

Tommi Lumpo

# TEHORAJOITUSTEN TOTEUTUS KEHITTYNEESSÄ KÄYTÖNTUKIJÄRJESTELMÄSSÄ

Diplomityö  
Informaatioteknologian ja viestinnän tiedekunta  
Tarkastaja: Pertti Järventausta  
Tarkastaja: Ari Nikander  
Toukokuu 2025

# TIIVISTELMÄ

Tommi Lumpo: Tehorajoitusten toteutus kehittyneessä käytöntukijärjestelmässä  
Diplomityö  
Tampereen yliopisto  
Sähkötekniikan DI-tutkinto-ohjelma  
Toukokuu 2025

---

Tässä työssä tutkittiin jakeluverkkoyhtiössä tehtävien tehorajoitusten toteuttamista ja hallintaa kehittyneessä käytöntukijärjestelmässä. Vihreän siirtymän seurauksena jakeluverkkoihin liittyy hajautettua uusiutuvaa tuotantoa ja sähkövarastoja. Tuotantolaitoksia ja sähkövarastoja on vanhasta poiketen alkanut liittymään keskijänniteverkkoon entistä enemmän ja lisääntynyt tuotantolaitosten ja sähkövarastojen määrä voi aiheuttaa tarpeen tehorajoituksille vikatilanteissa ja suunnitelluissa töissä. Liittymisvaiheessa tuotantolaitosten ja sähkövarastojen osalta tarkastellaan pääsääntöisesti vain pääsyöttösuunnan verkon kapasiteettia, jonka seurauksena laitokset mitoitetaan siten, että ne voivat tuottaa nimellistehonsa verran vain pääsyöttösuuntaan. Tämän vuoksi tuotantolaitokset ja sähkövarastot eivät voi kaikissa tilanteissa tuottaa ja kuluttaa varasyöttösuuntaan nimellistehonsa verran ilman, että ne aiheuttavat häiriöitä muille verkon käyttäjille.

Elenialla ei ole määritelty prosessia tehorajoitusten toteuttamiseen vikatilanteissa ja kytkentäsuunnittelussa. Elenialla ei myöskään ole työkaluja tehorajoitusten toteuttamiseen nykyisessä käytöntukijärjestelmässä. Tämän diplomityön tarkoituksena oli määrittellä, miten Elenialla toteutetaan tehorajoituksia uuden kehittyneen käytöntukijärjestelmän avulla. Määrittelyyn kuului prosessien määrittely ja tehorajoitusten laskentaprosessin ja laskennan reunaehtojen määrittely sekä käyttöliittymää koskevien vaatimusten määrittely.

Teorian esittelyn tukena työssä käytettiin tutkimusmenetelmänä kirjallisuuskatsausta. Soveltavia osioita varten työssä toteutettiin tapaustutkimus ja haastattelututkimus. Tapaustutkimuksessa simuloitiin erilaisia tehorajoitustilanteita Elenian verkkoalueella ja pyrittiin mallintamaan tehorajoituksen tarpeen muodostumista erilaisissa kytkentätilanteen muutoksissa sekä tehorajoitusten laskentaprosessia. Haastattelututkimuksen avulla pyrittiin selvittämään käytöntukijärjestelmää päivittäisessä työssään käyttävien henkilöiden näkemyksiä siitä, millaiset toiminnallisuudet kehittyneessä käytöntukijärjestelmässä tehostaisivat tehorajoitusten toteuttamista ja hallintaa.

Tutkimusten tulokset osoittavat, että tehorajoitusten tarve voi syntyä jopa yhden erotinvälin laajuisesta keskeytyksestä. Sähköasemakorvauksissa tehorajoitusten tarve on hyvin todennäköinen, mikäli korvattavan sähköaseman johtolähdöillä on tuotantolaitoksia tai sähkövarastoja. Tutkimuksen mukaan tehorajoitusten suuruuden määrittämisessä tulee ottaa huomioon verkon kuormitettavuus, verkon jännitetaso ja nopeat jännitemuutokset liittymispisteessä. Verkon jännitetaso alarajaksi tehorajoitusten suuruuden määrittämisessä työssä määriteltiin 19,90 kV ja ylärajaksi 21,00 kV. Tuotantolaitoksen tai sähkövaraston verkosta irtoamisen ja tehomuutosten aiheuttama nopea jännitemuutos ei saa olla tuotantolaitoksen tai sähkövaraston liittymispisteessä yli 4 prosenttia. Tuotantolaitoksen tai sähkövaraston verkkoon kytkeytymisen aiheuttama nopea jännitemuutos ei saa olla yli 3 prosenttia.

Avainsanat: tehorajoitus, kehittynyt käytöntukijärjestelmä, tuotantolaitos, sähkövarasto

Tämän julkaisun alkuperäisyys on tarkastettu Turnitin Originality Check -ohjelmalla.

# ABSTRACT

Tommi Lumpo: Implementation of Power Curtailment in an Advanced Distribution Management System  
Master of Science Thesis  
Tampere University  
Master's Degree Programme in Electrical Engineering  
May 2025

---

This thesis examines the implementation and management of power curtailments in a distribution network using an advanced distribution management system. Due to green transition, distributed renewable generation and energy storage systems are increasingly connected to distribution networks. Unlike before, these facilities are now more frequently connected to the medium-voltage network. The growing number of production units and energy storage systems may lead to a need for power curtailments during fault situations and planned outages.

Elenia does not have a defined process for implementing power curtailments during fault situations or planned outages. Elenia lacks the tools to carry out power curtailments in the current distribution management system. The aim of this thesis was to define how power curtailments should be implemented at Elenia using a new distribution management system. The scope included defining the processes, the calculation procedure and boundary conditions for power curtailments, as well as specifying the requirements for the user interface.

To support the theoretical framework, a literature review was used as the research method. For the applied sections, a case study and an interