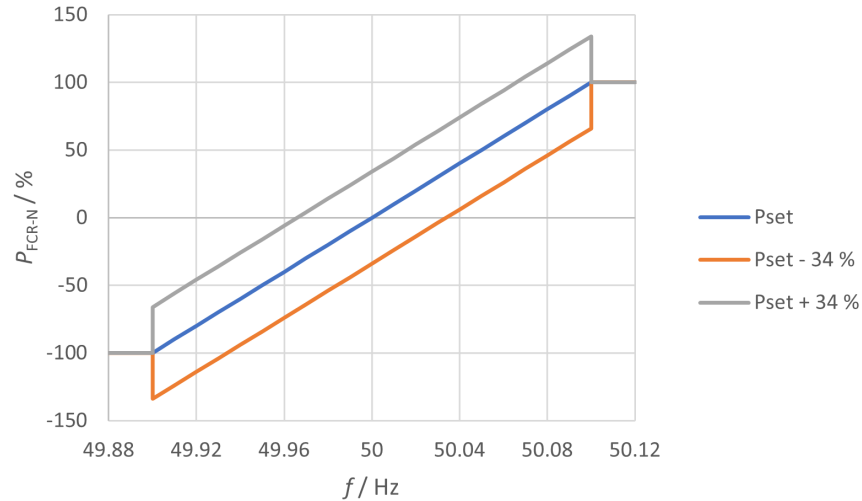
jossa P_{uusi} tarkoittaa reservikohteen uutta asetustehoa ja P_0 alkuperäistä asetustehoa. Asetustehon muutosprosenttia on merkitty termillä k ja reservimarkkinalle tarjottua kapasiteettia termillä $C_{\text{FCR-X}}$. Suure NEM_{uusi} on 5 minuutin liukuva keskiarvo 1 sekunnin näytteillä ja se lasketaan kaavan 4.5 [15] mukaisesti

$$\text{NEM}_{\text{uusi}} = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^{300} \text{NEM}_{\text{sallittu}}. \quad (4.5)$$

Kaavassa $\text{NEM}_{\text{sallittu}}$ saa arvoja ± 1 varaustilan ollessa NEMin toiminta-alueella ja taajuuden ollessa välin 49,9–50,1 Hz sisäpuolella. Muissa tilanteissa $\text{NEM}_{\text{sallittu}}$ saa arvon 0. Ylitettäessä NEMin lopetusraja, tai jos taajuus muuttuu normaalialueen ulkopuolelle, siirtymä alkuperäiseen tehoasetukseen suoritetaan myös 5 minuutin liukuvan keskiarvon avulla. [15]

Asetustehon muutoksen vaikutus riippuu alkuperäisestä tehon asetusarvosta, mutta varaustilan heikkeneminen vähintäänkin hidastuu. Tätä menetelmää voidaan tälläkin hetkellä käyttää varaustilan hallintaan. Asetustehon muutoksesta johtuen taajuudenvakautusreserviin osallistuvat rajoitetut energiareservit joutuvat varaamaan tehoa ja energiaa taulukon 4.2 mukaisesti. [15, 27]

NEMin ja AEMin käynnistykselle asetetut varaustilarajat ovat esitetty taulukossa 4.3, jossa E kuvaa reservikohteen energiamäärää, jolla reservin aktivointi voidaan suorittaa. NEMin toiminta on sallittua ainoastaan taajuuden ollessa välillä 49,9–50,1 Hz. NEM tulee



Kuva 4.12. NEM asetustehon säätö FCR-N-kapasiteetille.

Taulukko 4.2. LER kapasiteettivaatimukset. Suomennettu. [15]

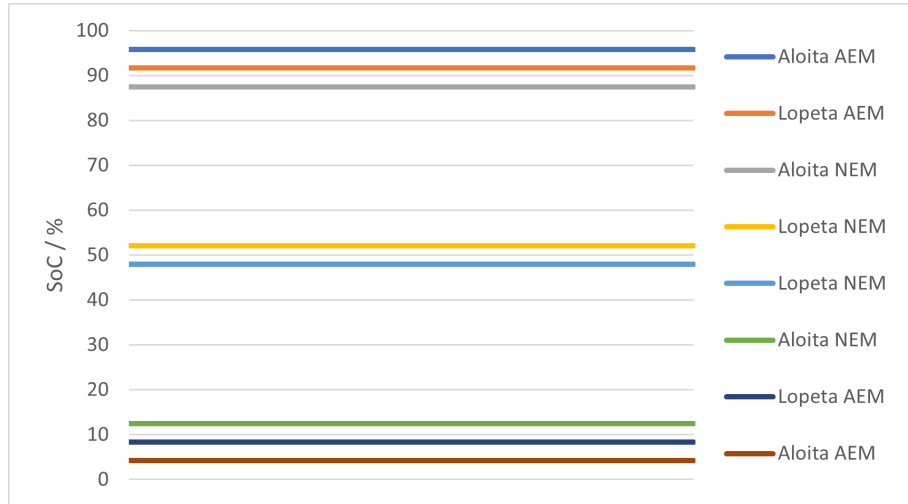
| | FCR-N | FCR-D ylössäätö | FCR-D alassäätö |
|------------------------|---------------------|---------------------------------|----------------------------------|
| Teho ylöspäin (MW) | $+1,34 * C_{FCR-N}$ | $+C_{FCR-D,ylös}$ | $+0,20 * C_{FCR-D,alas}$ |
| Teho alaspäin (MW) | $-1,34 * C_{FCR-N}$ | $-0,20 * C_{FCR-D,ylös}$ | $-C_{FCR-D,alas}$ |
| Energia ylöspäin (MWh) | $1h * C_{FCR-N}$ | $\frac{1}{3}h * C_{FCR-D,ylös}$ | 0 |
| Energia alaspäin (MWh) | $1h * C_{FCR-N}$ | 0 | $-\frac{1}{3}h * C_{FCR-D,alas}$ |

käynnistää, kun varaustila kasvaa suuremmaksi kuin 'NEM aloita, ylempi' ja sammuttaa, kun varaustila laskee alle arvon 'NEM lopeta, ylempi'. Vastaavasti NEM tulee käynnistää, kun varaustila laskee alle arvon 'NEM aloita, alempi' ja sammuttaa, kun varaustila nousee yli arvon 'NEM lopeta, alempi'. AEMin varaustilarajat toimivat vastaavasti. [15]

Taulukon 4.2 mukaisella minimienergiakapasiteetilla NEMin varaustilarajat voidaan esittää FCR-N:lle kuvan 4.13 mukaisesti. Jos rajoitetun energiareservin energiakapasiteetti

Taulukko 4.3. NEMin ja AEMin varaustilarajat. Suomennettu. [15]

| | FCR-N | FCR-D ylössäätö | FCR-D alassäätö |
|--------------------|-------------------------------------|-------------------------------|-----------------------------------|
| AEM aloita, ylempi | $1 - C_{FCR-N} * \frac{5/60}{E}$ | - | $1 - C_{FCR-D} * \frac{5/60}{E}$ |
| AEM lopeta, ylempi | $1 - C_{FCR-N} * \frac{10/60}{E}$ | - | $1 - C_{FCR-D} * \frac{10/60}{E}$ |
| NEM aloita, ylempi | $1 - C_{FCR-N} * \frac{15/60}{E}$ | - | $1 - C_{FCR-D} * \frac{20/60}{E}$ |
| NEM lopeta, ylempi | $1 - C_{FCR-N} * \frac{57,5/60}{E}$ | - | $1 - C_{FCR-D} * \frac{20/60}{E}$ |
| NEM lopeta, alempi | $C_{FCR-N} * \frac{57,5/60}{E}$ | $C_{FCR-D} * \frac{20/60}{E}$ | - |
| NEM aloita, alempi | $C_{FCR-N} * \frac{15/60}{E}$ | $C_{FCR-D} * \frac{20/60}{E}$ | - |
| AEM lopeta, alempi | $C_{FCR-N} * \frac{10/60}{E}$ | $C_{FCR-D} * \frac{10/60}{E}$ | - |
| AEM aloita, alempi | $C_{FCR-N} * \frac{5/60}{E}$ | $C_{FCR-D} * \frac{5/60}{E}$ | - |



Kuva 4.13. NEM varaustilarajat minimienergiakapasiteetilla FCR-N-reserville.

on minimikapasiteettia suurempi, NEMin lopetusrajoja täytyy muokata siten, että nimellinen varaustila voidaan NEMillä palauttaa. [15]

Jos reservikohteen varaus on lähellä täyttä tyhjentymistä pitkäkestoisessa taajuuspoikkeamassa normaalitilan ulkopuolella, reservikohteen täytyy siirtyä hälytystilan energianhallintaan. AEMissa referenssitaajuus, jonka avulla aktivointiteho lasketaan, muuttuu. Tällöin aktivointiteho lasketaan kaavan 4.6 [15] mukaisesti

$$P_{\text{FCR-X}}(t) = C_{\text{FCR-X}} * \Delta f(t) = C_{\text{FCR-X}} * (f_{\text{ref}} - f(t)), \quad (4.6)$$

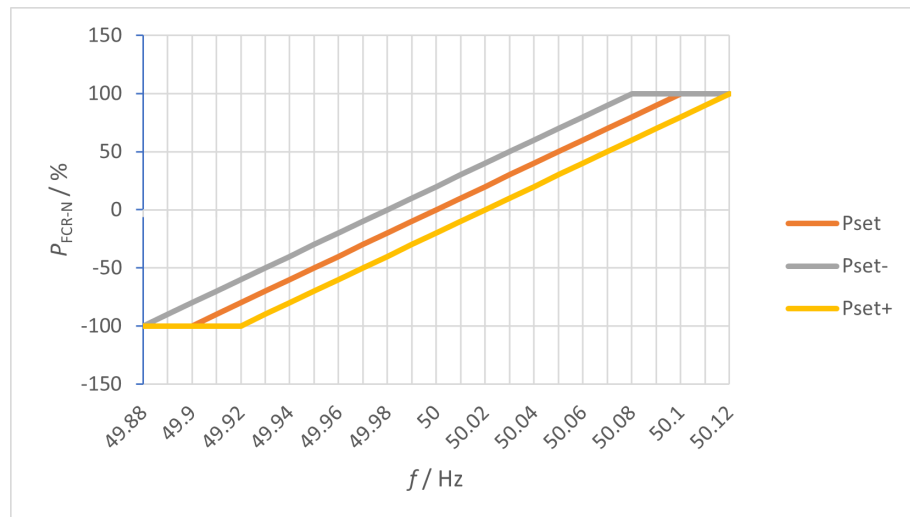
jossa $P_{\text{FCR-X}}(t)$ tarkoittaa sen hetkistä aktivointitehoa. Referenssitaajuus f_{ref} lasketaan taajuuden 5 minuutin liukuvana keskiarvona 1 sekunnin resoluutiolla kaavan 4.7 [15] mukaisesti

$$f_{\text{ref}} = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^{300} f_{\text{AEM}}. \quad (4.7)$$

Tehokäyrä siis siirtyy vaakasuunnassa referenssitaajuuden muutoksen verran. Tätä on havainnollistettu kuvan 4.14 esimerkissä. Kuvassa P_{set} tarkoittaa alkuperäistä tehokäyrää ja $P_{\text{set-}}$ ja $P_{\text{set+}}$ referenssitaajuuden muutoksista johtuvia uusia tehokäyriä. Kuvan esimerkissä referenssitaajuuden muutokset ovat $\pm 0,02$ Hz. Jos muutokset ovat pysyviä, siirtyy tehokäyrä kuvassa esitettyihin sijainteihin liukuvan keskiarvon avulla laskettuna 5 minuutin kuluessa. Tällä tavoin taajuuspoikkeamassa aktivointiteho saadaan tasaisesti deaktivoitua. [15]

4.3 Toimintatilojen yhdistäminen

Energianhallinnan, reservimarkkinoille osallistumisen ja akkuenergiavarastolla tehtävän sähkön laatukorjauksen yhdistämisessä on muutamia haasteita. Kaikkien toimintatilojen



Kuva 4.14. AEM asetustehon säätö FCR-N-kapasiteetille.

summatehot saattavat ylittää akkuenergiavaraston nimellistehon. Tällöin eri menetelmiä joudutaan priorisoimaan ja tehoa skaalaamaan, jotta nimellisteho ei ylitä. Osallistuttaessa reservimarkkinoille täytyy reservikäyttöön allokoida tietty määrä tehoa ja energiaa. Tämä rajoittaa tarjotun kapasiteetin osallistamista muuhun energianhallintaan silloinkin, kun reservikapasiteetti ei ole aktivoituna. Lisäksi akkuenergiavaraston varaustilasta täytyy pysyä huolehtimaan. [15, 27]

Jos eri toimintatilojen algoritmien yhteenlaskettu teho ylittää akkuenergiavaraston nimellistehon täytyy joko pätö- tai loistehokomponenttia skaalata alaspäin. Periaatteessa jokaiselle toimintatilalle voitaisiin allokoida tietty määrä tehoa, mutta tällöin akkuenergiavaraston tehoa ei käytetä maksimaalisesti. Se kumpaa tehokomponenttia skaalataan, riippuu akkuenergiavaraston toimintatiloista. Tehtävät voidaan jakaa prioriteetin mukaan järjestelmätekniisten vaatimusten toteuttamiseen, verkonhaltijan mikroverkolle asettamien rajoitusten toteutumisen varmistamiseen sekä taloudelliseen optimointiin.

Korkeimman prioriteetin toimintatiloja ovat sähkövarastojen järjestelmätekniisissä vaatimuksissa asetetut toimintatilat pätö- ja loistehon säädölle. Näitä toimintatiloja ovat muun muassa taajuussäädön ylitaajuustoimintatila (sähkövarastotyytit A–D) sekä taajuussäädön alitaajuustoimintatila ja vakiojännitesäätö (tyypit C ja D). Koska tehoa täytyy näissä toimintatiloissa säätää tietyn stadiikan mukaisesti, jäädyttää näiden toimintatilojen aktivointuminen käytännössä muun pätö- tai loistehon säädön. Ylitaajuustoimintatilassa akkuenergiavaraston pätötehon tuotantoa pienennetään taajuuden funktiona tarvittaessa kulu-tilan mitoitustehoon asti. Alitaajuustoimintatilassa akkuenergiavaraston ollessa kulu-tilassa pätötehon kulutusta pienennetään tarvittaessa siihen asti, että akkuenergiavaraston pätöteho on 0. [26]

Myöskään verkonhaltijan mikroverkolle asetettamia rajoituksia ei saa rikkoa. Rajoittavia asioita voivat olla esimerkiksi liittymäkoko ja lisäloistehokapasiteettivaatimus, jos se to-

teutetaan akkuenergiavarastolla. Myös sähkön laadussa saattaa olla verkonhaltijan asettamia rajoituksia esimerkiksi harmonisten yliaaltojen osalta. Nämä rajoitukset ovat kuitenkin pidemmän aikavälin arvoja kuten THD, joten hetkellisestä skaalauksesta ei aiheutuisi rajoitusrikkomusta. Kakkosprioriteetin toimintatiloja ovat siis verkonhaltijan tarkoista rajoituksista huolehtivat menetelmät, kuten huipputehon leikkaus. [26]

Tämän jälkeen priorisointia voidaan suorittaa taloudellisin perustein, jossa arvioidaan kaikkien muiden energianhallintamenetelmien rajoittamisen kustannusta. Yhdistettävässä reservimarkkinoille osallistumista muuhun energianhallintaan kannattaa reservikohteen aktivointikyvyn säilyminen varmistaa, koska toimittamatta jääneestä reservikapasiteetista joutuu maksamaan korvauksia. Fingrid maksaa vain ylläpidetyn reservikapasiteetin todennetusta määrästä. Toteutumattomasta määrästä joutuu maksamaan korvausta 100 % vuosi- tai tuntimarkkinahinnasta. Sama periaate koskee myös osallistumista FFR-markkinoille. Normaaliolosuhteissa reservimarkkinoille osallistumisen suhteen ongelmallisia toimintatiloja ovat erityisesti huipputehon leikkaus tai pätötehon muutosnopeuden hallinta, joissa tarvittavat tehomäärät voivat olla suuria. Reservimarkkinoille tarjottava kapasiteetti kannattanee siis mitoittaa siten, että huipputehon leikkausta tai pätötehon muutosnopeuden hallintaa pystytään toteuttamaan, jos sellainen on välttämätöntä. Se mitä suuretta kannattaa lopulta skaalata nimellistehon ylittyessä, riippuu sen toimintatilan tehotyypistä, jonka rajoittamisesta aiheutuu pienin kustannus. Reservimarkkinoille osallistuttaessa skaalattava suure on käytännössä aina loisteho. [18, 19]

Varaustilan hallinnassa ongelmallista on epäsymmetrinen tehonsäätö. Tulevaisuudessa taajuuden vakautusreserveissa FCR-N ja FCR-D rajoitetun energiareservin varaustilasta huolehtii luvussa 4.2.4 kuvatus mukaisesti NEM. Tämä häiritsee muuta energianhallintaa. Periaatteessa tarjottava reservikapasiteetti voitaisiin jättää pienemmäksi, jotta varausväli jolla reservikapasiteetti voidaan aktivoida, suurenee. Tällöin NEMin aloitusrajat eivät rikkoudu niin helposti epäsymmetrisessä tehonsäädössä. Toisaalta tämä pienentää reservimarkkinoille osallistumisesta saatavaa tuottoa. Jos taas reservimarkkinoille tarjottava kapasiteetti halutaan pitää mahdollisimman suurena, ei akkuenergiavarastolla voida tällöin toteuttaa samanaikaisesti esimerkiksi pitkäaikaista huipunsiirtoa. Sen sijaan varaustilan hallinnan kannalta reservimarkkinoille osallistuminen voitaisiin yhdistää esimerkiksi harmonisten yliaaltojen kompensointiin, huipputehon leikkaukseen tai pätötehon muutosnopeuden hallintaan. Joka tapauksessa akkuenergiavaraston varaustilasta kannattanee tällöinkin huolehtia jo ennen joutumista NEM-alueelle. [15]

Yhdistettäviä toimintatiloja on havainnollistettu taulukossa 4.4. Termillä 'laatukorjaus' tarkoitetaan kaikkia luvussa 3 mainittuja sähkön laadun korjausmenetelmiä. Kuormanohjaus voidaan yhdistää kaikkiin muihin toimintatiloihin. Reservimarkkinoille osallistuttaessa kuormanohjauksessa täytyy ottaa huomioon, että akkuenergiavaraston optimaalinen varaustila ei välttämättä ole 100 %. Lisäksi täytyy varmistaa, että reserville tarjottua tehokapasiteettia ei käytetä. Aikaisemmin mainittujen syiden takia reservimarkkinoille ei voida

osallistua yhtäaikaisesti huipputehon leikkauksen, huipunsiirron ja pätötehon muutosnopeuden hallinnan kanssa, jos reserville tarjottava kapasiteetti halutaan pitää kohtuullisen suurena. Pätötehon muutosnopeuden hallinta -algoritmin täytyy kytkeytyä pois päältä liittymätehorajan ylittyessä, koska huipputehon leikkaus -algoritmi huolehtii siitä liittymätehorajan yläpuolella. Sähkön laadun korjausta voidaan suorittaa yhtäaikaisesti jännitteen säädön kanssa lukuunottamatta loistehon kompensointia.

Taulukko 4.4. Yhdistettävät toimintatilat

| | Kuormanohjaus | Huipputehon leikkaus | Huipunsiirto | Pätötehon muutosnopeus | Reservimarkkinat | Laatukorjaus | Jännitteen säätö |
|------------------------|---------------|----------------------|--------------|------------------------|------------------|--------------|------------------|
| Kuormanohjaus | x | x | x | x | x | x | x |
| Huipputehon leikkaus | x | x | x | x | | x | x |
| Huipunsiirto | x | x | x | x | | x | x |
| Pätötehon muutosnopeus | x | x | x | x | | x | x |
| Reservimarkkinat | x | | | | x | x | x |
| Laatukorjaus | x | x | x | x | x | x | x |
| Jännitteen säätö | x | x | x | x | x | x | x |

5. KOMMUNIKAATIO

Tässä luvussa tarkastellaan periaatteellisella tasolla mikroverkossa käytettävien kommunikaatiomenetelmien toimintaa ja kommunikaation toteutusta mikroverkossa. Kommunikaatiomenetelmistä tarkimmin tarkastellaan standardiin IEC 61850 perustuvaa kommunikaatiota. Muita tarkasteltavia menetelmiä ovat Modbus, DNP3 (engl. Distributed Network Protocol 3) ja kommunikaatiostandardi IEC 60870-5.

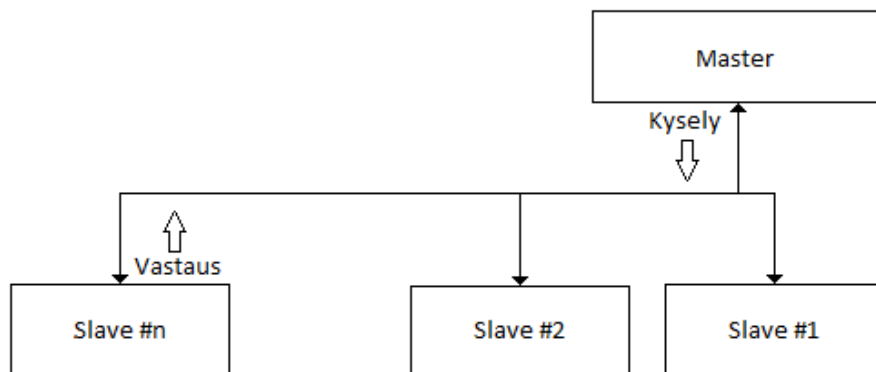
Mikroverkon laitteiden välistä kommunikaatiota voidaan kuvata yksinkertaistetusti OSI-mallin (engl. Open Systems Interconnection) tasojen avulla, jotka ovat esitetty kuvassa 5.1. Viestit lähetetään lähettävän laitteen applikaatiotasolta vastaanottavan laitteen applikaatiotasolle kiertäen jokaisen OSI-tason kautta. Applikaatiotasolta lähtenyttä viestiä kapseloidaan jokaisella OSI-tasolla, kunnes fyysisellä tasolla digitaalinen informaatio siirretään analogisena tai digitaalisena signaalina vastaanottajalle. Vastaanottaja purkaa viestiä vastaavasti, jotta informaatio saavuttaa vastaanottajan applikaatiotason. [32, 50]



Kuva 5.1. OSI-malli. Suomennettu. [32]

Eri OSI-tasojen tehtävistä vastaavat erilaiset protokollat tai tekniset ratkaisut. Protokollat voivat vastata pelkästään yhden tason tehtävästä tai ne voivat yhdistää monta OSI-tasoa. Useita OSI-tasoja yhdistäviä protokollia kutsutaan protokollapinoiksi. Tässä luvussa käsiteltävien kommunikaatiomenetelmien yhteydessä esiintyviä yleisiä protokollia ja tekniikoita ovat TCP (engl. Transmission Control Protocol), IP (engl. Internet Protocol), MMS (engl. Manufacturing Message Specification) ja Ethernet. OSI-mallin avulla kuvattuna TCP on kuljetustason protokolla ja IP verkkotason protokolla. MMS on protokollapino, joka yhdistää kaikki OSI-tasot. MMS-protokollapinoon sisältyvät muun muassa edellämainitut TCP- ja IP-protokollat. Ethernet-lähiverkkotekniikka yhdistää sekä datayhteystason että fyysisen tason. [32, 50]

Kommunikaation rakennetta voidaan kuvata erilaisten kommunikaatiotopologioiden avulla. Yleinen tämän luvun kommunikaatiomenetelmissä käytetty kommunikaatiotopologia on master–slave, jota on havainnollistettu kuvassa 5.2. Master aloittaa kommunikaation lähettämällä viestin Slavelle, esimerkiksi tietopyynnön tai asetusmuutoksen, johon Slave lähettää vastauksen. Master–slave-topologiassa Slave ei voi aloittaa kommunikaatiota. [10]

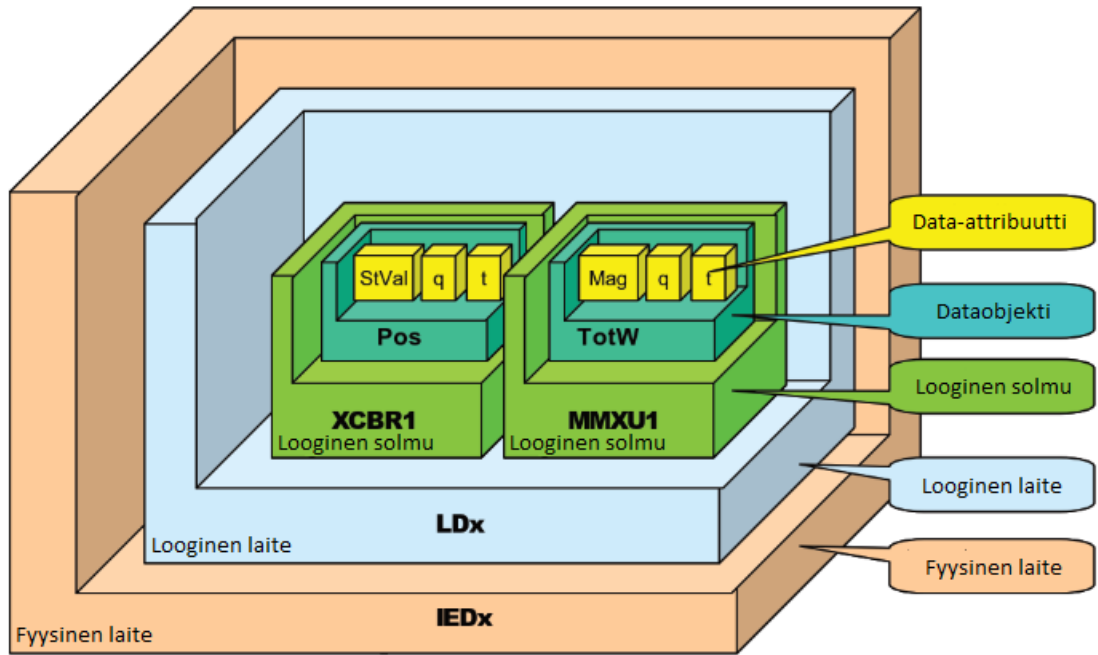


Kuva 5.2. Master–slave-kommunikaatiotopologia. Piirretty ja suomennettu mukailen lähdeä [10].

5.1 IEC 61850

IEC 61850 -standardi kehitettiin alun perin sähköasemien kommunikaatiomenetelmäksi, mutta sen käyttö on sittemmin levinnyt myös muihin sovelluksiin. Standardi määrittelee älykkäille toimilaitteille (IED, engl. Intelligent Electronic Device) virtuaalisen datamallin ja eri kommunikaatiotapoja. Virtuaalisen datamallin ja määriteltyjen kommunikaatiotapojen avulla eri IED:iden toiminnot ja parametrit ovat helpommin saavutettavissa. [10, 50]

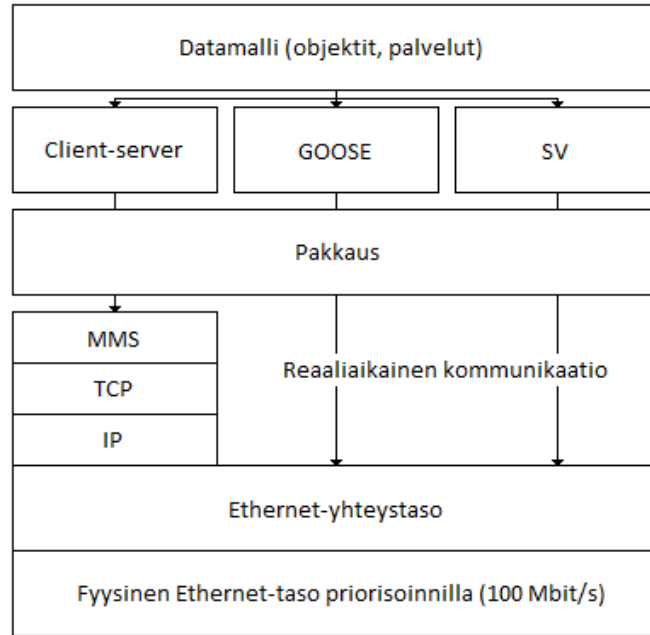
Standardin virtuaalinen datamalli on esitetty kuvassa 5.3. Jokainen IED voi koostua yhdestä tai useammasta loogisesta laitteesta (LD, engl. Logical Device). Vastaavasti jokainen looginen laite voi koostua yhdestä tai useammasta loogisesta solmusta (LN, engl. Lo-



Kuva 5.3. IEC 61850 -standardin virtuaalinen datamalli. Suomennettu. [68, IEC/TR 61850-1 mukaan]

gical Node). Loogisten solmujen nimeäminen on määritetty standardissa tarkasti tehtävän perusteella. Kuvassa esiintyvät loogiset solmut ovat katkaisija 'XCBR1' ja 3-vaihemittaus 'MMXU1'. Nimi määräytyy solmun tyyppin, käyttötarkoituksen ja fyysisen sijainnin perusteella. Esimerkiksi nimessä 'XCBR1' 'X' tarkoittaa kytkinlaitetta, 'CBR' katkaisijaa (engl. Circuit Breaker) ja '1' lähdön numeroa. Loogiset solmut pitävät sisällään erilaisia dataobjekteja. Dataobjektit ovat joko solmuun liittyviä tietoja, asetuksia tai solmun ohjaukskäskyjä. Erityyppiset dataobjektit ovat määritetty yleisissä dataluokissa (CDC, engl. Common Data Class). CDC kuvaa, mitä data-attribuutteja eri dataluokkiin kuuluvien dataobjektien täytyy pitää sisällään. Esimerkkejä yleisistä data-attribuuteista ovat 'StVal', 'q' ja 't'. 'StVal' tarkoittaa dataobjektin arvoa, 'q' arvon laatua ja 't' aikaleimaa. Koko järjestelmäkonfiguraatio on pystyttävä esittämään sähköasemakonfiguraatiokielellä (SCL, engl. Substation Configuration Language), jonka avulla myös eri valmistajien IED:t pääsevät toisten IED:iden toimintoihin ja parametreihin käsiksi. [10, 50, 68]

Standardin kommunikaatiotapojen toimintaa on havainnollistettu kuvassa 5.4. Standardin omia kommunikaatiotapoja ovat GOOSE (engl. Generic Object Oriented Substation Event) ja SV (engl. Sampled Values). GOOSEa käytetään esimerkiksi suojaireiden ja sähköasemalaitteiden välisten käskyjen lähetykseen. SV:tä käytetään mitattujen analogisten signaalien, esimerkiksi taajuus-, jännite- ja virta-arvojen, lähettämiseen digitaalisena. Näitä signaaleja voidaan jakaa mitta-anturin ja vastaanottavan IED:n lisäksi muiden IED:iden välillä. GOOSE ja SV ovat yhteydessä suoraan Ethernet-yhteystasoon tarvittavan nopeuden saavuttamiseksi. IED:t voivat lisäksi lähettää viestejä keskenään client-



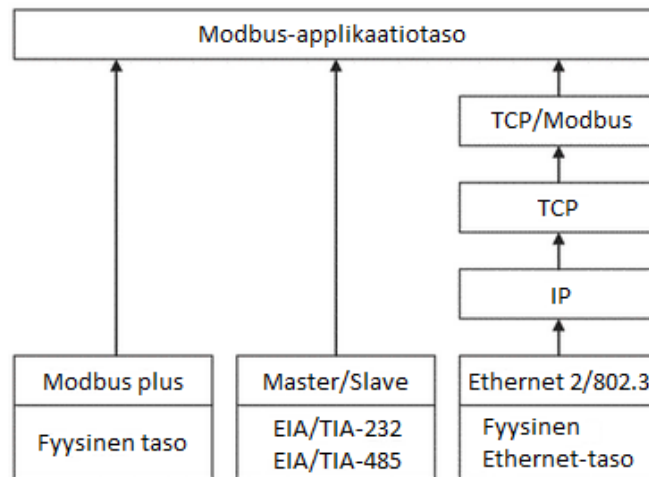
Kuva 5.4. IEC 61850 -standardin kommunikaatiotavat. Piirretty ja suomennettu mukailen lähdeä [10].

server-kommunikaatiotopologian mukaisesti, jolloin kommunikaatioon käytettävä protokollapino on MMS. MMS:ää voidaan mikroverkossa käyttää esimerkiksi teho-ohjeiden antamiseen ESS:lle. Client-server-kommunikaatio vastaa master-slave-kommunikaatiota pienin vivahde-eroin ja niitä käytetään kirjallisuudessa usein synonyymeinä. Erityyppisiä viestejä voidaan priorisoida Ethernet-tasossa viestin käyttötarkoituksen perusteella. [10, 50, 68]

5.2 Modbus, DNP3 ja IEC 60870-5

Kommunikaatiomenetelmä Modbus kehitettiin alun perin sarjakommunikaatioprotokollaksi ohjelmoitaville logiikkaohjaimille (PLC, engl. Programmable Logic Controller). Modbusia on käytetty esimerkiksi antureissa, mittareissa, suuntaajissa ja teollisuuslaitteistoissa. Sarjakommunikaatiossa käytettävä kommunikaatiotopologia on master-slave, jota on havainnollistettu aiemmin kuvassa 5.2. [10]

Sarjakommunikaation rinnalle on kehitetty menetelmä 'Modbus TCP' kommunikaation toteuttamiseksi lähiverkkoyhteyden tai internetin kautta sekä useamman masterin menetelmä 'Modbus plus'. Menetelmien toimintaa on havainnollistettu kuvassa 5.5. Modbus plus ja alkuperäinen Modbus ovat yhteydessä suoraan datayhteystasolta applikaatiotasolle. EIA/TIA-232 ja EIA/TIA-485 ovat fyysisen tason sarjakommunikaatiostandardeja. Modbus TCP muuttaa alkuperäisen viestin TCP-protokollaan sopivaksi, josta se voidaan IP:n ja Ethernetin kautta lähettää vastaanottajalle. [50, 58]



Kuva 5.5. Modbus-kommunikaatiomenetelmän kommunikointitavat. Suomennettu muokailleen. [50]

Modbus käsittelee kaikkia parametrejä ja komentoja erilaisina rekisterimerkintöinä. Rekisterimerkintöjen tyyppi ja maksimirekisterimäärä määritellään protokollassa, mutta laitteen valmistaja päättää mitä rekisteriä laite mihinkin käyttää. Modbus ei toimita aikaleimaa lähetettyjen arvojen yhteydessä. [10]

Muita mikroverkon kommunikaatioon käytettäviä kommunikaatiomenetelmiä ovat esimerkiksi DNP3 ja standardi IEC 60870-5. Ne kehitettiin alun perin käytönvalvontajärjestelmiä (SCADA, engl. Supervisory Control And Data Acquisition) varten, mutta niiden käyttö on laajennut myös muihin sovelluksiin. Vaikka menetelmät eivät olekaan keskenään yhteensopivia, niillä on paljon samankaltaisia ominaisuuksia. Menetelmät käyttävät Modbusin tavoin master–slave-kommunikaatiotopologiaa. Modbusista poiketen menetelmissä Slaveset voivat lähettää viestejä Masterin pyytämättä. Lähetettyihin viesteihin voidaan myös sisällyttää aikaleima ja laatuarvo. Lisäksi menetelmät määrittelevät laitteissa käytettävät dataryhmät ja -luokat. [10]

5.3 Toteutus mikroverkossa

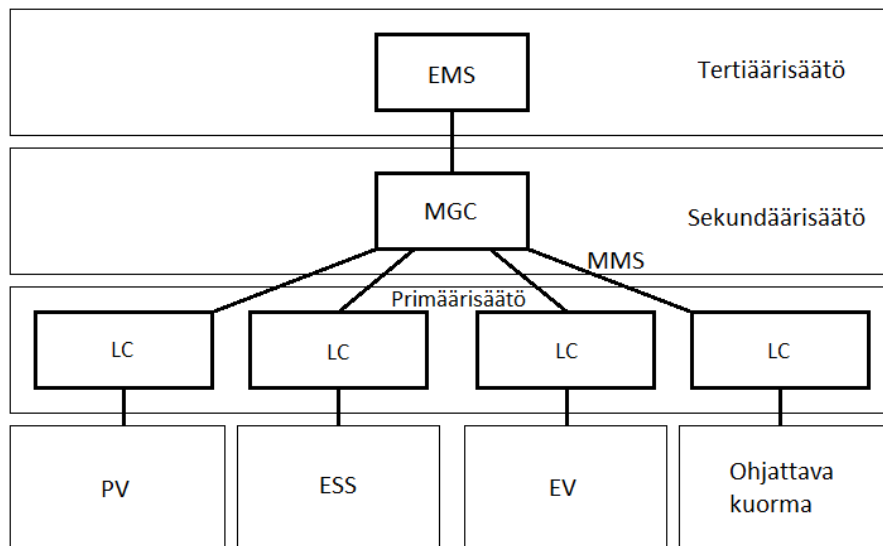
Mikroverkon kommunikaation todellinen toteutus on aina tilannekohtainen ja käytettävät kommunikaatiotopologiat ja -menetelmät riippuvat siitä, millaiseen kommunikaatioon mikroverkon resurssit kykenevät. Seuraavaksi kuvataan, miten kommunikaatio voitaisiin mikroverkossa toteuttaa ja millaisia eri parametreja mikroverkon tiedonvälityksessä tarvitaan.

Mikroverkon kommunikaation toteutus vastaa mikroverkon ohjausjärjestelmän rakennetta, joka voi olla keskitetty, hajautettu tai jonkinlainen näiden järjestelmien yhdistelmä. Keskitetyssä järjestelmässä päätökset jokaisen resurssin toiminnasta tehdään esimerkiksi SCADAssa, ja paikalliset säätimet toimivat ulkoisen teho-ohjeen mukaisesti. Hajautetussa järjestelmässä paikalliset säätimet huolehtivat itse resurssien säädöstä ennalta valitun

toimintatilan mukaisesti. Jos hajautetussa järjestelmässä halutaan suorittaa koordinoitua energianhallintaa, vaaditaan resurssien välistä kommunikaatiota. Ilman kommunikaatiota useimmat resurssit eivät voi suorittaa samaa energianhallinnan toimintatilaa luotettavasti, koska ne eivät tiedä toisen resurssin tehoa. [50]

Keskitetyn ja hajautetun järjestelmän yhdistelmässä osa mikroverkon tehtävistä jätetään paikallisille säätimille. Esimerkki tällaisesta tehtävästä voisi olla akkuenergiajärjestelmällä tehtävä sähkön laadun korjaus. Hajauttamalla yksittäisen resurssin tekemiä tehtäviä saadaan vähennettyä tarvittavia kommunikaatioyhteyksiä ja vähennettyä kommunikaatiosta johtuvaa säädön latenssia. Tällöin eri toimintatilojen tehot täytyy joko allokoida EMS:llä tai tarvittaessa skaalata paikallisen säätimen toimesta, ettei resurssin nimellistehoa ylitetä. Tällainen hajauttaminen vaatii mittaustiedon lähettämistä suoraan kyseiselle resurssille.

Mikroverkon kommunikaatio voidaan toteuttaa hierarkisesti luvussa 2.2 kuvatun mukaisesti. Hierarkista kommunikaatiojärjestelmää on havainnollistettu kuvassa 5.6. Kuvassa LC tarkoittaa resurssin paikallista säädintä (engl. Local Controller) ja PV aurinkovoimalaa (engl. Photovoltaic). Tertiääritason säätäjänä toimii EMS, joka lähettää optimoidut teho-ohjeet MGC:lle. MGC välittää omien tarkastelujensa jälkeen teho-ohjeet resurssien omille paikallisille säätimille. Osa EMS:n toimintatiloista voidaan toteuttaa pilvipalvelun kautta, kun taas osa täytyy toteuttaa samaan fyysiseen ohjaimeen yhdessä MGC:n kanssa. Tällaisia toimintatiloja ovat esimerkiksi huipputehon leikkaus ja pätötehon muutosnopeuden hallinta. Sen sijaan pilvipalveluna toteutettavia palveluja voivat olla kaupankäynti reservimarkkinoilla sekä kuormanohjaus.



Kuva 5.6. Mikroverkon kommunikaation hierarkinen toteutus. Kuva piirretty mukailien lähdeä [50].

Ohjattavista mikroverkon resursseista käytetään nyt kirjallisuudessa hajautetuille energiaresursseille usein käytettyä lyhennettä DER (engl. Distributed Energy Resource). MGC:n

ja DERien välinen kommunikaatio voidaan toteuttaa esimerkiksi fyysisenä Ethernet-yhteytenä menetelmien Modbus, DNP3, IEC 60870-5 tai IEC 61850 mukaisesti. Jos käytettävä kommunikaatiomenetelmä on IEC 61850, MGC:n ja DERien välinen kommunikaatioprotokolla on MMS. Edeltävän kuvauksen mukaisena kommunikaatiotopologiana voi toimia esimerkiksi master-slave. Masterina toimisivat tässä tapauksessa EMS ja MGC ja Slaveina mikroverkon resurssit.

Lähetettäviä parametreja ja kommunikaation aikataulutusta on esitelty taulukossa 5.1. Esimerkiksi kerran päivässä EMS lähettää MGC:lle seuraavan päivän resurssien aikataulutuksen ja alustavan tehon. Kerran tunnissa EMS lähettää resurssien lopulliset tehoasetukset seuraavalle tunnille. EMS pyytää kerran 15 minuutissa DEReiltä statuksen esimerkiksi varaustilalle tai polttoaineen määrälle. Jatkuvana signaalina EMS lähettää DEReille algoritmien mukaista summatehoa. Tarvittaessa EMS:n tai MGC:n on lähetettävä esimerkiksi on/off-signaaleja tietyille toimintatilalle DERien omille säätimille. Myös DERien täytyy kyetä lähettämään esimerkiksi vikasignaaleja MGC:lle/EMS:lle. Jos EMS:n ja MGC:n toimintatilojen tehonsäätöä ei kyetä toteuttamaan täysin aukottomasti, tarvitaan DEReiltä lisäksi todellinen tehotieto. Mikroverkon ollessa saarekekäytössä DEReille täytyy lisäksi lähettää ohjaustapa (PQ-, V/f vai droop-ohjaus) sekä ohjaustavan vaatimat asetusparametrit [42].

Taulukko 5.1. Lähetettävät parametrit

| | |
|--|---|
| Kerran päivässä (EMS→MGC) | Aikataulutus |
| Kerran tunnissa (EMS→MGC) | Tehoasetukset |
| Kerran 15 minuutissa (EMS/MGC→DER→EMS/MGC) | Status |
| Jatkuva (EMS/MGC→DER) | Teho-ohjeet |
| Tarvittaessa (EMS/MGC→DER) | On/off-signaalit |
| Tarvittaessa (DER→EMS/MGC) | Vikasignaalit, todellinen teho |
| Tarvittaessa (EMS/MGC→DER, saarekekäyttö) | Ohjaustapa, V-, f- ja P-, Q-referenssit sekä droop-asetus |

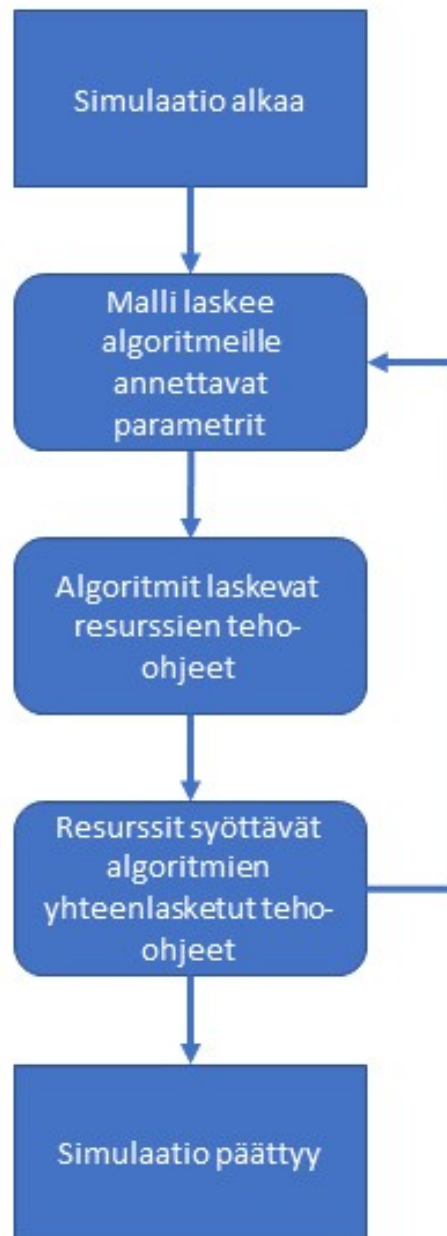
6. MALLINNUS JA SIMULOINTI

Tässä luvussa simuloidaan työn yhteydessä kehitettyjen energianhallinta-algoritmien ja sähkön laadun korjausmenetelmien toimintaa. Työn yhteydessä kehitettyjä algoritmeja ovat huipputehon leikkaus-, pätötehon muutosnopeuden hallinta- ja FCR-N-algoritmi. Algoritmit kehitettiin luvussa 4 esitelyjen teorioiden mukaisesti. Sähkön laadun korjausmenetelmät toteutettiin luvussa 3 esitellyille ilmiöille luvun teorian mukaisesti. Tätä varten kuvitteellinen mikroverkko mallinnettiin ohjelmilla Matlab Simulink (jatkossa "Simulink") ja RSCAD.

Mallinnus ja simulointi suoritetaan kahdessa eri osassa simulaatioiden poikkeavuuksien takia. Energianhallinta-algoritmien kehitys tehtiin Simulinkin avulla, koska tällöin erilaiset säätöalgoritmit voitiin toteuttaa suoraan Simulinkin funktiotyökalun avulla. Lisäksi mikroverkon resursseille voitiin algoritmien kehitysvaiheessa käyttää ideaalisia malleja. Sähkön laadun korjausmenetelmien toimintaa ja energianhallinnan yhdistämistä sähkön laadun korjaukseen simuloidaan RTDS:llä. RTDS:llä simulaatioita voidaan toteuttaa reaaliaikaisesti, jolloin mikroverkossa tapahtuvia muutoksia voidaan simuloida tarkemmin. Mallinnetut mikroverkot ja toteutetut simulaatiot ovat esitetty omissa alaluvuissaan työn rakenteen selkeyttämiseksi.

Energianhallintajärjestelmän toiminta on mallinnettu molemmissa malleissa samalla tavalla. EMS lukee myydyin FCR-N-kapasiteetin sekä ESS:n perustehon manuaalisesti syötetystä taulukosta. Perusteho edustaa ESS:n jatkuvaa tehoa, johon energianhallinta-algoritmien tulokset summautuvat. Taulukko mallintaa EMS:n päätöksentekoalgoritmin ja kuormanohjausalgoritmin edeltävänä vuorokautena resursseille asettamia ohjeita. Tämän jälkeen energianhallinta-algoritmit suorittavat laskentansa ja summatehot lähetetään resursseille. EMS tarvitsee toimintaansa varten useita parametreja. Näitä ovat liittymispisteen teho, PV:n teho, sähköautojen latausaseman teho, ESS:n varaustila sekä sähköverkon taajuus. Sähköautojen latausasemasta käytetään jatkossa lyhennettä EVCS (engl. Electric Vehicle Charging Station). Taulukosta 5.1 esiteltynä simulaatioissa EMS:lle lähetettäviä tai EMS:n lähettämiä parametreja ovat siis resurssien tehoasetukset, status, teho-ohjeet sekä todellinen teho. Varsinaista luvun 5 mukaista kommunikaatiota ei ole kuitenkaan EMS:n ja resurssien välille toteutettu.

Simulaatioiden yleinen kulku on esitetty kuvassa 6.1. Simulaation alussa ohjelmistot las-



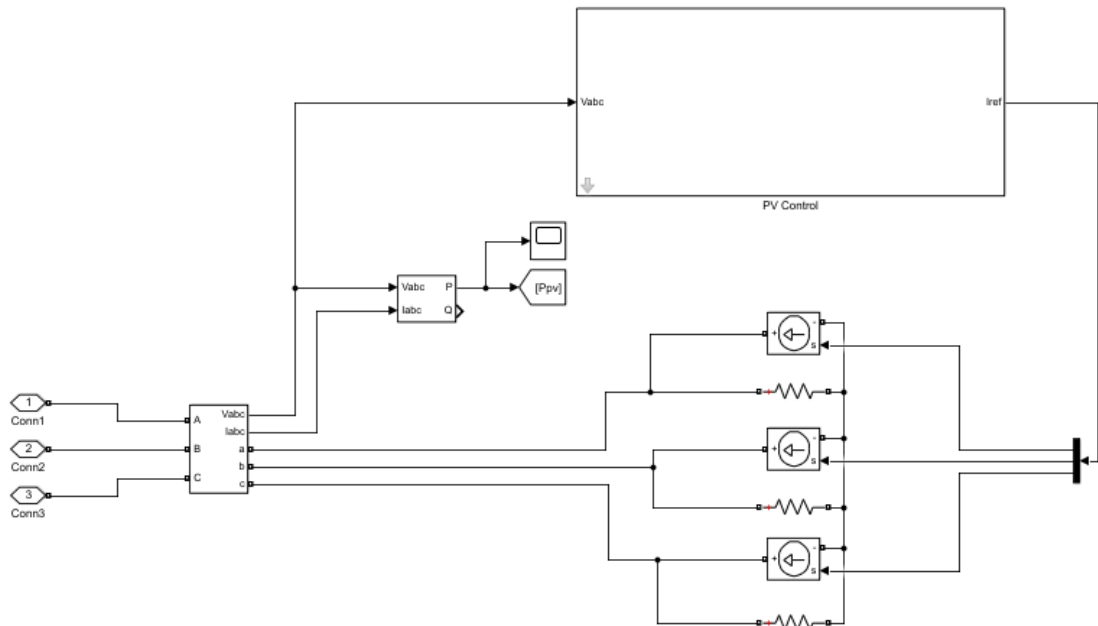
Kuva 6.1. Simulaatioiden yleinen kulku.

kevat resurssien syöttämien tehojen lähtöarvot. Tämän jälkeen malli laskee algoritmeille annettavat parametrit ja algoritmit laskevat resurssien teho-ohjeet. Resurssit syöttävät algoritmien yhteenlasketut teho-ohjeet seuraavalla aika-askeleella. Prosessia toistetaan niin kauan, kunnes simulaatio päättyy.

6.1 Matlab Simulink -malli

Mallinnettu verkko on ideaalinen säteittäinen keskijänniteverkko, jonka pääjännite on 20 kV ja taajuus 50 Hz. Liittymispistettä jakeluverkkoon mallintaa jäykkä jännitelähde. Liittymispisteestä mitattuja arvoja ovat jännite ja virta, joiden avulla lasketaan liittymispisteen teho ja sähköverkon taajuus. Mallinnettuja resursseja ovat PV, ESS, EVCS, päälle- ja poiskytkettävä kuorma sekä passiivinen kuorma. Kaikki resurssit ovat mallinnettu ideaalisesti, eikä niille tästä syystä ole mallinnettu omia 20/0,4 kV -muuntajia. Resursseista EMS pystyy hallitsemaan ESS:ää, EVCS:ää sekä päälle- ja poiskytkettävää kuormaa. Resurssien tarkemmat mallit esitellään seuraavissa kappaleissa.

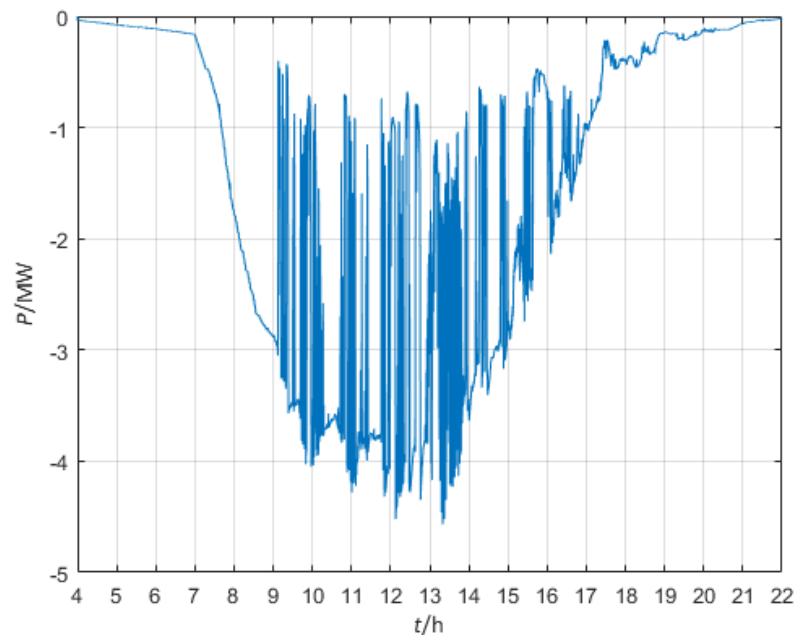
Aurinkovoimalan Simulink-malli on esitetty kuvassa 6.2. Voimala on mallinnettu kolmena ideaalisena virtalähteenä. Virtalähteiden referenssivirta lasketaan käytetyn tehokäyrän sekä mitattujen jännitteiden amplitudien ja vaihekulmien avulla. Mitattujen jännitteiden ja virtojen avulla lasketaan aurinkovoimalan teho, joka lähetetään EMS:lle. Simulink edellyttää, että ideaalisen virtalähteen rinnalle on kytkettävä suuren resistanssin omaava vastus.



Kuva 6.2. Aurinkovoimalan Simulink-malli.

Aurinkovoimalan tehokäyränä käytettiin Tampereen yliopiston tutkimusvoimalan 23 pa-

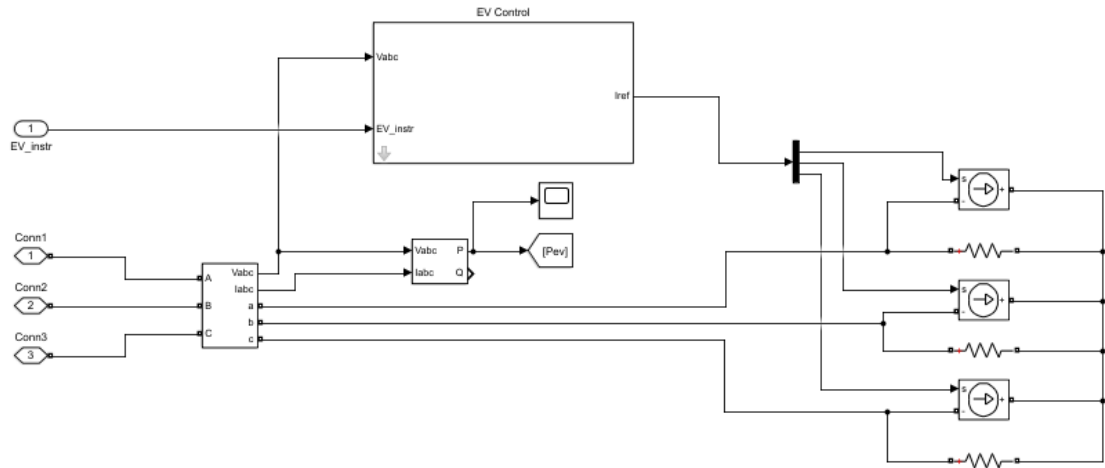
neelin sarjaankytkennän tehomittauksia yhdeltä heinäkuun päivältä aikaväliltä klo 04–22. Tehomittauksiin käytetyn paneelijonon todellinen nimellisteho on 4,37 kWp. Mitatut tehot skaalattiin mallia varten sopivammaksi kertoimella 1000. Tehokäyrä on esitetty kuvassa 6.3. Kaikkien resurssien tehokäyrien esitystapa on valittu siten, että positiivinen teho tarkoittaa kulutusta ja negatiivinen teho tuotantoa. Huomioitavaa on, että todellisuudessa MW-kokoluokan voimaloiden suhteelliset tehovaihtelut ovat pienempiä kuin pienemmillä voimaloilla [45]. Tällä ei ole kuitenkaan energianhallinta-algoritmien loogisen toiminnan kannalta merkitystä. Tutkimusvoimalan toimintaa esitellään tarkemmin lähteessä [67].



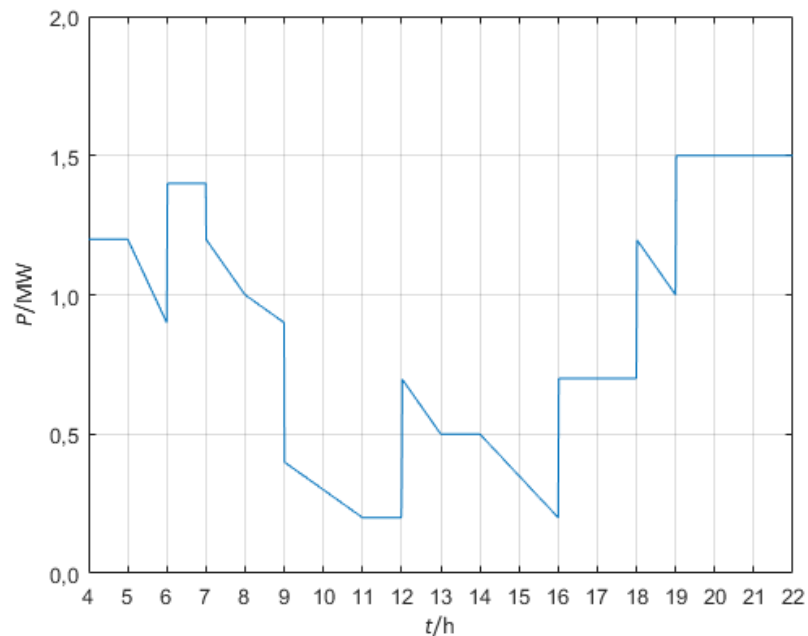
Kuva 6.3. Mallinnetun aurinkovoimalan tehokäyrä. Skaalattu 1000-kertaiseksi Tampereen yliopiston tutkimusvoimalan tehodatasta. [67]

Akkuenergiavarasto on kuvassa 6.2 esitellyn aurinkovoimalan Simulink-mallin tavoin mallinnettu 3 ideaalisena virtälähteenä. Myös virtälähteiden referenssivirratt lasketaan teho-ohjeesta samalla tavalla. Teho-ohjeen akkuenergiavarasto saa energianhallintajärjestelmältä. Teho-ohje tarkastetaan, ettei se ylitä akkuenergiavaraston nimellistehoa eikä akuston varaustila aseta teho-ohjeen toteuttamiselle estettä. Akkuenergiavaraston nimellistehona on käytetty arvoa 5 MW.

Sähköautojen latausaseman Simulink-malli on esitetty kuvassa 6.4. Malli vastaa lähes täysin aurinkovoimalan ja akkuenergiavaraston mallia, ainoastaan virtälähteen suunta on muuttunut. Latausaseman tehokäyrä on esitetty kuvassa 6.5. Tehokäyrä mallintaa usean eri latauskentän yhteenlaskettua, suurinta saatavilla olevaa tehoa. Energianhallinta-algoritmien toiminnan kannalta yksittäisten sähköautojen lataustehojen tarkempi mallinnus ei tuo lisäarvoa; tärkeämpää algoritmeissa on huomioida se, ettei latausaseman maksimitehorajan nosto välttämättä nosta latausaseman tehoa. Simulaatiossa näin tapahtuu,



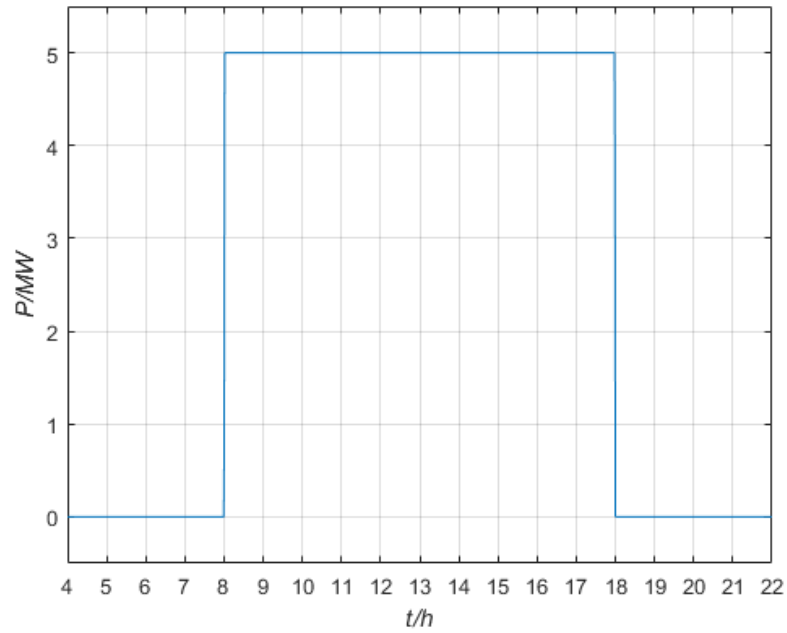
Kuva 6.4. Sähköautojen latausaseman Simulink-malli.



Kuva 6.5. Sähköautojen latausaseman tehokäyrä.

jos latausaseman maksimitehoraja on jo valmiiksi suurempi kuin latausaseman teho. Tämä johtuu todellisuudessa siitä, etteivät yksittäiset sähköautot pysty lisäämään lataustehoaan OBC:n tai BMS:n asettaman maksimitehorajan yläpuolelle. Tästä syystä latausasema lähettää mallissa energianhallintajärjestelmälle todellisen tehotiedon.

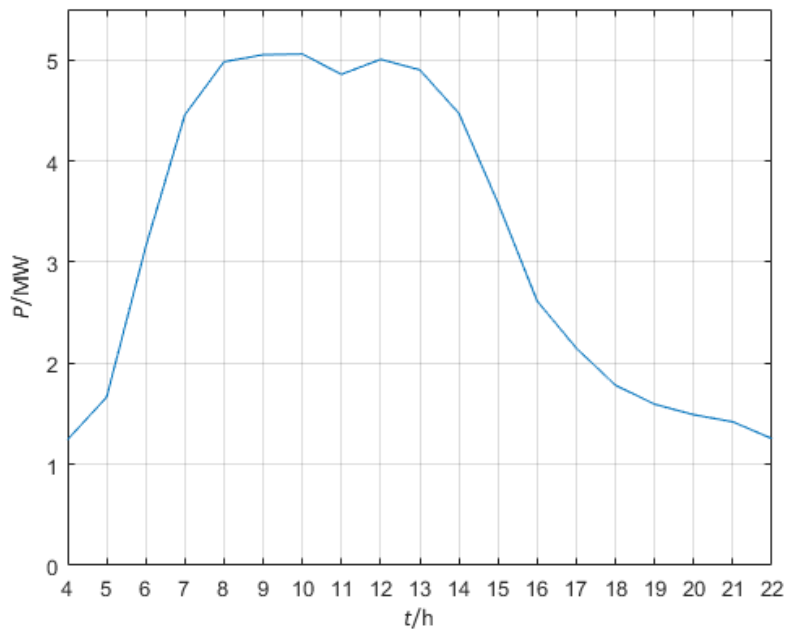
Päälle- ja poiskytkettävän kuorman sekä passiivisen kuorman Simulink-mallit ovat ideaalisia virtanieluja kuvassa 6.4 esitellyn sähköautojen latausaseman mallin tavoin. Päälle- ja poiskytkettävän kuorman tehokäyrä on esitetty kuvassa 6.6. Kuorma nostetaan käynnistyshetkellä täyteen 5 MW tehoon minuutin aikana. Kuorman teho lasketaan lopetushetkellä 0 MW tehoon vastaavasti. Kuorma voidaan erikseen kytkeä päälle tai pois energianhallintajärjestelmän lähettämän kytkentäsignaalin perusteella. Tällöin päälle- ja poiskytkentä



Kuva 6.6. Päälle- ja poiskytkettävän kuorman tehokäyrä Simulinkissä.

on välitön.

Passiivisen kuorman tehokäyrä on esitetty kuvassa 6.7. Kuorma ei ole ohjattavissa energianhallintajärjestelmän kautta. Kuorman tehokäyränä on käytetty valtakunnallisten tyyppikäyttäjämäärittelyiden tyyppikäyttäjän 11 (1-vuoro-teollisuus) kuormitusprofiilia heinäkuuiselta arkipäivältä. Tehokäyrä on skaalattu simulaatioihin sopivaksi kertoimella 23.



Kuva 6.7. Passiivisen kuorman tehokäyrä Simulinkissä.

Resurssien nimellistehot ovat koottu havainnollistamisen vuoksi taulukkoon 6.1. Sinällään resurssit kykenisivät toteuttamaan minkäläisen teho-ohjeen tahansa, koska ne ovat toteutettu ideaalisesti. Ohjattavien resurssien nimellistehoja kuitenkin hyödynnetään alaluvussa 6.2.1 esiteltävässä huipputehon leikkaus -algoritmissa. PV:n ja passiivisen kuorman nimellistehoksi on tähän taulukkoon asetettu resurssin tehokäyrän maksimiarvo.

Taulukko 6.1. Simulink-mallin resurssien nimellistehot.

| Resurssi | P_n (MW) |
|----------------------------------|------------|
| PV | 4,6 |
| ESS | 5,0 |
| EVCS | 2,5 |
| Päälle- ja poiskytkettävä kuorma | 5,0 |
| Passiivinen kuorma | 5,1 |

Huomioitava on, ettei mikroverkko tällaisenaan ole todenmukainen eivätkä resursseille asetetut nimellistehot vastaa todellisuutta. Todellisuudessa tämän kokoluokan resurssien tehokäyrissä tapahtuvat muutokset olisivat todennäköisesti pienempiä kuin aiemmin esitetyissä tehokäyrissä. Lisäksi resurssien väliset nimellistehot ovat valittu suhteellisen samansuuruisiksi. Näin on toimittu, jotta tehoissa tapahtuvia muutoksia olisi helpompi havainnoida. Nämä asiat eivät kuitenkaan vaikuta säätöalgoritmien loogiseen toimintaan.

6.2 Matlab Simulink -simulaatio

Simulink-simulaatio suoritettiin Simulinkin osoitintilassa simulointiajan nopeuttamiseksi. Osoitintilassa virta ja jännite ilmoitetaan amplitudin ja kulman perusteella. Tällöin simulaation virta- ja jännitearvot voidaan laskea algebrallisesti differentiaaliyhtälöiden sijaan. Tämä sopii jatkuvan tilan tarkasteluihin. Simulink käytti simulaation ratkaisuun menetelmää ode45. Aika-askeleena käytettiin muuttuvaa aika-askelta, jonka maksimikooksi asetettiin 0,1 sekuntia.

Seuraavissa alaluvuissa esitellään toteutettujen simulaatioiden tulokset. Kaikkien tehokuvaajien tehojen suunnat ovat valittu samalla tavoin kuin mallinnettujen resurssien tehokäyrien tapauksessa. Positiivinen teho tarkoittaa kulutusta ja negatiivinen teho tuotantoa. Koska resurssit ovat toteutettu ideaalisina virtalähteinä tai -nieluinä, ei EMS:n niille lähettämiä teho-ohjeita erikseen esitetä. Simulaatioissa esiintyvät kuormat ovat kaikissa simulaatioissa alaluvussa 6.1 esitellyn mukaiset. Tästä syystä niiden tehot esitellään tarkemmin ainoastaan alaluvun 6.2.1 tuloksissa. Muissa simulaatioissa esitellään ainoastaan simulaation kannalta oleelliset tehokuvaajat. EMS:n ja resurssien välillä lähetettävälle parametreille ei ole asetettu viivettä.

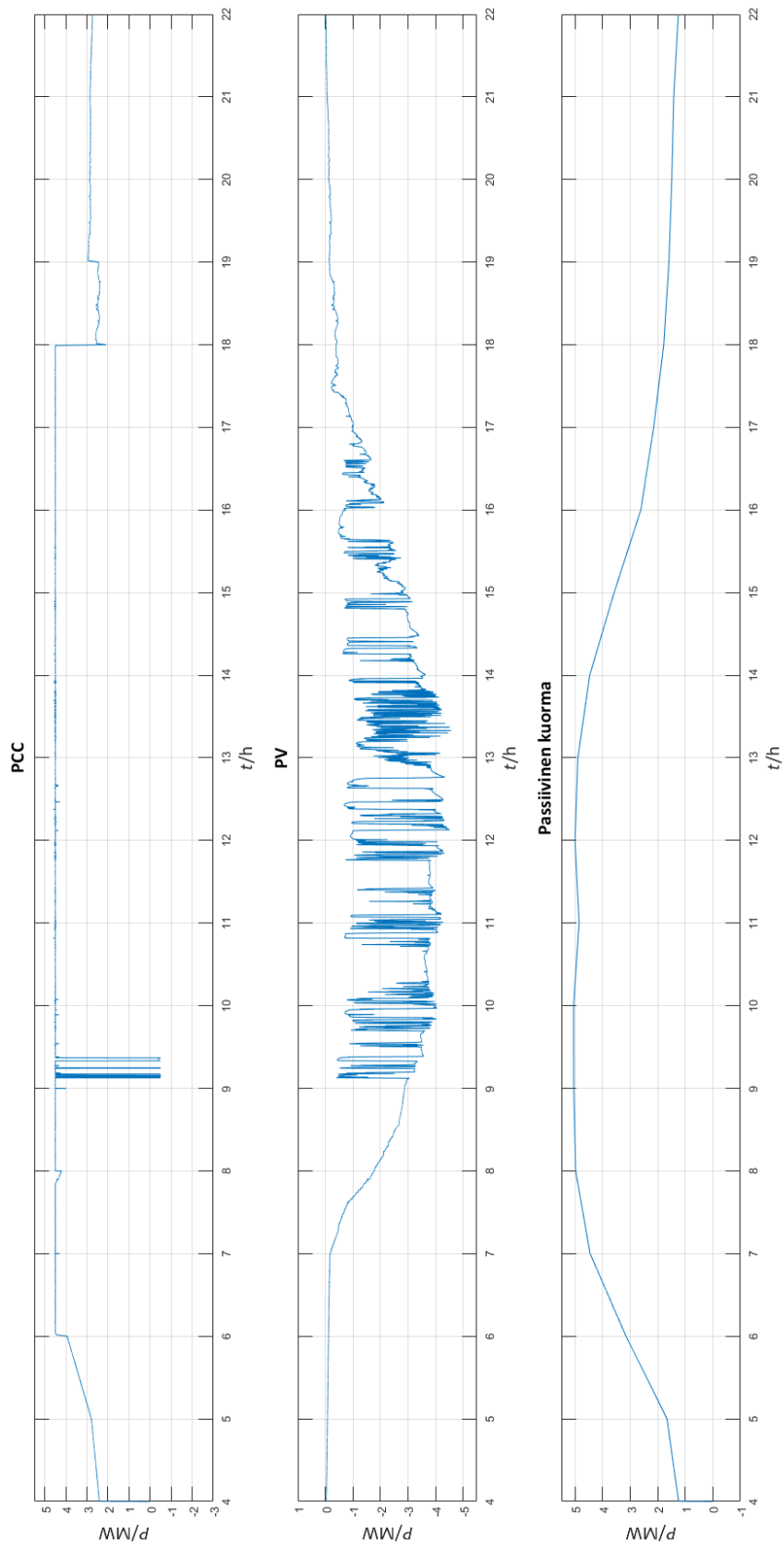
6.2.1 Huipputehon leikkaus -algoritmi

Huipputehon leikkaus -algoritmi muuttaa luvussa 4.1.2 kuvaillun mukaisesti mikroverkon resurssien tehoja asetetun tehorajan ylittymisen estämiseksi. Tehoraja voi olla esimerkiksi liittymäkoko tai siirtokapasiteetti. Jos tehoraja on ylittymässä, algoritmi lisää ESS:n verkkoon syöttämään tehon määrää tai laskee kulutusta, laskee EVCS:n maksimivirtarajaa ja kytkee päälle- ja poiskytkettävää kuormaa edellä mainitussa järjestyksessä. Vastaavasti liittymispisteen tehon ollessa tehorajan alapuolella, algoritmi nostaa edellä mainittujen resurssien kulutusta käänteisessä järjestyksessä. Päälle- ja poiskytkettävä kuorma kytetään päälle, EVCS:n maksimivirtaraja nostetaan EVCS:lle asetettuun ylärajaan ja ESS:n verkkoon syöttämä teho lasketaan nolnaan. Algoritmille annetaan parametreina ESS:n tehon ja EVCS:n maksimitehon ylä- ja alarajat. ESS:lle annetut rajat ovat laskettu varaustilan ja allokoitun FCR-N-kapasiteetin perusteella. EVCS:n rajat ovat laskettu ainoastaan EVCS:lle allokoitun FCR-N-kapasiteetin avulla.

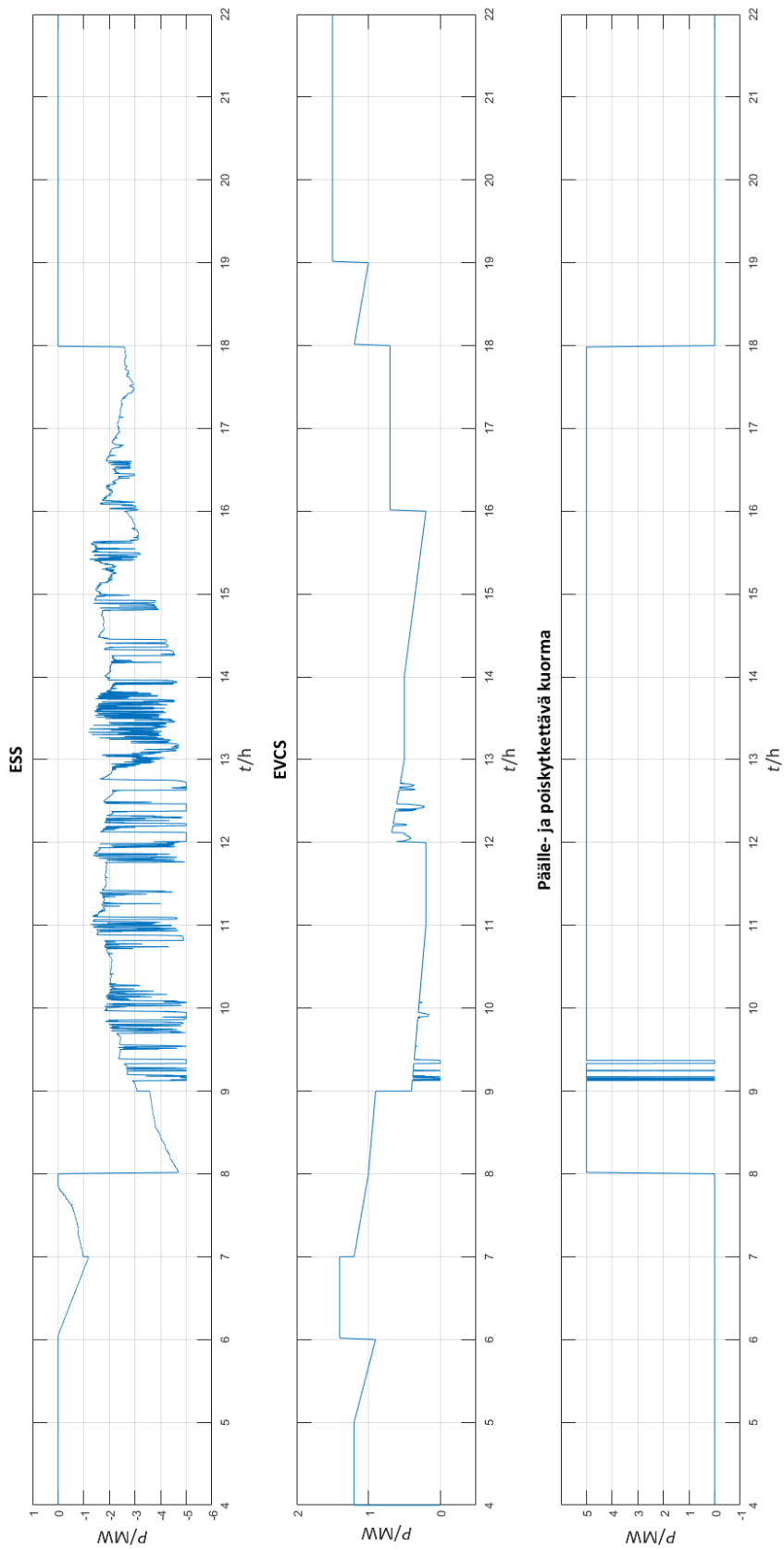
Algoritmin toimintaa simuloitiin tehorajalla 4,5 MW. Tehoraja on asetettu simulaatiomallin resurssien tehoihin nähden alhaiseksi, jotta algoritmin toiminta saataisiin paremmin näkyviin. Kuvassa 6.8 on esitetty liittymispisteen teho ja algoritmiin osallistumattomien resurssien tehot ja kuvassa 6.9 algoritmiin osallistuvien resurssien tehot. Nähdään, että liittymispisteen teho seuraa varsin tarkasti tehorajaa. Aurinkovoimalan ja passiivisen kuorman tehomuutoksia seurataan varsin tarkasti ESS:n ja EVCS:n toimesta. Muutamalla ajanhetkellä on jouduttu turvautumaan päälle- ja poiskytkettävän kuorman kytkentään. Tämä on havaittavissa liittymispisteen tehossa ja päälle- ja poiskytkettävän kuorman tehossa ajanhetken 9:00 jälkeen.

Liittymispisteen tehossa esiintyvä pieni 'värähtely' johtuu algoritmissa esiintyvistä viiveistä. Tehorajan ylittyessä algoritmi laskee tarvittavat teho-ohjeet resursseille, jotta teho liittymispisteessä laskee tehorajan alapuolelle. Resurssit syöttävät tämän tehon seuraavalla aika-askeleella. Algoritmi on siis reaktiivinen. Lisäksi liittymispisteen tehon alittaessa tehorajan, kuormien tehoa lisätään vain yhdelle kuormalle kerrallaan aika-askeletta kohden. Algoritmi ei siis seuraa tehorajaa täydellisesti. Myös todellisuudessa algoritmissa esiintyisi kommunikaatiosta johtuvaa viivettä eikä mittausdatakaan ole täysin reaaliaikaista. Tämä täytyy ottaa huomioon asettamalla algoritmin tehoraja hieman todellista liittymäkokoja tai muuta tehorajaa alemmaksi.

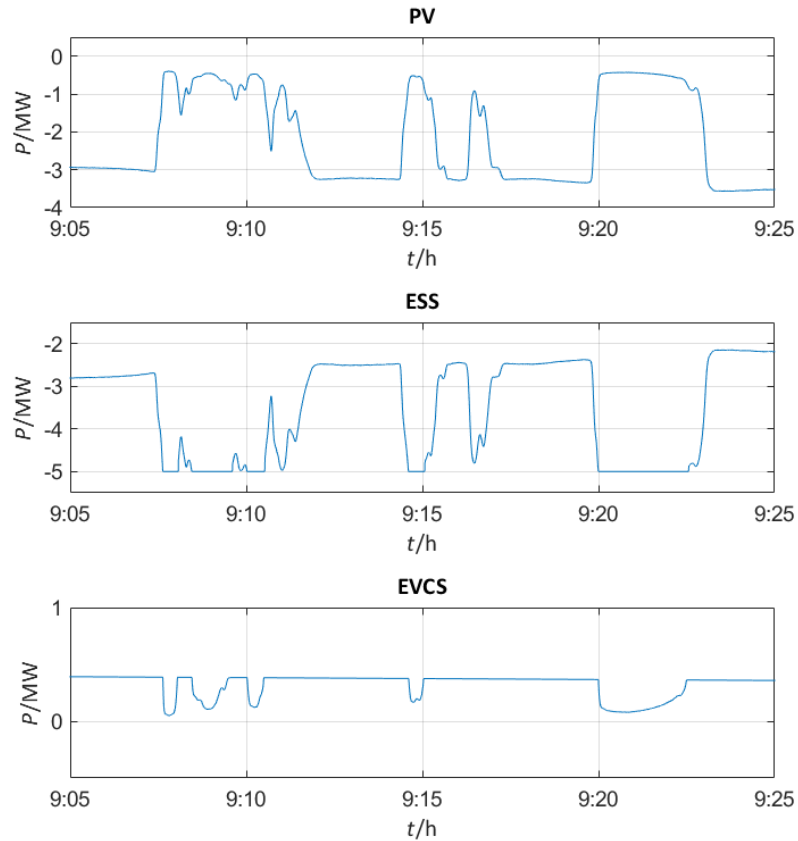
Algoritmin toimintaa on havainnollistettu vielä tarkemmin kuvassa 6.10. Tätä varten simulaatio suoritettiin uudelleen algoritmin tehorajalla 4,7 MW. Aurinkovoimalan verkkoon syöttämän tehon laskiessa, ESS alkaa syöttää lisää tehoa verkkoon. Kun ESS:n kompensointikyky loppuu, lasketaan EVCS:n maksimivirtarajaa alemmas. Kun aurinkovoimalan verkkoon syöttämä teho taas kasvaa, voidaan EVCS:n maksimivirtarajaa nostaa ja ESS:n verkkoon syöttämää tehoa laskea. Huomioitavaa on, että kuvassa näkyvä EVCS:n teho on todellinen teho. Algoritmi nostaa EVCS:n maksimitehorajan takaisin EVCS:n te-



Kuva 6.8. Huipputehon leikkaus: PCC:n teho ja passiivisten resurssien tehot.



Kuva 6.9. Huipputehon leikkaus: aktiivisten resurssien tehot.



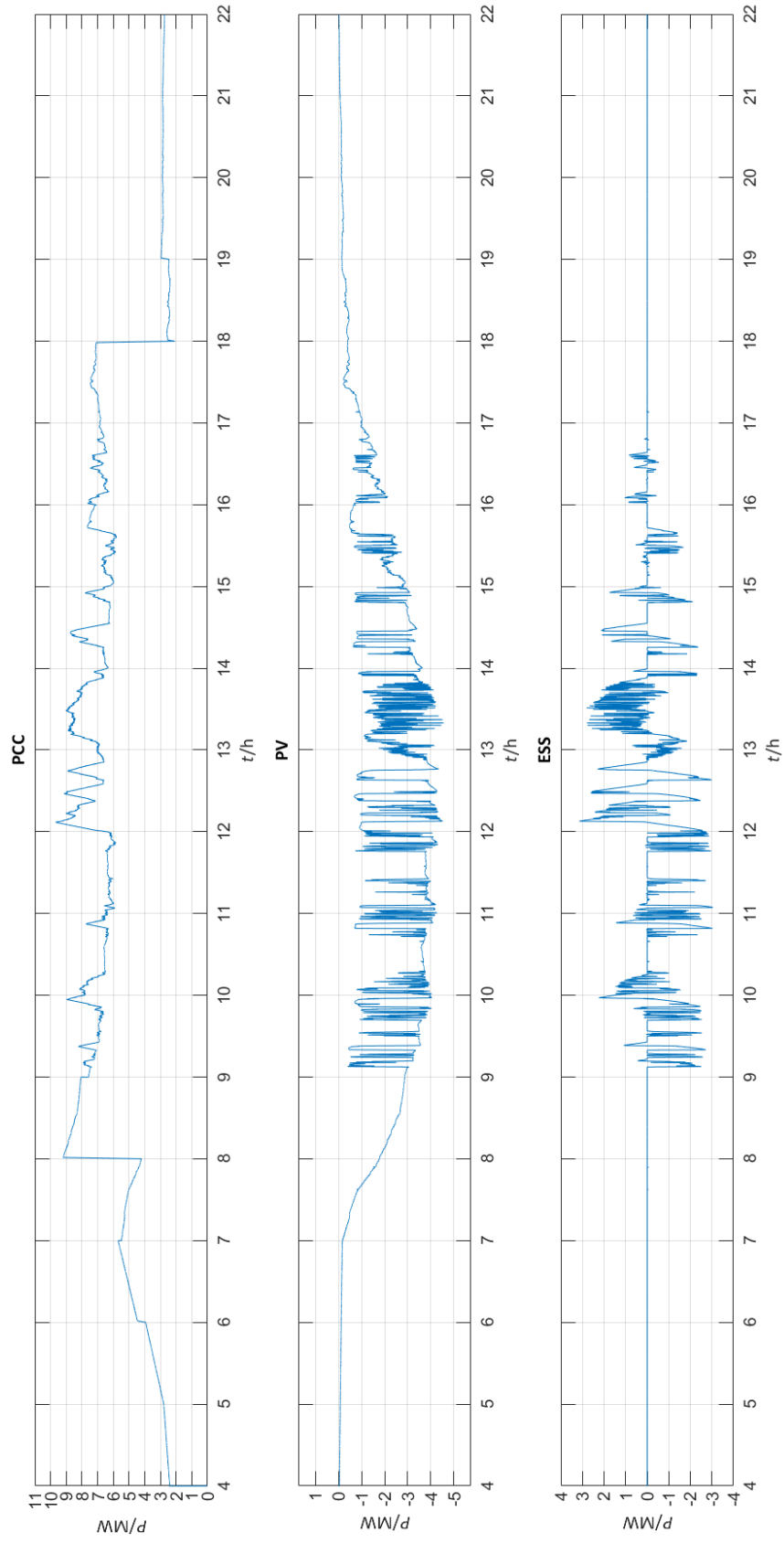
Kuva 6.10. Huipputehon leikkaus: demonstraatio.

holle asetettuun ylärajaan asti (tässä tapauksessa nimellisteho 2,5 MW), mutta todellinen toteutuva teho on riippuvainen latauksessa olevista sähköautoista. Kompensoitaessa tehorajan ylitystä EVCS:llä, täytyy tämä maksimitehorajan ja todellisen tehon välinen erotus lisätä siihen tehoon, jolla huipputehon leikkaus -algoritmi EVCS:n tehoa muuten laskisi. Tästä syystä EMS tarvitsee EVCS:n todellisen tehotiedon.

6.2.2 Pätötehon muutosnopeuden hallinta -algoritmi

Pätötehon muutosnopeuden hallinta-algoritmi laskee aurinkovoimalan pättötehon muutosnopeutta ja kompensoi sitä ESS:llä luvussa 4.1.3 esitellyn mukaisesti. Simulaatiota varten huipputehon leikkaus -algoritmin tehoroja nostettiin niin korkeaksi, ettei algoritmin toiminta sekoitu pättötehon muutosnopeuden hallinta -algoritmin toimintaan. Pätötehon muutosnopeusraja on simulaatiossa asetettu sekä positiivisessa että negatiivisessa suunnassa 10 %:iin aurinkovoimalan maksimipätötehosta minuutissa.

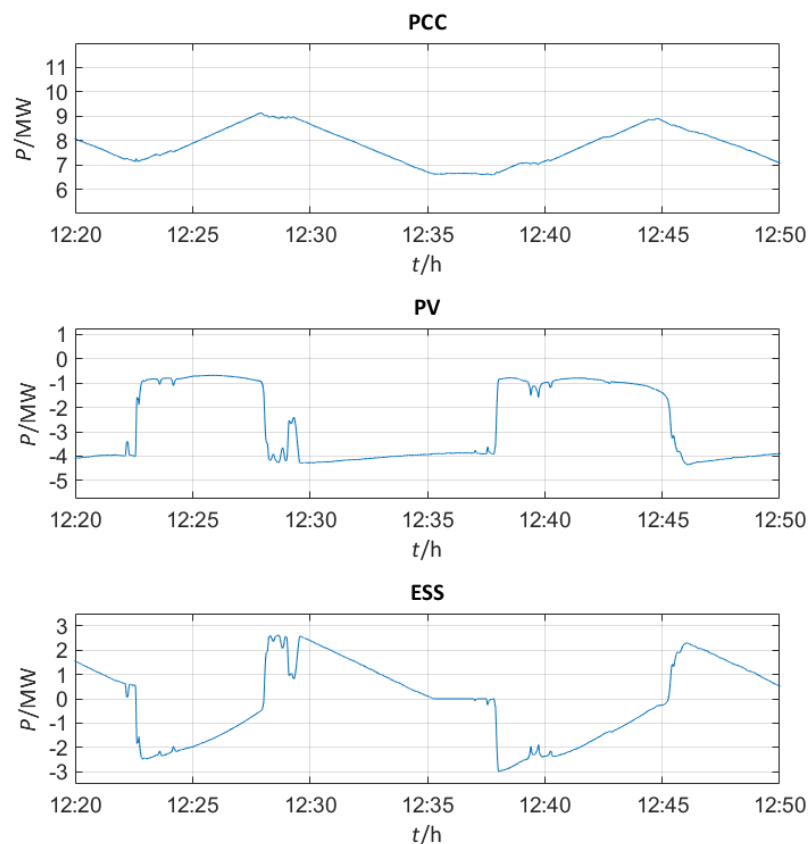
Algoritmin tulokset ovat esitelty kuvassa 6.11. Nähdään, että ESS kompensoi PV:n syöttämässä tehossa esiintyviä tehomuutoksia varsin ansiokkaasti. Liittymispisteessä esiintyvät tehovaihteluiden muutosnopeudet pienenevät huomattavasti verrattuna aurinkovoima-



Kuva 6.11. Pätötehon muutosnopeuden hallinta: simulaatio.

lan tehon muutosnopeuksiin. Huomioitavaa on, että liittymispisteen tehoon sisältyy myös muiden resurssien tehoja, eikä esimerkiksi kuvassa 6.6 esitellyn päälle- ja poiskytkettävän kuorman muutosnopeutta (100 %/min ajanhetkellä 8:00) ole kompensoitu.

Pätötehon muutosnopeuden hallinta -algoritmin toimintaa on havainnollistettu tarkemmin kuvassa 6.12. PV:n verkkoon syöttämän tehon laskiessa sallittua rajaa suuremmalla muutosnopeudella, ESS kasvattaa verkkoon syöttämäänsä tehoa. Muutosnopeus PCC:ssä pysyy sallitun rajan alapuolella. Kun PV:n tehon muutosnopeus laskee sallitun rajan alapuolelle, ESS alkaa laskea omaa tehoaan kohti nollaa siten, ettei muutosnopeus PCC:ssä ylitä sallittua rajaa. Jos ESS:n teho on nolla, ja PV:n pätötehon muutosnopeus sallitun rajan alapuolella, ESS:n teho ei muutu.

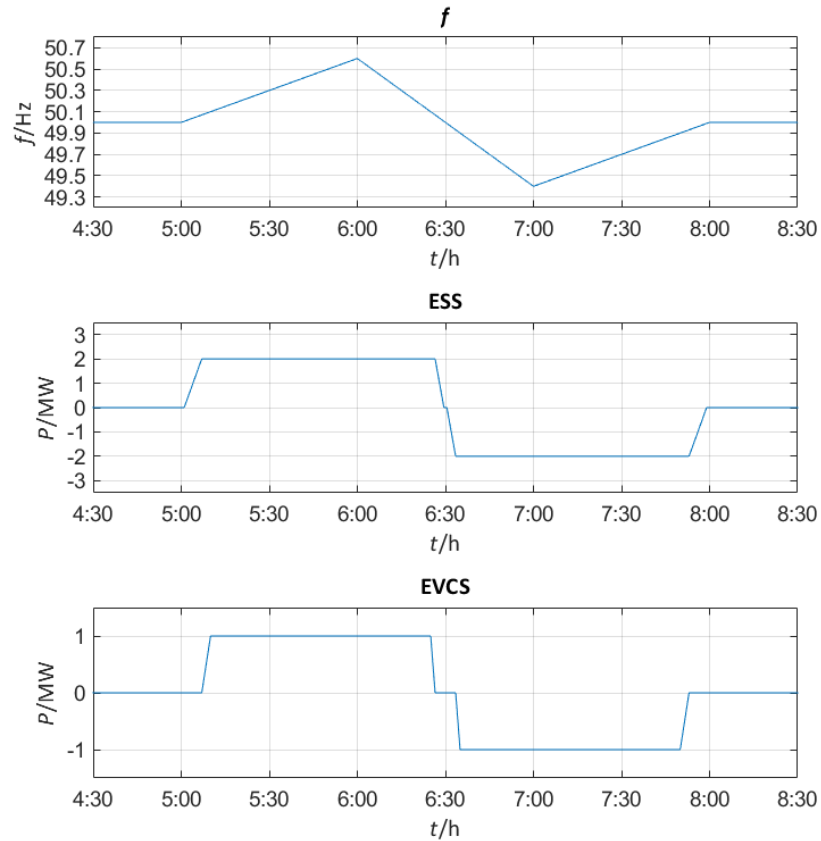


Kuva 6.12. Pätötehon muutosnopeuden hallinta: demonstraatio.

6.2.3 FCR-N-algoritmi

FCR-N-algoritmi muuttaa ESS:n ja EVCS:n tehoa luvussa 4.2.2 esitellyn teorian mukaisesti. Resurssien tehoa säädetään lineaarisesti. Resursseja tarjotaan aggregoituna, eli niiden on kokonaisuutena täytettävä FCR-N-reservikohteelle asetetut ehdot.

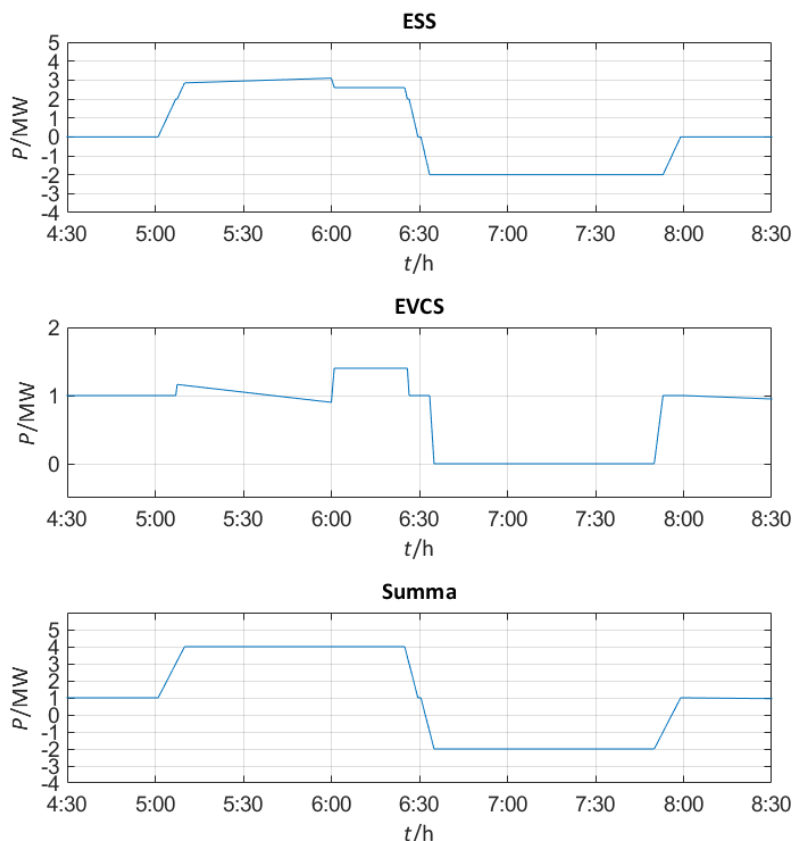
Algoritmin teho-ohjeet ovat esitelty esimerkkitaajuusmuutoksen avulla kuvassa 6.13.



Kuva 6.13. FCR-N: teho-ohje.

FCR-N-markkinoille tarjottu kapasiteetti on yhteensä 3 MW, josta ESS:lle on allokoitu 2 MW ja EVCS:lle 1 MW. Algoritmiin on asetettu kuollut alue välille 49,99–50,01 Hz. Taajuus alkaa nousta ajanhetkellä 5:00 ja ESS:n teho aktivoituu kuolleen alueen jälkeen. Aktiointiteho muuttuu taajuuden funktiona. ESS:n kapasiteetti käytetään ensin ja EVCS:n kapasiteettia aletaan käyttää sen loputtua. Kun taajuus saavuttaa rajan 50,1 Hz, on koko FCR-N-kapasiteetti aktivoitunut täysimääräisesti. Tämän jälkeen taajuuden laskiessa kohti 50 Hz:iä EVCS:n kapasiteetti vapautetaan ensin. Vastaavasti toimitaan myös taajuuden laskiessa alle 49,99 Hz:n. Huomioitavaa on, että kuvassa esiintyvät tehot ovat muutoksia alkuperäiseen asetustehoon.

Todellisuudessa EVCS:n kulutusta ei välttämättä pystytä nostamaan kuvassa 6.13 esiintyvän käyrän mukaisesti. Tällöin toteutumaton kulutuksen lisäys täytyy kompensoida esimerkiksi ESS:llä. Tätä on havainnollistettu kuvassa 6.14 näkyvillä saman simulaation todellisilla tehoilla. EVCS:n teho on alunperin rajoitettu 1 MW:iin FCR-N-kapasiteetin aktivoitumisen mahdollistamiseksi. EVCS ei ESS:lle allokoitun kapasiteetin loputtua kuitenkaan kykene nostamaan tehoaan kuin hieman yksittäisten ajoneuvojen lataustehon tarpeen puutteesta johtuen. Tällöin ESS kompensoi alkuperäiseen asetustehoon verrattuna 'puuttuvaa' FCR-N-kapasiteettia. Resurssien summateho on nähtävissä alimmassa ku-



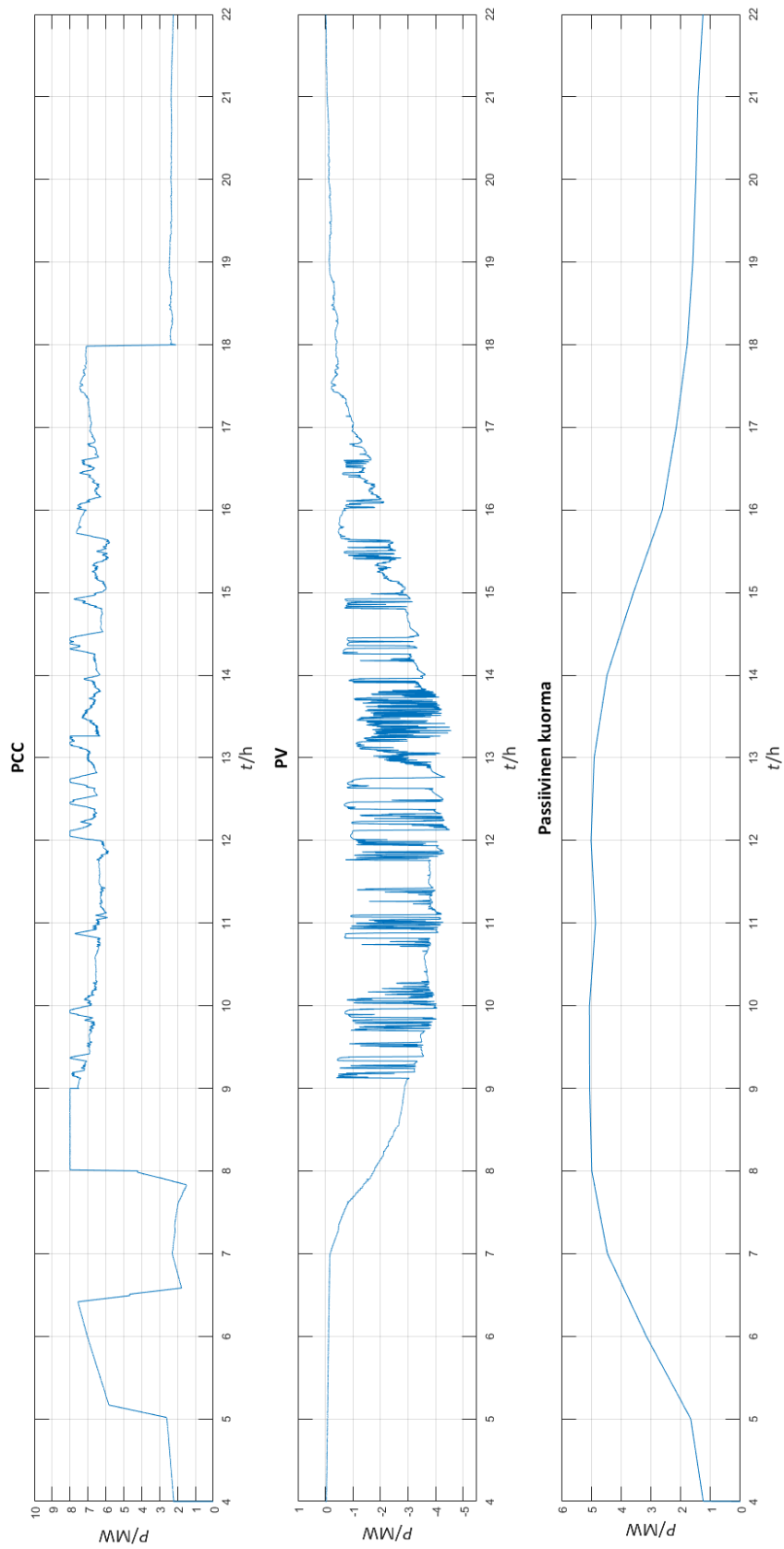
Kuva 6.14. FCR-N: todelliset tehot.

vaajassa. Taajuuden laskiessa alle 49,99 Hz:n, EVCS:n kuormituksen lasku onnistuu sen sijaan ongelmitta.

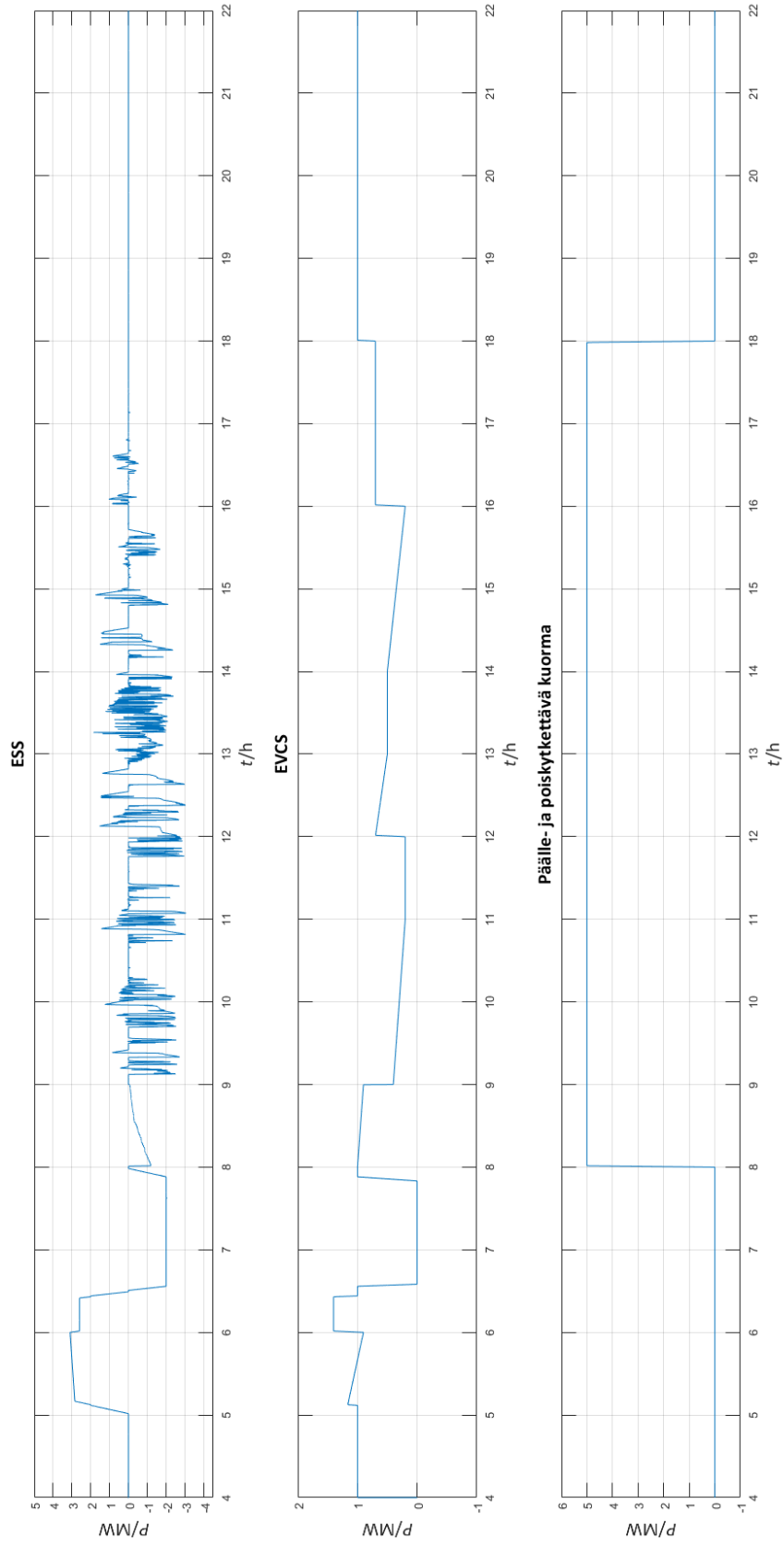
EVCS:n tehokuvaajassa näkyvät muutokset johtuvat yhden latauskentän tehon laskusta aikavälillä 5:00-6:00. Lisäksi ajanhetkellä 6:00 yhden latauskentän teho nousee voimakkaasti. Nämä muutokset ovat nähtävillä myös ESS:n kulutuksen nousuna ja laskuna vastaavilla aikaväleillä. Koska ESS:n asetusteho oli alun perin 0 MW ja EVCS:n 1 MW, summateho muuttuu ensin 1 MW:sta 4 MW:iin ja laskee myöhemmin -2 MW:iin asti. Algoritmin vaste on kuitenkin tarjotun kapasiteetin mukainen molempiin suuntiin.

6.2.4 Yhdistetty simulaatio

Energianhallinta-algoritmien yhdistämistä testattiin mahdollisimman todenmukaisella simulaatiolla kuitenkin siten, että kaikkien algoritmien tuloksia saataisiin näkyviin. FCR-N-markkinalle tarjottiin 3 MW kapasiteettia tunneille 4–8 ja 18–22. Kapasiteetista 2 MW allokoitiin ESS:lle ja 1 MW EVCS:lle. Huipputehon leikkaus -algoritmin tehorajaksi muutettiin 8 MW. Kuvassa 6.15 on nähtävissä liittymispisteen teho ja algoritmeihin osallistumattomien resurssien tehot ja kuvassa 6.16 algoritmeihin osallistuvien resurssien tehot.



Kuva 6.15. Yhdistetty simulaatio: PCC:n teho ja passiivisten resurssien tehot.

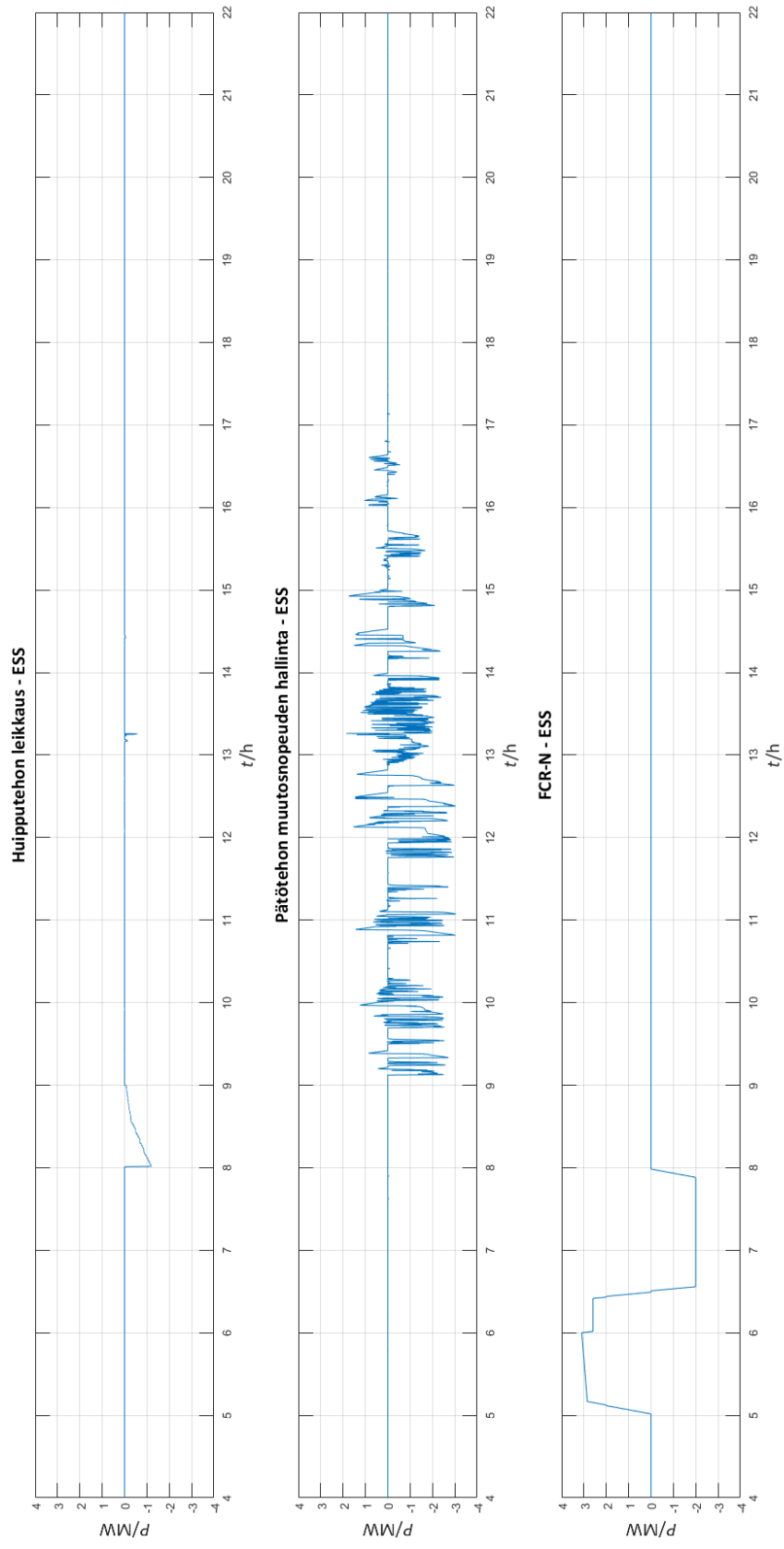


Kuva 6.16. Yhdistetty simulaatio: aktiivisten resurssien tehot.

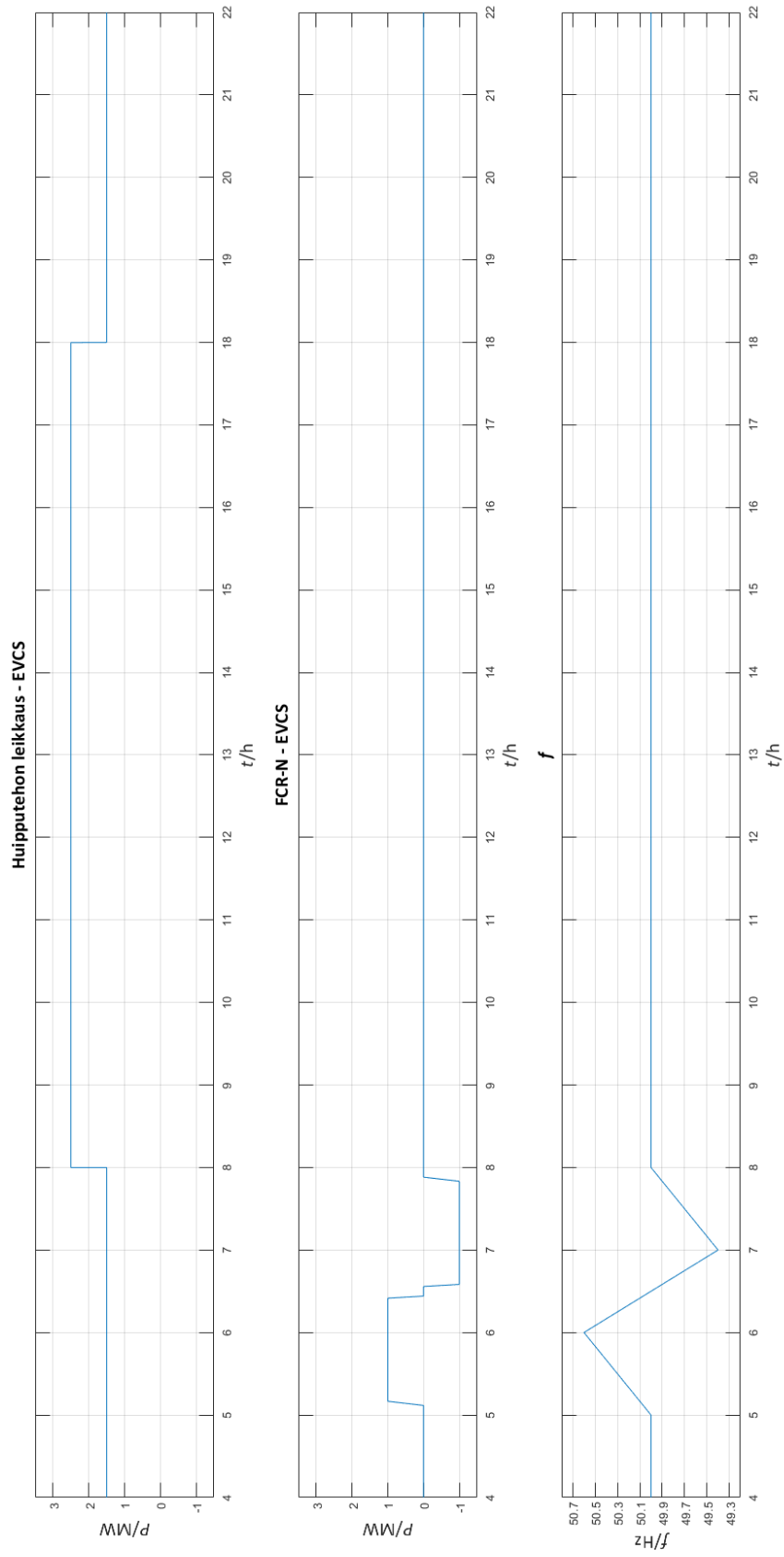
Liittymispisteen tehosta on nähtävissä selkeästi aikavälillä 5:00–8:00 tapahtuva FCR-N-algoritmin aktivoituminen. Muutoin tehosta on nähtävissä pääasiassa pätötehon muutosnopeuden hallinta -algoritmin toimintaa, muutamaa huipputehon leikkaus -algoritmin aktivoitumista lukuunottamatta. Liittymispisteen tehossa näkyvä FCR-N-vaste eroaa kuvassa 6.14 esitellystä vasteesta, koska liittymispisteen tehossa ilmenee myös muiden resursien tehoja. ESS:n ja EVCS:n tehot käyttäytyvät FCR-N-algoritmin ollessa aktivoituneena kuvassa 6.14 esitellyn mukaisesti. Huipputehon leikkaus -algoritmin toiminta on havaittavissa PCC:n ja ESS:n tehossa aikavälillä 8:00–9:00 ja aikavälillä 12:00–13:00. Aikavälillä 8:00-9:00 huipputehon leikkausta tarvitaan päälle- ja poiskytkettävän kuorman kuormituksen lisääntyessä. ESS:n tehosta nähdään, että algoritmi palauttaa ESS:n tehon nolleen PV:n verkkoon syöttämän tehon lisääntyessä. Aikavälillä 12:00-13:00 aurinkovoimailan teho vaihtelee voimakkaasti, ja huipputehon leikkaus -algoritmi aktivoituu pätötehon muutosnopeuden hallinta -algoritmin toiminnasta huolimatta. Pätötehon muutosnopeuden hallinta -algoritmin toiminta on havaittavissa liittymispisteen tehossa näkyvistä säännönmukaisista rampeista, jotka ilmenevät PV:n tehon vaihdellessa voimakkaasti. Muutoin resursien tehot käyttäytyvät alaluvussa 6.1 esitellyjen tehokäyrien mukaisesti.

Selvyden vuoksi algoritmien teho-ohjeet ESS:lle ja EVCS:lle eriteltyinä, sekä taajuus, ovat esitetty kuvissa 6.17 ja 6.18. Huomioitavaa on, ettei EVCS osallistu lainkaan pätötehon muutosnopeuden hallinta -algoritmin toimintaan. ESS:n algoritmitehoista on havaittavissa, että jokainen algoritmi on antanut ESS:lle teho-ohjeita edellä kuvatun mukaisesti. Algoritmien yhteistoiminta sujuu hyvin: pätötehon muutosnopeuden hallinta -algoritmi kytkeytyy pois päältä huipputehon leikkaus -algoritmin aktivoituessa. Tämän täytyy tapahtua siitä syystä, että huipputehon leikkaus -algoritmi rajoittaa jo itsessään pätötehon muutosnopeutta lisätessään kompensointia liittymispisteen tehorajan ylittyessä ja laskiessaan kompensointia liittymispisteen tehon jäädessä liittymispisteen tehorajan alle. Skaalauksesta johtuen tätä on kuitenkin vaikea nähdä ajanhetken 13:00 jälkeen tapahtuvaa huipputehon leikkausta lukuunottamatta.

FCR-N-algoritmin toiminta on sekä ESS:llä että EVCS:llä alaluvussa 6.2.3 kuvailun mukainen. EVCS:n toteutunut teho ei vastaa FCR-N-algoritmin teho-ohjetta ja ESS joutuu tätä kompensoimaan. Tämä on nähtävissä ESS:n tehokuvaajasta joka on aikavälillä 5:00–8:00 kuvassa 6.14 esitellyn mukainen. Huipputehon leikkaus -algoritmin EVCS:lle asettama maksimitehoraja on simulaation alussa ja lopussa 1,5 MW, koska algoritmile annettua tehorajaa on laskettu 1 MW nimellistehosta FCR-N-kapasiteetin säilyttämiseksi. Huipputehon leikkaus -algoritmi ei ole muuten laskenut EVCS:n maksimitehorajaa, koska ESS:n huipputehon leikkaus -kapasiteettia ei kokonaisuudessaan käytetä. EVCS:n maksimiteho on kuitenkin alaluvussa 6.2.3 kuvatun mukaisesti vielä erikseen rajoitettu 1 MW:iin FCR-N-kapasiteetin säilyttämiseksi. Jos EVCS:ää haluttaisiin todellisuudessakin käyttää FCR-N-markkinalla, täytyisi EVCS:lle kehittää erikseen parempi kapasiteetin säilytys -algoritmi.



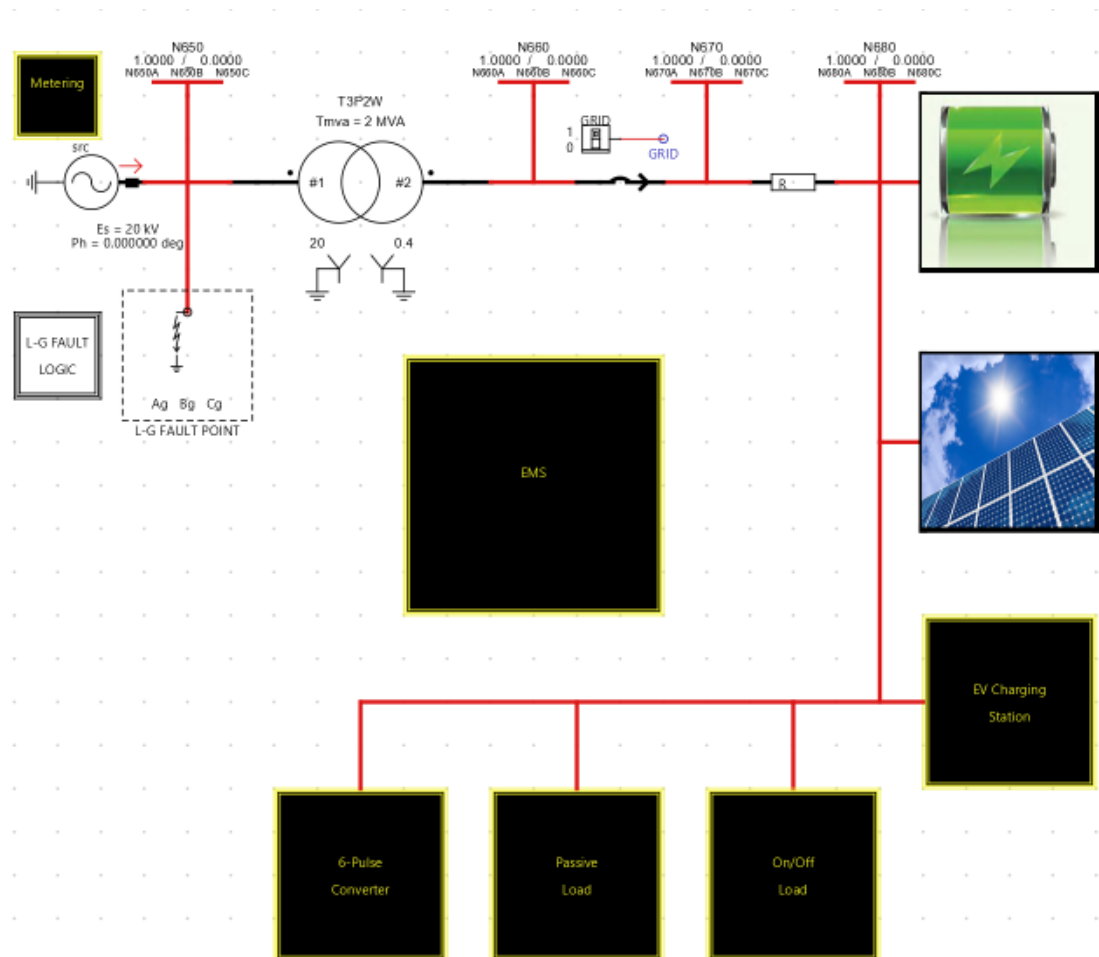
Kuva 6.17. Yhdistetty simulaatio: algoritmien teho-ohjeet ESS:lle.



Kuva 6.18. Yhdistetty simulaatio: algoritmien teho-ohjeet EVCS:ille sekä taajuus.

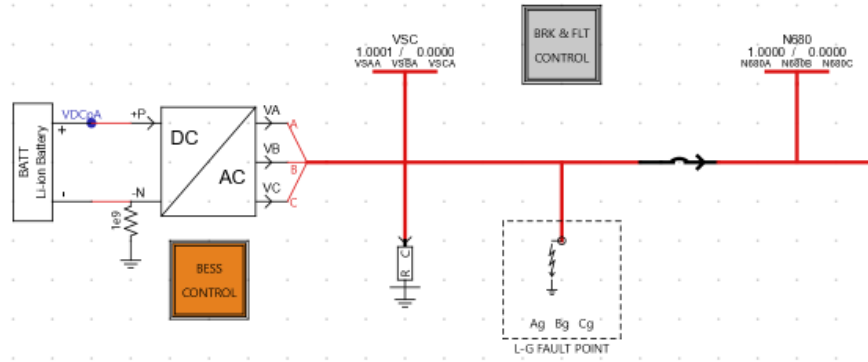
6.3 RSCAD-malli

Mikroverkon RSCAD-malli on esitetty kuvassa 6.19. Malli on toteutettu RSCAD:n esimerkkimallin pohjalta, joka sisältää valmiit mallit aurinkovoimalalle ja akkuenergiavaraustolle. Malli sisältää alaluvussa 6.1 kuvattujen komponenttien lisäksi kuusipulssisuuntaajan, muuntajan, katkaisijan liittymispisteessä sekä vastuksen. Lisäksi jokaisella resursilla on oma katkaisija. Muuntajan nimellisteho on 2 MVA ja reaktanssi 6 %. Vastuksen resistanssi on $0,01 \Omega$. Jokaisen katkaisijan resistanssiksi suljettuna on asetettu $1 \text{ m}\Omega$ vaihetta kohden. Kuvissa näkyvillä merkinnöillä 'N650', 'N660', 'N680' ja 'N740' tarkoitetaan tehonjakolaskennassa käytettäviä solmupisteitä. Tätä ominaisuutta ei kuitenkaan tämän diplomityön simulaatioissa käytetä. Lisäksi kuvassa näkyvään vikapaikkaan on mahdollista asettaa maa- tai oikosulku. Tätäkään ominaisuutta ei näissä simulaatioissa hyödynnetä.

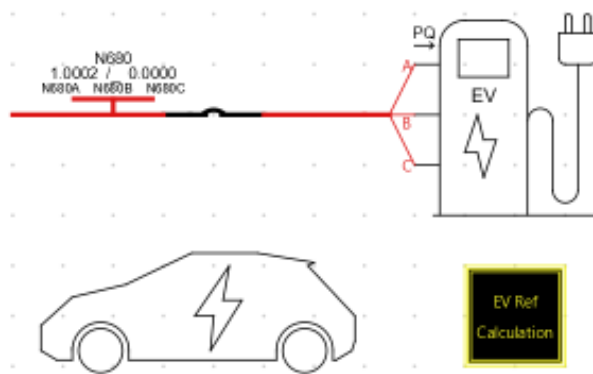


Kuva 6.19. Mikroverkon RSCAD-malli.

Aurinkovoimalan RSCAD-malli on esitetty kuvassa 6.20. Malli koostuu paneelistosta, vaihtosuuntaajasta sekä rinnankytketystä RC-komponentista. Paneeliston huipputeho on $0,40 \text{ MWp}$ ja se koostuu 66 rinnan kytketystä 115 paneelin sarjaankytkennästä. Yhdessä



Kuva 6.21. Akkuenergiavaraston RSCAD-malli.



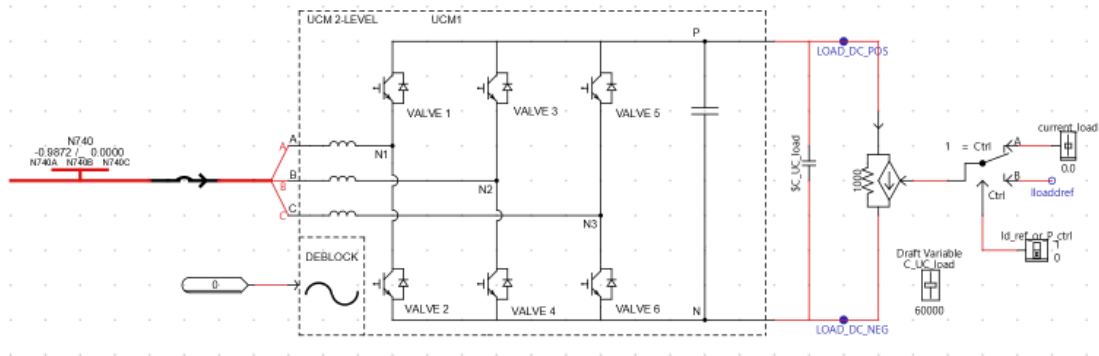
Kuva 6.22. Sähköautojen latausaseman RSCAD-malli.

tehojen perusteella. Latausaseman loistehon säätöön käytetään näiden simulaatioiden puitteissa ulkoista referenssiä, joka on asetettu nolnaan.

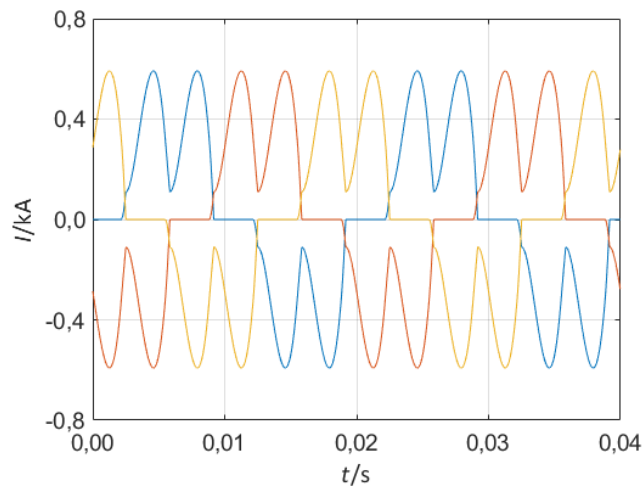
Sähköautojen pyytämien tehojen laskentaa varten kehitettiin oma logiikka. Logiikka vertaa yksittäiselle sähköautolle asetettua maksimitehorajaa sähköauton BMS:n pyytämään tehoon, ja valitsee näistä pienimmän. Sähköautojen maksimitehorajat lasketaan jakamalla EMS:n koko latausasemalle asettama maksimitehoraja sähköautojen lukumäärällä. BMS:n pyytämä teho lasketaan sähköauton akuston varaustilan perusteella. Varaustilan ollessa alle 50 % BMS pyytää tehoa maksimilataustehon verran. Kun varaustila on yli 50 %, BMS pyytää tehoa varaustilaan nähden kääntäen verrannollisesti. Simulaatioiden ollessa näin lyhyitä, ei akuston varaustilassa tapahdu juurikaan muutoksia. BMS:n pyytämä teho pysyy siis simulaatioiden aikana lähestulkoon vakiona. Mahdollinen jatkotutkimusaihe voisikin olla lyhyempiin simulaatioihin sopiva erillinen varaustilamalli. Tällöin BMS:n pyytämä tehoa voitaisiin myös mallintaa tarkemmin.

Harmonisten yliaaltojen lähteenä simulaatioissa käytetään kuusipulssisuuntaajaa, jonka malli on esitetty kuvassa 6.23. Malli sisältää 3-vaiheisen AC-kuristimen, kullekin vaiheelle 2 transistoria yhdistettynä vastarinnankytkettyyn diodiin, jännitevälipiirin kondensaattorin, erillisen kondensaattorin ja virtalähteen. Suuntaajan mallinnukseen on käytetty RSCAD:n

yleistä suuntaajamallia. Suuntaajaa ei lainkaan ohjata, jolloin sen toiminta perustuu ai-noastaan diodien johtavuuteen. AC-kuristimien induktansseiksi on asetettu $30 \mu\text{H}$ ja re-sistansseiksi $1 \text{ m}\Omega$. Jännitevälipiirin kondensaattorin rinnalle on asetettu erillinen kon-densaattori, jonka kapasitanssia voidaan muuttaa helposti simulaatioikkunasta. Tämän kondensaattorin kapasitanssiksi on asetettu $50000 \mu\text{F}$ ja yleisen suuntaajamallin kon-densaattorin kapasitanssiksi minimiarvo, $1 \mu\text{F}$. DC-virtaa ohjataan virtalähteellä, jonka referenssivirta lasketaan ulkoisen tehoasetuksen perusteella. Kuusipulssisuuntaajan ot-tama virta on esitelty tarkemmin kuvassa 6.24. Havaitaan, että virtaan muodostuu suuri 'lovi' perustaajuisen siniaallon huippuarvon lähetyville.



Kuva 6.23. Kuusipulssisuuntaajan RSCAD-malli.



Kuva 6.24. Kuusipulssisuuntaajan ottama virta.

Kuormina simulaatioissa käytetään vakioimpedanssikuormaa ja vakiotehokuormaa. Va-kioimpedanssikuorma asettaa impedanssinsa nimellisen jännitteen ja ulkoisen tehoase-tuksen perusteella, jota ei voi muuttaa simuloinnin aikana. EMS pystyisi ohjaamaan va-kioimpedanssikuorman katkaisijaa huipputehon leikkaus -algoritmien käskystä. Tätä omi-naisuutta ei kuitenkaan näissä simulaatioissa hyödynnetä. Vakiotehokuorma mallinnettiin

RSCAD:n dynaamisen kuorman mallilla. Vakiotehokuorma muuttaa impedanssiaan simuloinnin aikana asetetun tehoasetuksen saavuttamiseksi. Näistä kuormista käytetään jatkossa alaluvun 6.1 tavoin nimityksiä 'päälle- ja poiskytkettävä kuorma' sekä 'passiivinen kuorma'. Kuormille asetetut tehoasetukset vaihtelevat eri simulaatioiden välillä, minkä takia kuormien tehoasetukset kerrotaan erikseen ennen simulaatioita.

RSCAD-mallin resurssien nimellistehot ovat koottu taulukkoon 6.2. Aurinkovoimalan nimellistehoksi on asetettu resurssin tehokäyrän maksimiarvo. Päälle- ja poiskytkettävälle kuormalle ei ole asetettu nimellistehoa, koska sitä käytetään näissä simulaatioissa ainoastaan loistehokuormana. Passiivisen kuorman ja kuusipulssisuuntaajan nimellistehoiksi ovat asetettu niille simulaatioissa käytetyt maksimipätötehoreferenssit.

Taulukko 6.2. RSCAD-mallin resurssien nimellistehot.

| Resurssi | P_n (MW) |
|----------------------|------------|
| PV | 0,40 |
| ESS | 2,00 |
| EVCS | 0,10 |
| Passiivinen kuorma | 0,10 |
| Kuusipulssisuuntaaja | 0,20 |

Sinällään mallinnettu mikroverkko ei täysin vastaa todellisuutta. RSCAD-mallipohjaan valmiiksi toteutettujen resurssien (PV ja ESS) nimellistehot ovat varsin suuret ottaen huomioon, että resurssit liittyvät suoraan pienjänniteverkkoon. Todellisuudessa tämän teholuokan resurssit liittyisivät todennäköisesti omalla muuntajalla suoraan keskijänniteverkkoon. Simulaatioiden yksinkertaisuuden säilyttämisen ja työn laajuuden rajoittamisen takia mikroverkkoa ei kuitenkaan lähdetty muuttamaan keskijänniteverkoksi. Lisäksi harmonisia yliaalloja aiheuttavan kuusipulssisuuntaajan tehon suhteellinen osuus kuormien kokonaistehosta on varsin suuri. Näin on toimittu harmonisten yliaallojen kompensoinnin demonstroinnin takia.

6.4 RTDS-simulaatio

Seuraavissa alaluvuissa esitellään toteutetut simulaatiot. Kuten aiemmin todettiin, sähkön laadun korjausta havainnollistetaan ilmiöittäin luvun 3 teorian mukaisesti. Tarkasteltavia ilmiöitä ovat harmoniset yliaallot, välkyntä, loisteho ja jännite-epäsymmetria. Lopuksi toteutetaan simulaatio, jossa tarkastellaan energianhallinta-algoritmien toimintaa tarkemmassa mallissa sekä demonstroidaan niiden yhdistämistä harmonisten yliaallojen kompensointiin.

RTDS-simulaatiot toteutetaan aika-askeleella $25 \mu\text{s}$. Simulaatioiden tuloksissa tehojen suunnat esitetään siten, että positiivinen teho tarkoittaa kulutusta ja negatiivinen teho

tuotantoa. Myös resurssien virrat esitetään siten, että ne ovat suoraan summattavissa keskenään. Virtakuvaajissa A-vaihe on merkitty sinisellä, B-vaihe punaisella ja C-vaihe keltaisella värillä. Pääjännite A-B esitetään sinisellä, B-C punaisella ja C-A keltaisella. Simulaatioissa EMS antaa akkuenergiavarastolle pätötehereferenssinä energianhallinta-algoritmien yhteenlasketun pätöteho-ohjeen, kun taas sähkön laadun korjausmenetelmien virtaohjeet lisätään suoraan i_d - ja i_q -komponentteihin. Akkuenergiavaraston loistehoreferenssi on asetettu nolaksi. Koska korjausmenetelmien virtaohjeet lisätään suoraan i_d - ja i_q -komponentteihin, täytyy tehonsäädölle menevä mitattu teho suodattaa siten, ettei harmonisten yliaaltojen aiheuttama tehon vaihtelu häiritse tehonsäätöä.

Tarkasteltavien sähkön laadun korjausmenetelmien virtaohjeet ovat kertauksen vuoksi esitetty taulukossa 6.3. Jännite-epäsymmetrian osalta $abc \rightarrow dq0$ -muunnoksessa on käytettävä negatiivista vaihekulmaa. Virtaohjeet muodostetaan liittymispisteen virrasta, josta on vähennetty akkuenergiavaraston oma virta. Tästä käytetään jatkossa nimitystä 'laskennallinen kuormavirta'.

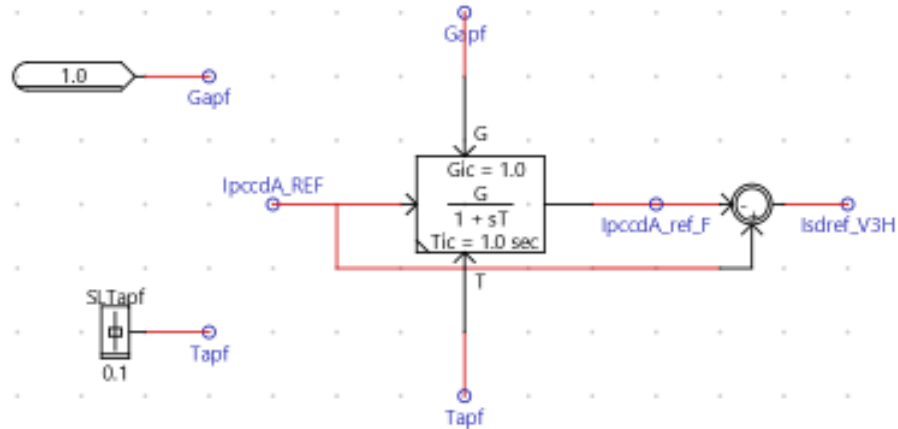
Taulukko 6.3. Sähkön laadun korjausmenetelmien virtaohjeet.

| Ilmiö | Virtaohje |
|----------------------|--|
| Harmoniset yliaallot | i_d - ja i_q -komponenttien AC-osa |
| Välkyntä | i_q -komponentin AC-osa |
| Loisteho | i_q -komponentin DC-osa |
| Jännite-epäsymmetria | i_d - ja i_q -komponenttien DC-osa |

Käsiteltävät korjausmenetelmät käyttävät kaikki niin sanottua 'open-loop'-säätöä. Tämä tarkoittaa sitä, ettei säätö sisällä erosuuretta muuttavaa PI-säädintä vaan muodostettu virtaohje annetaan suoraan säätimelle. Koska reaali maailmassa virtaohje ei voi olla täydellinen, aiheutuu open-loop-säädössä aina jonkinlainen säätövirhe. Näissä simulaatioissa säätövirhettä aiheutuu muun muassa ESS:n ja liittymispisteen välissä olevista resistansseista. Tästä syystä seuraavissa alaluvuissa esiintyvien simulaatioiden tulokset eivät ole täydellisiä. Tuloksiin voi lisäksi aiheutua virhettä esimerkiksi ESS:n virtasäädön hitauteista tai kompensoinnin suodattimen huonosta vurityksestä johtuen. Edellämainitun PI-säätimen lisääminen parantaisi korjausmenetelmien kompensointikykyä. Näin ei ole kuitenkaan tehty työn laajuuden rajoittamiseksi.

6.4.1 Harmonisten yliaaltojen kompensointi

Harmonisten yliaaltojen kompensoinnin virtaohjeen muodostuminen on esitetty kuvassa 6.25. Kuvassa näkyvällä vahvistusparametrilla 'Gapf' ja aikavakiolla 'Tapf' voidaan säätää suodattimen suorituskykyä. Muut kuvassa näkyvät merkinnät ovat signaalien nimiä. Aikavakion suurentaminen pienentää suodattimen rajataajuutta. Mitä pienempi rajataajuus, sitä tarkemmin suodatin suodattaa harmonisten yliaaltojen aiheuttamia nopeita muutoksia



Kuva 6.25. Harmonisten yliaaltojen kompensointi: virtaohje.

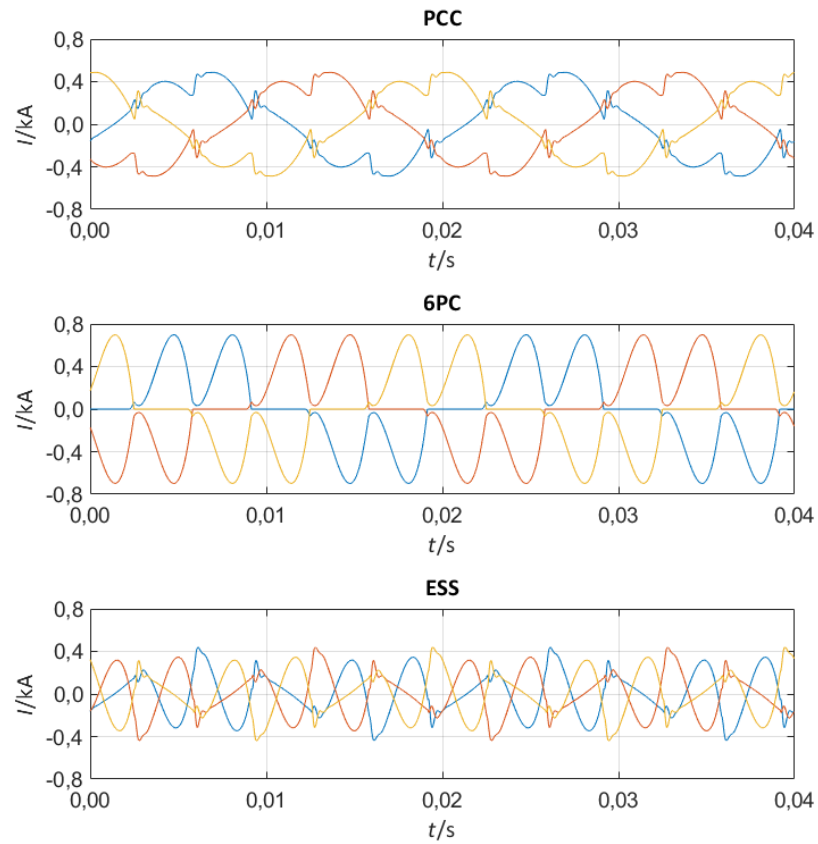
virran aaltomuodossa. Rajataajuutta ei saa kuitenkaan asettaa liian pieneksi, ettei esimerkiksi aurinkovoimalassa aiheutuvia nopeita tehomuutoksia kompensoida. Tässä simulaatiossa vahvistuksena käytetään arvoa 1 ja aikavakiona arvoa 0,1 s. Simulaatiota varten kaikkien muiden resurssien katkaisijat avataan kuusipulssisuuntaajaa ja ESS:ää lukuunottamatta.

Ennen kompensointia virta liittymispisteessä vastaa lähes täysin kuusipulssisuuntaajan virtaa, joka on esitetty aiemmin kuvassa 6.24. Kompensoinnin aikainen tilanne on esitetty kuvassa 6.26. Kuusipulssisuuntaajasta käytetään nyt lyhennettä 6PC (engl. 6-Pulse Converter). Havaitaan, että virta liittymispisteessä on lähempänä sinimuotoista kuin ennen kompensointia. Kompensointi ei kuitenkaan aivan täysin onnistu; virtasäädön hitaudesta tai säätövirheestä johtuen virtaan liittymispisteessä jää siniaallon huippuarvon kohdalle pieni lovi. Liittymispisteen virran muodostuminen voidaan nähdä suoraan kuvaajista; virta muodostuu laskemalla yhteen kuusipulssisuuntaajan ja ESS:n virta.

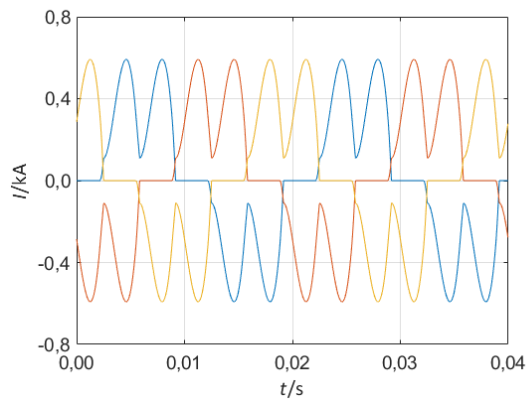
Verrattuna aiemmin esiteltyyn, kuusipulssisuuntaajan virran amplitudi kasvaa kompensoinnin aikana. Tämä johtuu siitä, että kompensoitaessa harmonisia yliaaltoja kuusipulssisuuntaajan tuottamille harmonisille yliaalloille tarjotaan matalaimpedanssinen kulkutie. Tätä on havainnollistettu tarkemmin kuvissa 6.27 ja 6.28. Kuvista on havaittavissa selkeästi kuusipulssisuuntaajan ottamien virtojen yliaaltopitoisuuden kasvu, sillä sekä virran amplitudi että siniaallon huippuarvon kohdalla ilmenevä 'lovi' kasvavat.

Jännitesärö ennen kompensointia ja kompensoinnin aikana on esitetty kuvissa 6.29 ja 6.30. Ennen kompensointia pääjännitteen aaltomuoto on kulmikkaampaa puhtaaseen siniaaltoon verrattuna. Kompensoinnin aikana pääjännitteen aaltomuoto muistuttaa huomattavasti enemmän siniaaltoa muutamia pieniä lovia lukuunottamatta. Lovet ilmestyvät aaltomuotoon nähden samoihin kohtiin, kuin liittymispisteen virrassa.

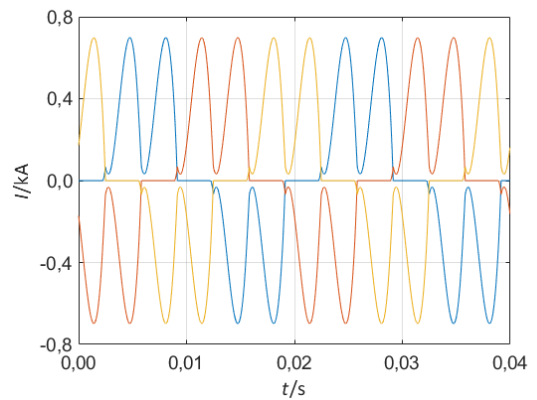
Kuusipulssisuuntaajan virrasta sekä virrasta ja jännitteestä liittymispisteessä mitattiin THD-arvot nopean Fourier-muunnoksen avulla ennen kompensointia ja kompensoinnin



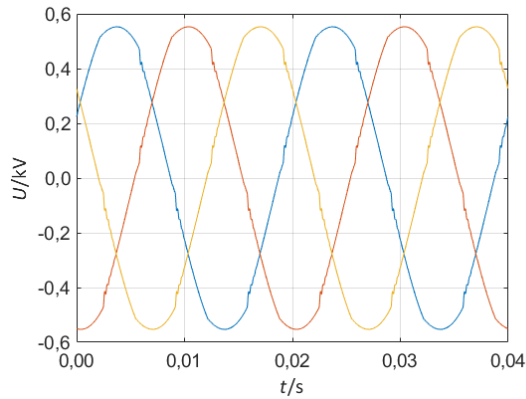
Kuva 6.26. Harmonisten yliaaltojen kompensointi: simulaatiotulos.



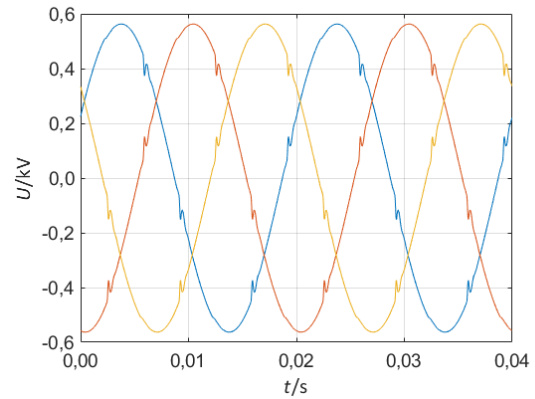
Kuva 6.27. Harmonisten yliaaltojen kompensointi: kuusipulssisuuntaajan ottama virta ennen kompensointia.



Kuva 6.28. Harmonisten yliaaltojen kompensointi: kuusipulssisuuntaajan ottama virta kompensoinnin aikana.



Kuva 6.29. Harmonisten yliaaltojen kompensointi: pääjännitteet ennen kompensointia.



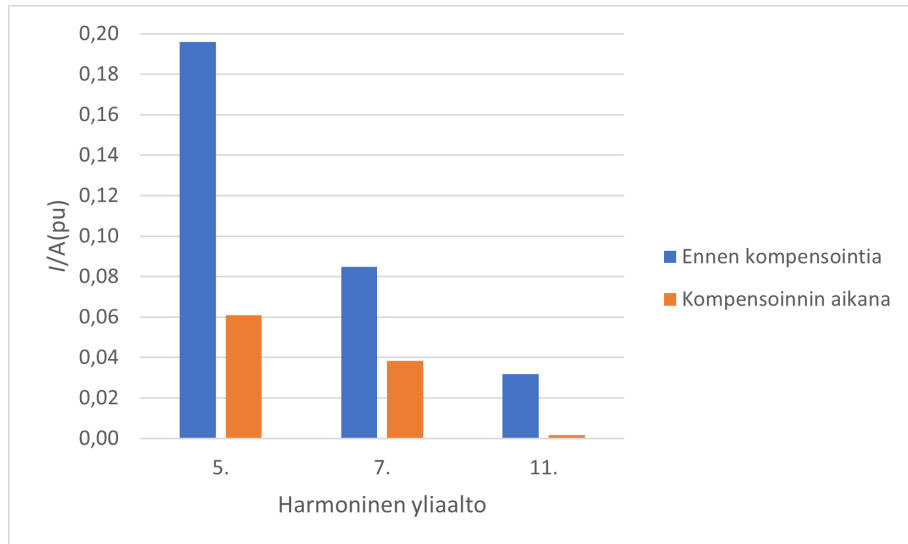
Kuva 6.30. Harmonisten yliaaltojen kompensointi: pääjännitteet kompensoinnin aikana.

aikana. Mitatut THD-arvot ovat esitetty taulukossa 6.4. Standardi SFS-EN 50160 asettaa jännitteen kokonaissärölle pienjänniteverkon liittymispisteessä rajaksi 8 % [60]. Jännitteen THD liittymispisteessä oli jo ennen kompensointia reilusti tämän rajan alapuolella. Kompensointi saa jännitteen THD:n laskemaan noin 0,5 %-yksikköä. Alun perin suuri virran THD-arvo liittymispisteessä putoaa noin 30,5 %-yksikköä. Jo aiemmin mainittu ilmiö kuusipulssisuuntaajan tuottamien harmonisten yliaaltojen kasvusta kompensoinnin aikana on havaittavissa kuusipulssisuuntaajan THD_1 -arvosta, joka nousee kompensoinnin aikana noin 16,9 %-yksikköä. Alaluvussa 3.2.3 mainittiin, että virran THD:tä ei kannata käyttää harmonisten yliaaltojen suuruuden arviointiin. Koska nyt tarkastellaan virtasärön muutosta liittymispisteessä kompensoinnin onnistumisen kannalta, on THD tähän tarkoitukseen täysin sopiva.

Taulukko 6.4. Harmonisten yliaaltojen kompensointi: THD.

| | THD_U (PCC)/% | THD_I (PCC)/% | THD_I (6PC)/% |
|----------------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Ennen kompensointia | 2,3 | 50,9 | 50,2 |
| Kompensoinnin aikana | 1,8 | 20,4 | 67,1 |

Parittomien harmonisten yliaaltojen taajuusjakauma ennen kompensointia ja kompensoinnin aikana on esitetty kuvassa 6.31. Jakauma ilmaisee kunkin harmonisen yliaallon suuruuden suhteessa perustaajuiseen virtaan. 3:nneen ja 9:nneen yliaallon suuruutta ei ole esitetty, koska simulaatio on toteutettu kolmijohtojärjestelmässä, jossa 3:ttä ja 9:ttä yliaaltoa ei esiinny. Myöskään järjestysluvun 11. ylittävien harmonisten yliaaltojen suuruuksia ei ole esitelty, koska ne jäävät erittäin pieniksi. Ennen kompensointia 5. yliaalto on suuruudeltaan suurin alaluvussa 3.2.2 esitellyn teorian mukaisesti. Kompensointi vaikuttaa ilmenevien yliaaltojen suuruuteen selvästi; 5:nneen yliaallon suuruus putoaa noin 13,5 %-yksikköä, 7:nneen noin 4,6 %-yksikköä ja 11:nneen noin 3,0 %-yksikköä. Edellä mainittujen tulosten perusteella voidaan todeta kompensoinnin onnistuneen suhteellisen



Kuva 6.31. Harmonisten yliaaltojen kompensointi: taajuusjakauma.

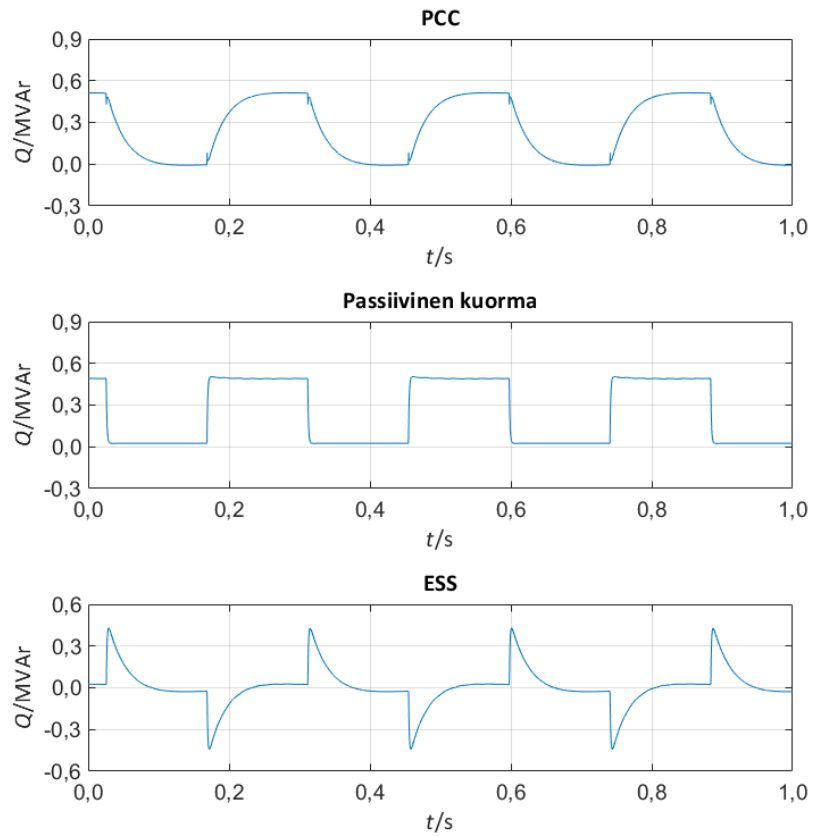
hyvin.

6.4.2 Välkynnän ehkäisy

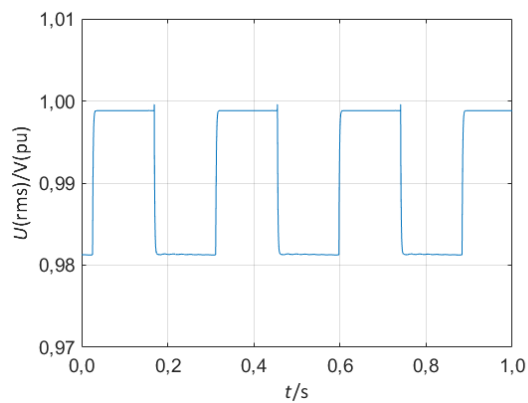
Välkynnän ehkäisyyn virtaohje muodostetaan i_q -komponentista samalla tavoin kuin harmonisten yliaaltojen kompensoinnin yhteydessä, jota on havainnollistettu aiemmin kuvassa 6.25. Suodattimen aikavakio asetetaan arvoon 0,03 s. Simulaatiota varten passiivisen kuorman loisteho asetetaan muuttumaan porrasmaisella muutoksella 0 MW:sta 0,5 MW:iin 7 Hz taajuudella. ESS:ää ja passiivista kuormaa lukuunottamatta kaikkien muiden resurssien katkaisijat avataan.

Välkynnän ehkäisyyn simulaatiotulos on esitetty kuvassa 6.32. Nähdään että ESS hidastaa liittymispisteen loistehon muutosta uuteen loistehoarvoonsa. ESS ei kuitenkaan täysin pysty vastaamaan loistehomuutokseen transientin alkaessa. Tämä on havaittavissa pienistä 'piikeistä' liittymispisteen loistehossa esimerkiksi ajanhetkellä 0,6 s. Ilmiö voi aiheutua esimerkiksi säätövirheestä tai ESS:n virtasäädön tai kompensoinnin virtasäädön hitaudesta. Ilmiötä voitaisiin yrittää kompensoida suodattimen aikavakiota pienentämällä. Tällöin loistehon muutos uuteen arvoonsa kuitenkin nopeutuisi. Koska simulaatiossa ei ole muita resursseja kytkettynä, muuttuu liittymispisteen teho ESS:n kompensoinnin loputtua vastaamaan passiivisen kuorman loistehoarvoa.

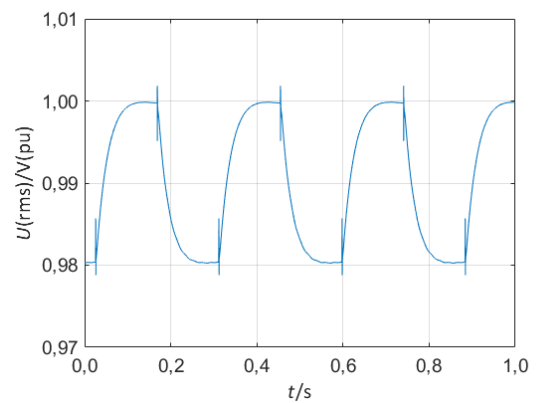
Välkynnän ehkäisyyn jännitteeseen aiheuttamat muutokset ovat nähtävissä kuvista 6.33 ja 6.34. Nähdään, että jännitteen nopea muutos, josta välkyntä aiheutuu, pienenee selvästi. Toisaalta jännitteeseen aiheutuu kompensoinnin aktivoituessa selviä piikkejä. Tämä johtuu jo aiemmin esitellyistä, liittymispisteen loistehossa esiintyvistä piikeistä. Simulaatiossa ei mitattu P_{st} - tai P_{lt} -arvoja, koska simulaatiosta olisi tullut tällöin todella pitkä. Lopullinen suodattimen aikavakion viritys tulisi kuitenkin tehdä näiden arvojen perusteella.



Kuva 6.32. Väkynän ehkäisy: simulaatiotulos.



Kuva 6.33. Väkynän ehkäisy: jännite ennen ehkäisyä.

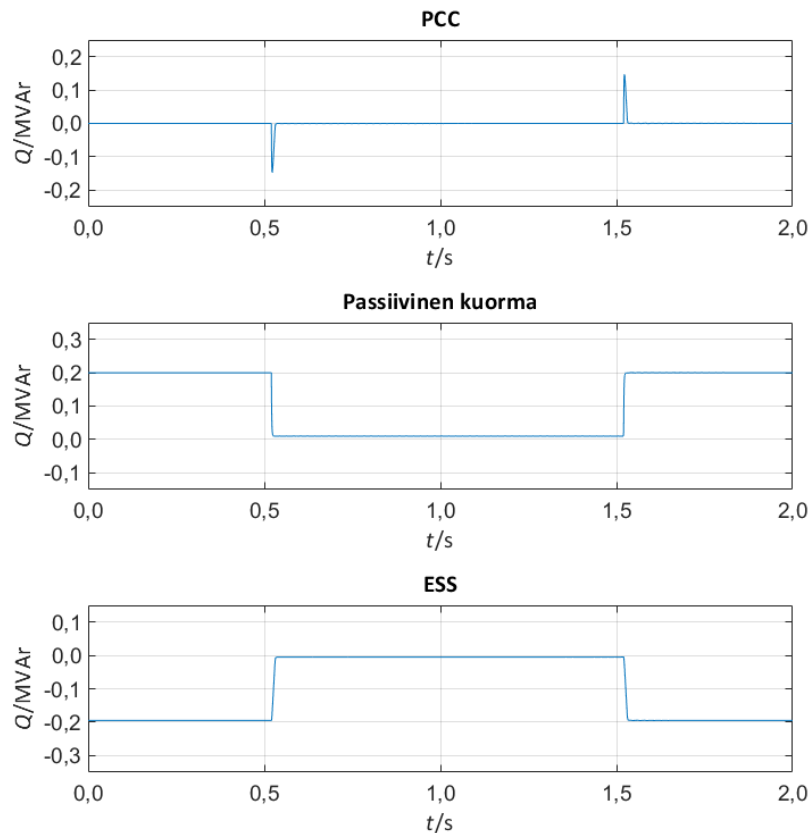


Kuva 6.34. Väkynän ehkäisy: jännite ehkäisyn aikana.

6.4.3 Loistehon kompensointi

Loistehon kompensoinnin virtaohje on taulukon 6.3 mukaisesti i_q -komponentin DC-osa. Tämän selvittämiseen käytetään liukuvan keskiarvon suodatinta, jolle laskennallinen kuormavirta syötetään suoraan. Suodattimen otoskooksi valitaan 200 kappaletta, joka $25 \mu\text{s}$ aika-askeleella tekee 5 ms. Lisäksi ulomman säätösilmukan loistehonsäädön mittausta asetetaan erikseen nolnaan, ettei ulompi säätösilmukka säädä virtaohjetta vastaan. Tämä täytyy tehdä siitä syystä, että ESS mittaa loistehotiedon omasta ulostulostaan. Simulaatiota varten passiivisen kuorman loisteho asetetaan vaihtelevaan porrasmaisella muutoksella 0 MVAR:in ja 0,2 MVAR:in välillä sekunnin välein.

Loistehon kompensoinnin simulaatiotulos on esitetty kuvassa 6.35. Nähdään, että ESS kompensoi tehokkaasti muutoksia loistehossa ja pystyy kompensoimaan kuorman pysyvän loistehon tarpeen. Loisteho liittymispisteessä pysyy nollassa transienttitalanteissa esiintyviä piikkejä lukuunottamatta. Jos kompensoinnista haluttaisiin nopeampi, voitaisiin liukuvan keskiarvon suodattimen otoskokoa pienentää. Tarvittaessa virtareferenssi voitaisiin myös antaa kokonaisuudessaan säätimelle ilman suodatusta. Tällöin ESS kompensoisi myös osan harmonisista yliaalloista.

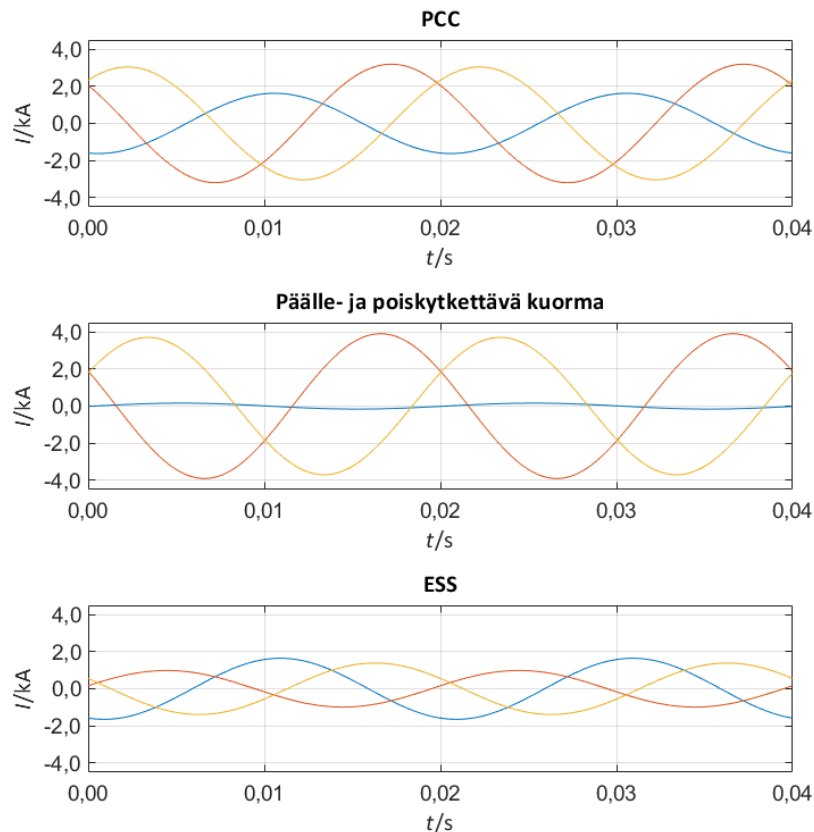


Kuva 6.35. Loistehon kompensointi: simulaatiotulos.

6.4.4 Jännite-epäsymmetrian korjaus

Jännite-epäsymmetrian korjauksen virtaohje muodostetaan loistehon kompensoinnin tavoin syöttämällä laskennallinen kuormavirta suoraan suodattimelle. Suodattimena käytetään kuitenkin liukuvan keskiarvotuksen sijaan alipäästösuodatinta. Suodatetut vasta-verkon virrat lisätään akkuenergiavaraston muuhun virtaohjeeseen. Simulaatiota varten päälle- ja poiskytkettävän kuorman A-vaiheeseen lisätään vastus, jonka resistanssi on 2Ω . Kuorman loistehoasetukseksi asetetaan 2 MVA ja pätötehoasetukseksi minimiarvo, 0,1 kW. Kaikkien resurssien katkaisijat avataan ESS:ää ja päälle- ja poiskytkettävää kuormaa lukuunottamatta.

Jännite-epäsymmetrian korjauksen simulaatiotulos on esitetty kuvassa 6.36. Havaitaan, että päälle- ja poiskytkettävän kuorman A-vaiheen virta on amplitudiltaan selvästi pienempi kuin muiden vaiheiden virta. Lisäksi on havaittavissa, että päälle- ja poiskytkettävän kuorman virran A- ja B-vaiheen välinen kulmaero on huomattavasti suurempi kuin A- ja C-vaiheen välinen kulmaero.



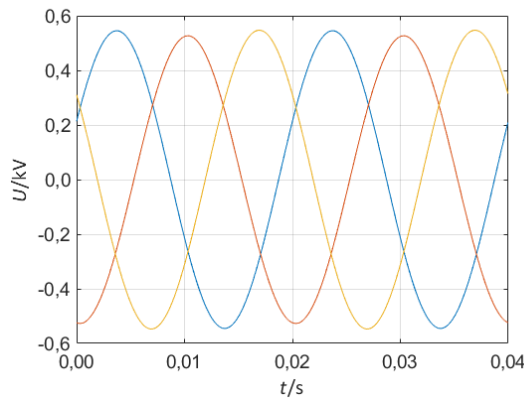
Kuva 6.36. Jännite-epäsymmetrian korjaus: simulaatiotulos.

Edellä mainittuja asioita korjatakseen ESS syöttää A-vaiheeseen pientä vaihesiirtoa lukuunottamatta samanvaiheista virtaa. A-vaiheen virran amplitudi kasvaa liittymispistees-

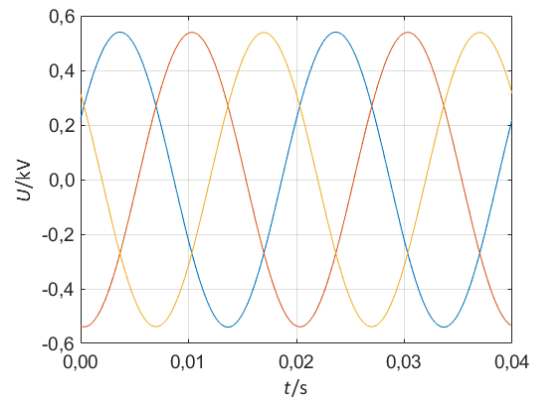
sä noin 1,6 kA:iin. Lisäksi ESS syöttää päälle- ja pois kytkettävän kuorman B- ja C-vaiheen virtoihin nähden jokseenkin vastakkaisvaiheista virtaa, jotta niiden amplitudi liittymispisteessä pienenesi. B- ja C-vaiheen virrat pienenevät liittymispisteessä noin 3,1 kA:iin. Vaikka balansointi ei täysin onnistukaan, tilanne on vaihevirtojen tasapainon kannalta huomattavasti parempi kuin lähtötilanteessa. Kuvasta on kuitenkin selvästi nähtävissä open-loop-säädössä tapahtuvan säätövirheen vaikutus; jotta kuormavirrat balansoituisivat täydellisesti, täytyisi ESS:n virtojen amplitudien olla huomattavasti suurempia.

Pääjännitteet ennen jännite-epäsymmetrian korjausta sekä jännite-epäsymmetrian korjauksen aikana ovat esitetty kuvissa 6.37 ja 6.38. Kuvasta 6.37 on selvästi nähtävissä, että pääjännitteen B-C amplitudi on pääjännitteiden A-B ja C-A amplitudeja pienempi. Korjauksen aikana pääjännitteiden amplitudien väliset erot ovat selvästi pienempiä.

Muutosta pääjännitteiden suuruuksissa on havainnollistettu taulukossa 6.5 RMS-arvojen avulla. RMS-arvoista havaitaan, että pääjännitteiden jännite-erot putoavat korjauksen aikana erittäin merkittävästi. Pääjännitteiden A-B ja B-C välinen jännite-ero putoaa korjauksen aikana noin 93,8 % ja pääjännitteiden B-C ja C-A välinen jännite-ero noin 97,2 %. Pääjännitteiden A-B ja C-A-vaiheen välinen jännite-ero putoaa noin 20,0 %.



Kuva 6.37. Jännite-epäsymmetrian korjaus: pääjännitteet ennen korjausta.



Kuva 6.38. Jännite-epäsymmetrian korjaus: pääjännitteet korjauksen aikana.

Taulukko 6.5. Jännite-epäsymmetrian korjaus: pääjännitteiden RMS-arvot.

| | $U_{A-B}/V(\text{RMS})$ | $U_{B-C}/V(\text{RMS})$ | $U_{C-A}/V(\text{RMS})$ |
|-------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| Ennen korjausta | 385,4 | 372,4 | 386,9 |
| Korjauksen aikana | 382,0 | 381,2 | 380,8 |

6.4.5 Energianhallinta-algoritmien toiminta

Tässä alaluvussa tarkastellaan huipputehon leikkaus- ja pätoitehon muutosnopeuden hallinta-algoritmien toimintaa todenmukaisemmassa mikroverkon mallissa. Lisäksi tar-

kastellaan FCR-N-algoritmin toimintaa. FCR-N-algoritmin tarkastelu on eriytetty omaksi simulaatiokseen, koska simulaatiossa käytetyillä tehoilla huipputehon leikkaus -algoritmi olisi säätänyt FCR-N-algoritmia vastaan. Edellä mainittujen algoritmien teho-ohjeiden toteuttamisen lisäksi ESS kompensoi harmonisia yliaaltoja. Harmonisten yliaaltojen aiheuttaman tehovärähtelyn takia esiteltäviä tehokäyriä suodatetaan aikavakion 0,1 s omaavalla alipäästösuodattimella. Kaikkien resurssien katkaisijat suljetaan päälle- ja poiskytkettävää kuormaa lukuunottamatta.

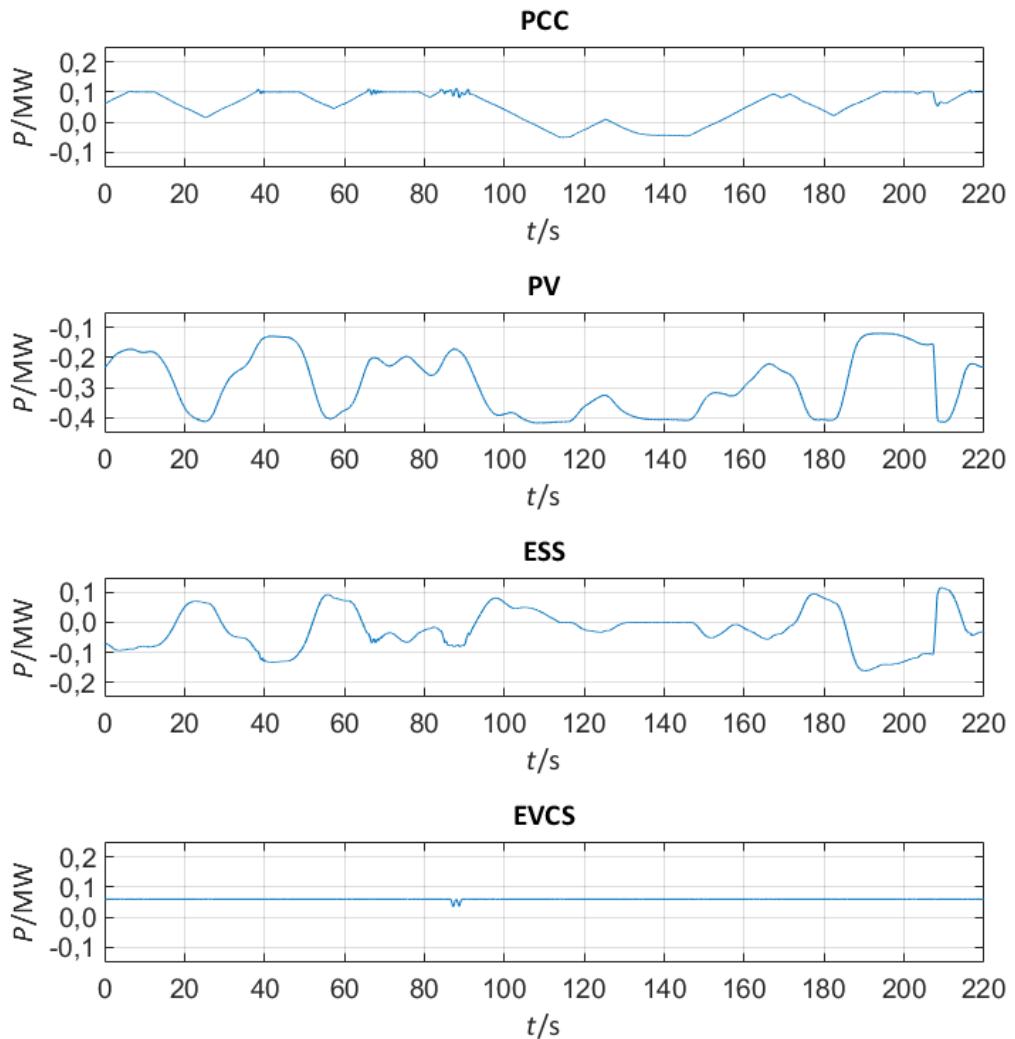
Huipputehon leikkaus -algoritmin toimintaa varten liittymispisteen tehoraja asetetaan arvoon 0,1 MW. Huipputehon leikkaukseen allokoidaan 0,05 MW tehoa sekä ESS:ltä että EVCS:ltä. Algoritmilta syötettävää liittymispisteen tehoa suodatetaan alipäästösuodattimella, jonka aikavakio on 0,8 s. Lisäksi algoritmin ulostulon muutosnopeudelle asetettiin raja, 0,05 MW/s. Pätötehon muutosnopeuden hallinta -algoritmin muutosnopeusrajaksi asetetaan 100 % aurinkovoimalan maksimipätötehosta minuutissa, eli 0,4 MW/min. Myös päätötehon muutosnopeus -algoritmilta syötettävää aurinkovoimalan tehoa suodatetaan. Suodatus toteutetaan yhden verkkojakson mittaisella liukuvalla keskiarvotuksella.

Simulaation tulos on esitetty kuvassa 6.39. Passiivisen kuorman ja kuusipulssisuuntaajan tehokäyriä ei esitetä, koska resurssien tehot pysyvät koko ajan vakiona. Taulukon 6.2 mukaisesti passiivisen kuorman teho on 0,1 MW ja kuusipulssisuuntaajan teho 0,2 MW. Liittymispisteen tehosta on ajanhetkistä 38 s, 65 s ja 85 s alkaen selvästi nähtävillä huipputehon leikkaus -algoritmin toiminta, jolloin liittymispisteen teho värähtelee asetetun tehorajan ympärillä. Sama värähtely on havaittavissa ESS:n tehossa. Myös EVCS:n osalta huipputehon leikkaus -algoritmin toiminta on nähtävissä maksimitehorajan laskusta ajanhetkellä 85 s. Pätötehon muutosnopeuden hallinta -algoritmin toiminta on nähtävissä liittymispisteen tehossa ilmenevistä säännönmukaisesti rampeista.

Algoritmien tehot eriteltyinä ovat esitetty kuvassa 6.40. Kuvasta on todettavissa aiemmin mainittu huipputehon leikkaus -algoritmin värähtely. Tämä johtuu siitä, että algoritmin säätö toimii huomattavasti nopeammin kuin resurssien tehonsäätö. Ongelma voitaisiin korjata suodattamalla algoritmin ulostuloa esimerkiksi liukuvalla keskiarvotuksella. Algoritmiin voitaisiin tehorajan ympärille asettaa kuollut alue, jonka sisällä liittymispisteen teho saa vaihdella ilman algoritmin aktivoitumista. Lisäksi algoritmilta syötettävän liittymispisteen tehon suodatusta voitaisiin muuttaa; alipäästösuodattimen aikavakiota voitaisiin säätää tai se voitaisiin vaihtaa liukuvaan keskiarvotukseen.

Pätötehon muutosnopeuden hallinta -algoritmin toiminta on odotetun mukainen. Algoritmi kytkeytyy pois päältä huipputehon leikkaus -algoritmin ollessa aktivoituneena. Kuvaajasta on lisäksi havaittavissa ajanhetkellä 190 s, miten algoritmi käyttäytyy liittymispisteen tehon lähestyessä tehorajaa. Tehorajan läheisyydessä algoritmi laskee tehoaan kohti nolaa siten, ettei tehoraja ylity.

Virran THD liittymispisteessä vaihtelee simulaation aikana voimakkaasti. Tämä johtuu sii-

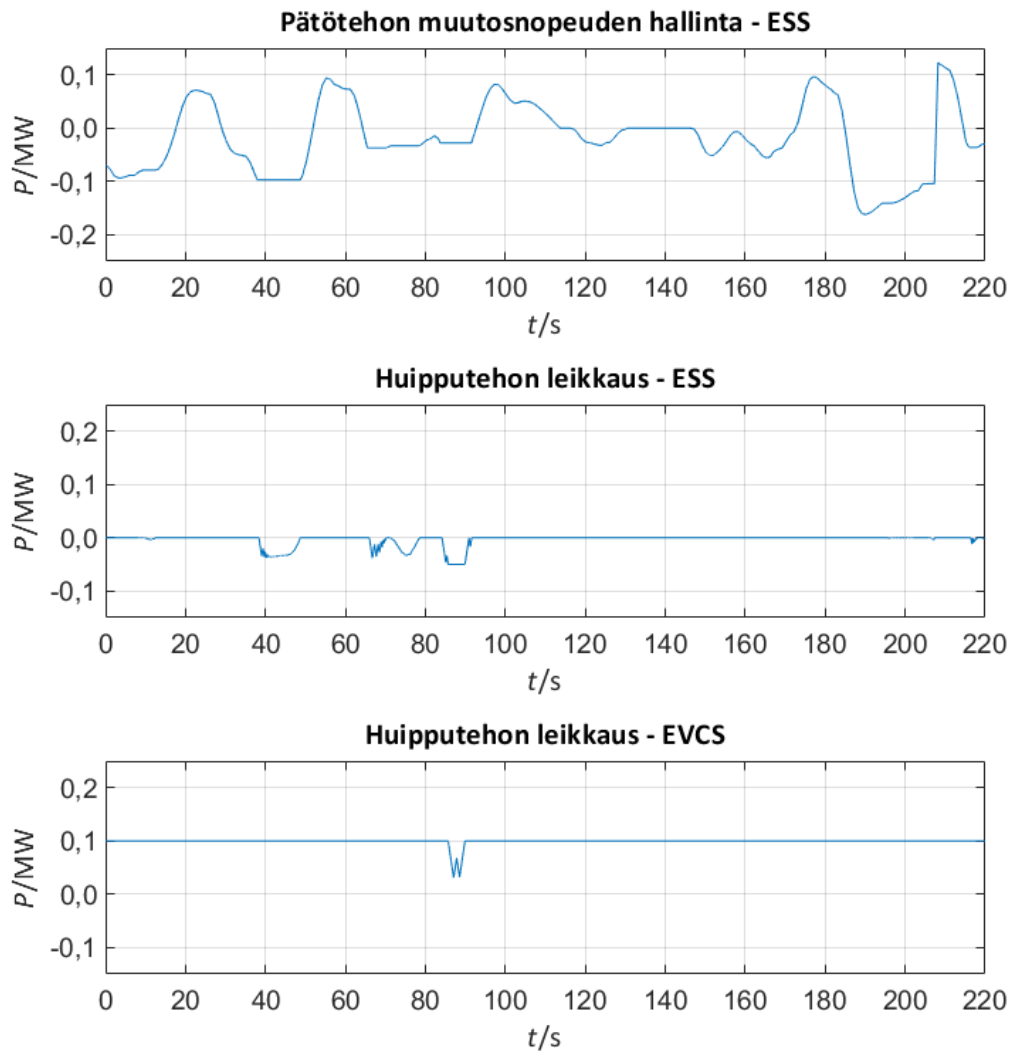


Kuva 6.39. *Energianhallinta-algoritmien toiminta: todelliset tehot.*

tä, että virran suuruus liittymispisteessä vaihtelee. THD nousee voimakkaasti kun virran suuruus liittymispisteessä lähenee nollaa. Ajanhetkinä, jolloin teho liittymispisteessä on noin 0,1 MW, virran THD-arvo ilman kompensointia on keskimäärin 100,8 % ja kompensoinnin aikana keskimäärin 41,4 %.

Simulaation tulos on huipputehon leikkaus -algoritmin värähtelyä lukuunottamatta hyvä. Voidaan todeta, etteivät harmoniset yliaallot häiritse huipputehon leikkaus -algoritmin toimintaa, kun algoritmillemenevää liittymispisteen tehoa suodatetaan. Toisaalta simulaatiossa ei ole otettu huomioon kommunikaatioviivettä. Esimerkiksi 1 s kommunikaatioviive aiheuttaisi algoritmien säätöön huomattavaa latenssia. Kuten aiemmin todettiin, todellisessa käytössä tämä täytyy ottaa huomioon huipputehon leikkaus -algoritmin tehorajan asettamisessa.

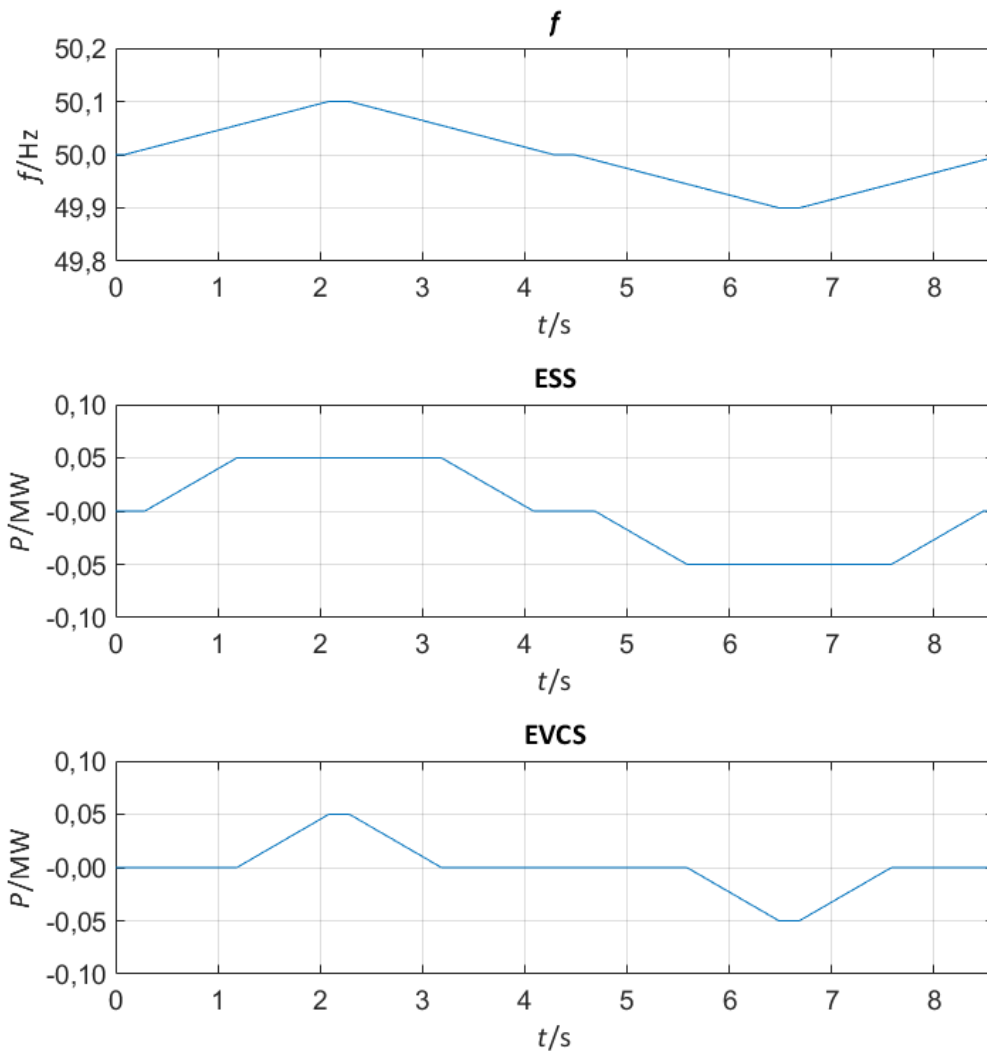
FCR-N-simulaatiossa FCR-N-markkinalle tarjotaan 0,10 MW tehokapasiteettia, josta



Kuva 6.40. Energianhallinta-algoritmien toiminta: algoritmien teho-ohjeet.

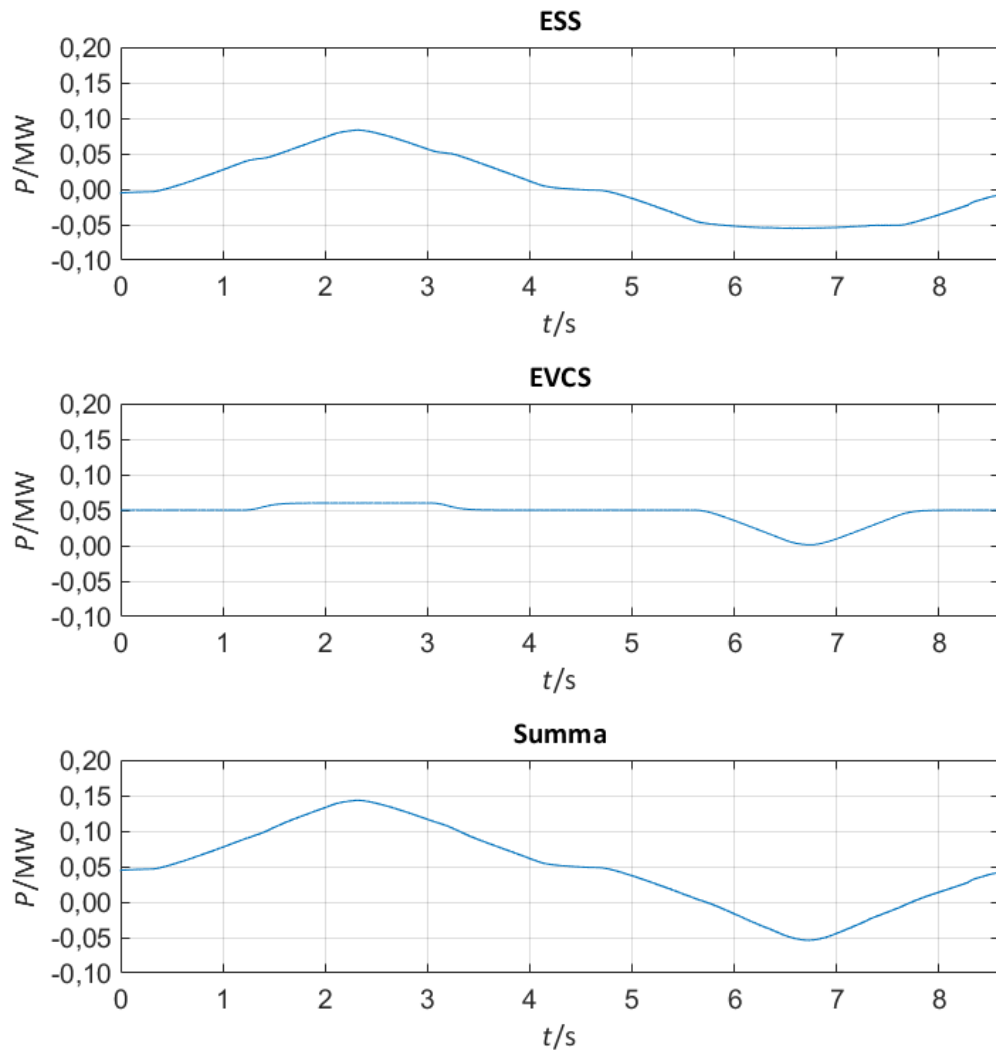
0,05 MW on allokoitu ESS:lle ja 0,05 MW EVCS:lle. Simulaation kannalta esitellään vain oleelliset tehokäyrät. Käytetty taajuussignaali sekä FCR-N-algoritmin teho-ohjeet ovat esitetty kuvassa 6.41. Käytetty taajuussignaali eroaa alaluvussa 6.2.3 käytetystä signaalista. Tehokapasiteetti alkaa aktivoitua taajuuden ylittäessä 50,01 Hz ja muuttuu tämän jälkeen taajuuden funktiona. Tehokapasiteetti on täysin aktivoitunut kun taajuus saavuttaa rajan 50,1 Hz. Kapasiteetti pysyy täysin aktivoituneena, kunnes taajuus alkaa laskea kohti 50 Hz:iä. Tällöin kapasiteetti muuttuu jälleen taajuuden funktiona. Tehokapasiteetti on täysin deaktivoitunut taajuuden saavuttaessa rajan 50,01 Hz. Sama sekvenssi toistuu taajuuden laskiessa alle 49,99 Hz:in. Aiemmin esitetyn tavoin ESS:n tehokapasiteetti käytetään ennen EVCS:n tehokapasiteettia. ESS:n teho-ohjeesta on havaittavissa taajuudensäädölle asetettu kuollut alue.

Resurssien toteutuneet tehot ovat esitetty kuvassa 6.42. Havaitaan, että EVCS pystyy lisäämään lataustehoaan vain 0,01 MW alkuperäiseen lataustehoon verrattuna. Tämä joh-



Kuva 6.41. FCR-N-algoritmi: algoritmin teho-ohjeet.

tuu siitä, että sähköautojen BMS:t rajoittavat lataustehojen nostoa. Alaluvun 6.2.3 mukaisesti ESS kompensoi EVCS:n puuttuvan FCR-N-kapasiteetin. Resurssien tehojen summista on nähtävissä toteutunut, oikeanlainen FCR-N-vaste. Kuvaan 6.41 verrattuna resurssien tehojen toteutunut summa näyttää ajallisesti hieman algoritmien teho-ohjetta hitaammalta. Tämä voi johtua sekä tehonsäädön hitaudesta että tehojen suodatuksessa käytetystä alipäästösuodattimesta. Tällaisenaankin tehonsäädön nopeus olisi FCR-N-markkinalle täysin riittävä, sillä tehokapasiteetin täysimääräiselle aktivoitumiselle annettu aika on 3 minuuttia.



Kuva 6.42. FCR-N-algoritmi: toteutuneet tehot.

7. YHTEENVETO

Tässä diplomityössä tutustuttiin mikroverkon sähkön laatuun ja energianhallintaan. Lisäksi käsiteltiin kommunikaation toteutusta mikroverkossa. Teoriaosuudessa edellä mainittuihin asioihin tutustuttiin kirjallisuuden avulla. Sähkön laadun osalta tarkasteltiin erityisesti sähkön laatuun vaikuttavia sähköisiä ilmiöitä. Tarkasteltavia ilmiöitä olivat harmoniset yliaallot, välkyntä, loisteho ja jännite-epäsymmetria. Ilmiöt voivat aiheuttaa sähköverkossa erilaisia haittoja. Lisäksi ilmiöiden esiintymiselle on asetettu standardeissa erilaisia rajoituksia. Tästä syystä niiden esiintymistä mikroverkossa voidaan joutua rajoittamaan erilaisilla korjausmenetelmillä.

Mikroverkon energianhallinnan päätavoite on mikroverkon toiminnan teknis-taloudellinen optimointi, josta vastaa energianhallintajärjestelmä. Toimintaa voidaan optimoida esimerkiksi sisäisellä energianhallinnalla tai osallistumalla reservimarkkinoille. Esimerkiksi huipputehon leikkauksella siirtyvän sähkön määrää mikroverkon ja jakeluverkon välillä voidaan hallita. Jotkin maat asettavat lisäksi verkkosäännöissään ohjeita tuotantolaitosten tai kuormien pätötehon muutosnopeudelle. Mikroverkossa pätötehon muutosnopeutta liittymispisteessä voidaan hallita akkuenergiavarastolla. Osallistuminen reservimarkkinoille tarjoaa mikroverkoille ansaintamahdollisuuksia. Yksi tällaisista reservimarkkinatuotteista on taajuusohjattu käyttöreservi, FCR-N. Eri energianhallintamekanismeja voidaan suorittaa yhtäaikaisesti, jos tehon allokoinnista ja varaustilan hallinnasta huolehditaan. Myös reservimarkkinoille osallistuminen voidaan yhdistää energianhallintaan tai sähkön laadun korjaukseen.

Teoriaosuuden lopuksi tutustuttiin yleisimpiin mikroverkoissa käytössä oleviin kommunikaatiostandardeihin ja -protokolleihin sekä kommunikaation toteutukseen mikroverkossa. Yleisimpiä kommunikaatiostandardeja ja -protokollia ovat IEC 61850, Modbus, DNP3 ja IEC 60870-5. Kommunikaation toteutus mikroverkossa on aina tilannekohtainen, mutta se voidaan toteuttaa esimerkiksi hajautetusti, keskitetysti tai hierarkisesti. Keskitetty tai hierarkinen mikroverkon ohjaus vaatii laaja-alaista kommunikaatiota fyysisen ohjaimen ja mikroverkon resurssien välillä.

Teorian avulla implementoitiin 3 energianhallinta-algoritmia, joita ovat huipputehon leikkaus -, pätötehon muutosnopeuden hallinta - ja FCR-N-algoritmi. Simulointiosuudessa näiden algoritmien toimintaa testattiin. Lisäksi akkuenergiavarastolla tehtävää sähkön

laadun korjausta testattiin esiteltyjen sähköisten ilmiöiden osalta. Sähkön laadun korjauksessa käytettiin kirjallisuudessa esiintyneitä korjausmenetelmiä. Simuloinnit suoritettiin kahdessa osassa. Algoritmien toimintaa testattiin Matlab Simulink -ohjelmalla ideaalisesti mallinnetussa mikroverkossa. RTDS-ympäristöön kehitettiin realistisempi mikroverkko-malli, jonka avulla tarkasteltiin sähkön laadun korjausmenetelmien suorituskykyä. RTDS-simulaatioilla varmennettiin myös kehitettyjen algoritmien toiminta.

Simulink-simulaatioissa kehitetyt algoritmit todettiin toimiviksi. Myös RTDS-simulaatioissa kehitetyt algoritmit todettiin pääosin toimiviksi. Huipputehon leikkaus -algoritmissa esiintyvään värähtelyyn täytyy kuitenkin kiinnittää huomiota, ennen kuin algoritmia voitaisiin käyttää todellisessa fyysisessä mikroverkon ohjaimessa. RTDS-simulaatioissa testattujen sähkön laadun korjausmenetelmien suorituskyky todettiin suhteellisen hyväksi. Korjausmenetelmien toimintaa kannattaisi kuitenkin tehostaa muuttamalla korjausmenetelmien open-loop-säätö closed-loop-säädöksi. Voidaan kuitenkin todeta akkuenergiavarastolla olevan mahdollista parantaa sähkön laatua sängen monipuolisesti.

Diplomityön kirjoittaminen toi esiin useita jatkotutkimusaiheita. Näitä ovat muun muassa energianhallintajärjestelmän automaattisen päätöksentekoa algoritmin ja sähkön laadun seurantajärjestelmän kehittäminen sekä ESS:n varaustilan hallinta -algoritmin kehittäminen. Energianhallintajärjestelmän toiminta saarekekäytössä vaatii myös lisää jatkotutkimusta, jotta toiminnallisuuksia voitaisiin yhdistää mikroverkon ohjaimen.

LÄHTEET

- [1] H. Akagi. *Instantaneous power theory and applications to power conditioning*. IEEE Press, 2017. URL: <https://www.proquest.com/docview/2136089625>.
- [2] M. Asell et al. *Kirjallinen kysymys KK 185/2022 vp.* 2022. Saatavissa (viitattu 2.11.2022). URL: https://www.eduskunta.fi/FI/vaski/Kysymys/Sivut/KK_185+2022.aspx.
- [3] I. Ş. Bayram ja A. Tajer. *Plug-in Electric Vehicle Grid Integration*. Artech House, 2017. URL: <https://app.knovel.com/kn/resources/kpPEVGI001/toc>.
- [4] A. Cabrera-Tobar et al. "Review of advanced grid requirements for the integration of large scale photovoltaic power plants in the transmission system". *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 62 (2016). Pp. 976-977. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.044>.
- [5] R. K. Chauhan, K. Chauhan ja S. N. Singh. *Microgrids for Rural Areas - Research and Case Studies*. Institution of Engineering ja Technology (The IET), 2020. URL: <https://app.knovel.com/kn/resources/kpMRARCS02/toc>.
- [6] M. Chen ja G. A. Rincon-Mora. "Accurate electrical battery model capable of predicting runtime and I-V performance". *IEEE transactions on energy conversion* 21.2 (2006). Pp. 504-511. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/1634598>.
- [7] J. F. G. Cobben et al. "Integrated approach for power quality requirements at the point of connection" (2007). Pp. 1-5. URL: https://www.researchgate.net/publication/4307723_Integrated_approach_for_power_quality_requirements_at_the_point_of_connection.
- [8] J. C. Das. *Power System Analysis: Short-Circuit Load Flow and Harmonics, Second Edition*. CRC Press, 2007. URL: <https://www.proquest.com/docview/2140938680/>.
- [9] F. C. De La Rosa. *Harmonics and power systems*. CRC Press, 2006. URL: <https://www.taylorfrancis.com/books/mono/10.1201/9781420004519/harmonics-power-systems-francisco-de-la-rosa>.
- [10] F. Delfino et al. *Microgrid Design and Operation - Toward Smart Energy in Cities*. Artech House, 2018. URL: <https://app.knovel.com/kn/resources/kpMDOTSEC1/toc>.
- [11] Elenia Oy. *Pienjänniteliittymien tekninen ohje*. Saatavissa (viitattu 19.10.2022). URL: <https://www.elenia.fi/files/e217220a6e4f7c65decbe233d167650f0befe52/pienjanniteliittymien-tekninen-ohje-elenia.pdf>.
- [12] Elenia Oy. *Verkkopalveluhinnasto*. 2021. Saatavissa (viitattu 31.10.2022). URL: <https://www.elenia.fi/files/8b901429d085a564d41bf0cecaeea5d1c75f98f4/elenia-hinnasto-2021-a4-fin-v5-web.pdf>.

- [13] Energiateollisuus ry. *Mikrotuotannon liittäminen sähkönjakeluverkkoon*. 2019. Saatavissa (viitattu 10.10.2022). URL: https://energia.fi/files/4249/Mikrotuotannon_liittaminen_verkostosuositus_luonnos_PAIVITETTY_20191203_FINAL.pdf.
- [14] Energiateollisuus ry. *Sähkötoimitusehdot*. 2010. Saatavissa (viitattu 10.10.2022). URL: https://energia.fi/files/1059/Sahkontoimitusehdot_STE2010.pdf.
- [15] ENTSO-E. *Technical Requirements for Frequency Containment Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area*. 2022. Saatavissa (viitattu 3.11.2022). URL: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/reservit/fcr-technical-requirements-2022-06-27.pdf>.
- [16] Fingrid Oyj. *Automaattisen taajuuden palautusreservin (aFRR) teknisten vaatimusten todentaminen ja hyväksyttämiprosessi*. Saatavissa (viitattu 8.11.2022). URL: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/reservit/uusi-automaattisen-taajuuden-palautusreservin-afrr-teknisten-vaatimusten-todentaminen-ja-hyvaksyttamisprosessi.pdf>.
- [17] Fingrid Oyj. *Ehdot ja edellytykset automaattisen taajuuden palautusreservin (aFRR) toimittajalle*. 2022. Saatavissa (viitattu 8.11.2022). URL: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/reservit/liite-1-ehdot-ja-edellytykset-automaattisen-taajuuden-palautusreservin-afrr-toimittajalle.pdf>.
- [18] Fingrid Oyj. *Ehdot ja edellytykset nopean taajuusreservin (FFR) toimittajalle*. 2020. Saatavissa (viitattu 3.11.2022). URL: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/reservit/liite1---ehdot-ja-edellytykset-nopean-taajuusreservin-ffr-toimittajalle.pdf>.
- [19] Fingrid Oyj. *Ehdot ja edellytykset taajuuden vakautusreservin (FCR) toimittajalle*. 2020. Saatavissa (viitattu 8.11.2022). URL: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/reservit/fcr-liite1---ehdot-ja-edellytykset.pdf>.
- [20] Fingrid Oyj. *Häviösähkö*. Saatavissa (viitattu 20.10.2022). URL: <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/sahkonsiirto/sahkon-siirtovarmuus/haviosahko/>.
- [21] Fingrid Oyj. *Kuinka osallistua reservimarkkinoille*. Saatavissa (viitattu 1.11.2022). URL: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/kuinka-osallistua-reservimarkkinoille/>.
- [22] Fingrid Oyj. *Loissähkön käyttö ja loistehoreservin ylläpito*. Saatavissa (viitattu 19.10.2022). URL: <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/liitynta-kantaverkkoon/loissahkon-kaytto-ja-loistehoreservin-yllapito/>.
- [23] Fingrid Oyj. *Nopea taajuusreservi (FFR)*. Saatavissa (viitattu 1.11.2022). URL: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/nopea-taajuusreservi/>.
- [24] Fingrid Oyj. *Nopean taajuusreservin (FFR) teknisten vaatimusten todentaminen ja hyväksyttämiprosessi*. 2021. Saatavissa (viitattu 2.11.2022). URL: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/reservit/>

- liite2 --- nopean - taajuusreservin - ffr - teknisten - vaatimusten - todentaminen - ja - hyväksyttämisen prosessi.pdf.
- [25] Fingrid Oyj. *Reservimarkkinat*. Saatavissa (viitattu 1.11.2022). URL: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/>.
- [26] Fingrid Oyj. *Sähkövarastojen järjestelmätekniset vaatimukset*. 2020. Saatavissa (viitattu 10.10.2022). URL: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/sahkovarastojen-jarjestelmatekniset-vaatimukset-sjv2019.pdf>.
- [27] Fingrid Oyj. *Taajuuden vakautusreservien (FCR) teknisten vaatimusten todentaminen ja hyväksyttämisen prosessi*. 2022. Saatavissa (viitattu 3.11.2022). URL: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/reservit/taajuuden-vakautusreservien-fcr-teknisten-vaatimusten-todentaminen-ja-hyvaksettamisprosessi-1.8.2022-alkaen.pdf>.
- [28] Fingrid Oyj. *Taajuusohjattu käyttö- ja häiriöreservi (FCR-tuotteet)*. Saatavissa (viitattu 1.11.2022). URL: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/taajuusohjattu-kaytto-ja-hairioreservi/>.
- [29] Fingrid Oyj. *Tasepalvelut*. Saatavissa (viitattu 1.11.2022). URL: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/tasepalvelut/>.
- [30] Fingrid Oyj. *Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset*. 2018. Saatavissa (viitattu 10.10.2022). URL: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kayttovarma-sahkonsiirto/vjv2018.pdf>.
- [31] D. W. Gao. *Energy Storage for Sustainable Microgrid*. Elsevier, 2015. URL: <https://app.knovel.com/kn/resources/kpESSM0006/toc>.
- [32] J. M. Gers. *Distribution Systems Analysis and Automation (2nd Edition)*. Institution of Engineering ja Technology (The IET), 2020. URL: <https://app.knovel.com/kn/resources/kpDSAAE001/toc>.
- [33] V. Gevorgian ja S. Booth. "Review of PREPA Technical Requirements for Interconnecting Wind and Solar Generation" (2013). P. 19. URL: <https://doi.org/10.2172/1260328>.
- [34] W. Hofmann. *Reactive power compensation a practical guide*. Wiley, 2012. URL: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/book/10.1002/9781119967286>.
- [35] M. Hojo et al. "A method of three-phase balancing in microgrid by photovoltaic generation systems" (2008). Pp. 2487-2491. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/4635637>.
- [36] *IEEE Recommended Practice for the Analysis of Fluctuating Installations on Power Systems*. Standardi. IEEE, 2015.
- [37] *IEEE Standard for Harmonic Control in Electric Power Systems*. Standardi. IEEE, 2022.

- [38] A. Kaur, J. Kaushal ja P. Basak. "A review on microgrid central controller". *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 55 (2016). Pp. 339-340. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.10.141>.
- [39] T. Kerdphol et al. "Robust Virtual Inertia Control of a Low Inertia Microgrid Considering Frequency Measurement Effects". *IEEE access* 7 (2019). Pp. 57550-57551. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8700181>.
- [40] K. Lappalainen ja S. Valkealahti. "Experimental study of the maximum power point characteristics of partially shaded photovoltaic strings". *Applied energy* 301 (2021). P. 9. URL: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117436>.
- [41] K. Lappalainen ja S. Valkealahti. "Sizing of energy storage systems for ramp rate control of photovoltaic strings". *Renewable Energy* 196 (2022). P. 1366. URL: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.07.069>.
- [42] N. Leppilähti. *Mikroverkon ohjaimen kehittäminen, toteutus ja testaus*. Diplomityö. Tampereen yliopisto, 2021. URL: <https://urn.fi/URN:NBN:fi:tuni-202105235321>.
- [43] M. Lintilä. *Vastaus kirjalliseen kysymykseen KK 185/2022 vp*. 2022. Saatavissa (viitattu 2.11.2022). URL: https://www.eduskunta.fi/FI/vaski/Kysymys/Documents/KKV_185+2022.pdf?lang=fi.
- [44] Z. Lu ja S. Zhou. *Integration of Large Scale Wind Energy with Electrical Power Systems in China*. John Wiley & Sons, 2018. URL: <https://app.knovel.com/kn/resources/kpILSWEEP7/toc>.
- [45] J. Marcos et al. "Power output fluctuations in large scale pv plants: One year observations with one second resolution and a derived analytic model: Power Output Fluctuations in Large Scale PV plants". *Progress in photovoltaics* 19.2 (2011). Pp. 218-227. URL: <https://doi.org/10.1002/pip.1016>.
- [46] D. Mascarella et al. "Flicker Mitigation via Dynamic Volt/VAR Control of Power-Electronic Interfaced WTGs". *IEEE Transactions on Power Delivery* 30.6 (2015). Pp. 2451-2454. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7024165>.
- [47] M. A. S. Masoum ja E. F. Fuchs. *Power Quality in Power Systems and Electrical Machines (2nd Edition)*. Elsevier, 2015. URL: <https://app.knovel.com/kn/resources/kpPQPSEME7/toc>.
- [48] MathWorks. *abc to dq0, dq0 to abc*. Saatavissa (viitattu 8.12.2022). URL: <https://se.mathworks.com/help/sps/powersys/ref/abctodq0dq0toabc.html>.
- [49] L. Meng et al. "Microgrid supervisory controllers and energy management systems: A literature review". *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 60 (2016). Pp. 1263-1273. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.03.003>.
- [50] S. M. Muyeen, S. M. Islam ja F. Blaabjerg. *Variability, Scalability and Stability of Microgrids*. Institution of Engineering ja Technology (The IET), 2019. URL: <https://app.knovel.com/kn/resources/kpVSSM0001/toc>.

- [51] C. J. O'Rourke et al. "A Geometric Interpretation of Reference Frames and Transformations: dq0, Clarke, and Park". *IEEE transactions on energy conversion* 34.4 (2019). Pp. 2070-2083. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8836094>.
- [52] M. Ovaskainen. *Verkkoon liitetyn akkuenergiavaraston sovellukset ja ohjaus*. Diplomityö. Tampereen teknillinen yliopisto, 2018.
- [53] A. Rautiainen. *Aspects of Electric Vehicles and Demand Response in Electricity Grids*. Dissertation. Tampere University of Technology, 2015. URL: <https://urn.fi/URN:ISBN:978-952-15-3615-1>.
- [54] M. Routimo. *Developing a voltage-source shunt active power filter for improving power quality*. Dissertation. Tampere University of Technology, 2008. URL: <https://urn.fi/URN:NBN:fi:tty-200902201006>.
- [55] M. Routimo et al. "Flicker Mitigation With a Hybrid Compensator". *IEEE transactions on industry applications* 44.4 (2008). Pp. 1227-1228. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/4578807>.
- [56] M. Savaghebi et al. "Autonomous Voltage Unbalance Compensation in an Islanded Droop-Controlled Microgrid". *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 60.4 (2013). P. 1390. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6140564>.
- [57] J. Schlabbach, D. Blume ja T. Stephanblome. *Voltage Quality in Electrical Power Systems*. Institution of Engineering ja Technology (The IET), 2000. URL: <https://app.knovel.com/kn/resources/kpVQEPS001/toc>.
- [58] S. K. Sen. *Fieldbus and Networking in Process Automation*. CRC Press, 2014. URL: <https://www.taylorfrancis.com/books/mono/10.1201/b16891/fieldbus-networking-process-automation-sunit-kumar-sen>.
- [59] SESKO ry. *Sähköautosanasto*. Saatavissa (viitattu 20.9.2022). URL: <https://sesko.fi/standardointi/sahkoautot-ja-latausjarjestelmat/sahkoautosanasto/>.
- [60] *SFS-EN 50160:2010 + A1:2015 + A2:2019 + A3:2019 Yleisestä jakeluverkosta syötetyn sähkön jänniteominaisuudet*. Standardi. SFS, 2020.
- [61] T. Simolin. *Electric Vehicle Charging Load Management: Algorithm and Modelling Perspectives*. Dissertation. Tampere University, 2022. URL: <https://urn.fi/URN:ISBN:978-952-03-2505-3>.
- [62] R. Singh et al. *Cable Based and Wireless Charging Systems for Electric Vehicles - Technology and Control, Management and Grid Integration*. Institution of Engineering ja Technology (The IET), 2021. URL: <https://app.knovel.com/kn/resources/kpCBWCSEV2/toc>.
- [63] S. Suurinkeroinen. *Välkyntä ja sen aiheuttajia sähköverkossa*. 2017. Saatavissa (viitattu 17.10.2022). URL: <https://www.ksoy.fi/wp-content/uploads/2021/11/Valkyntajasenaiheuttajiasahkoverkossa.pdf>.
- [64] N. M. Tabatabaei, E. Kabalci ja N. Bizon. *Microgrid Architectures, Control and Protection Methods*. Springer International Publishing, 2020. URL: <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-030-23723-3>.

- [65] Tampereen Sähköverkko Oy. *Loistehon hinnoittelu ja kompensointi*. Saatavissa (viitattu 19.10.2022). URL: <https://www.sahkolaitos.fi/globalassets/tiedostot/ohjeet-ja-opasteet/sahkoverkko/tsv-ohjepankki/2.sahkonsuunnittelijalle-ja-urakoitsijalle/5.-loisteho-ja-kompensointi/1.-loistehon-kompensointi.pdf>.
- [66] P. Tielens ja D. Van Hertem. "The relevance of inertia in power systems". *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 55 (2016). Pp. 1000-1001. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.016>.
- [67] D. Torres Lobera et al. "Operation of TUT Solar PV Power Station Research Plant under Partial Shading Caused by Snow and Buildings". *International journal of photenergy* 2013 (2013). Pp. 1-13. URL: <https://doi.org/10.1155/2013/837310>.
- [68] S. Turunen. *Protection of Microgrids and Distributed Energy Resources based on IEC 61850*. Master's thesis. Tampere University of Technology, 2016. URL: <https://urn.fi/URN:NBN:fi:tty-201605043941>.
- [69] C. L. Wadhwa. *Electrical Power Systems (7th Edition)*. New Academic Science, 2017. URL: <https://app.knovel.com/kn/resources/kpEPS00013/toc>.
- [70] T. L. Vandoorn et al. "Microgrids: Hierarchical Control and an Overview of the Control and Reserve Management Strategies". *IEEE Industrial Electronics Magazine* 7.4 (2013). Pp. 42-54. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6681994>.
- [71] B. Zhao, C. Wang ja X. Zhang. *Grid-Integrated and Standalone Photovoltaic Distributed Generation Systems - Analysis, Design, and Control*. John Wiley & Sons, 2018. URL: <https://app.knovel.com/kn/resources/kpGISPDGS3/toc>.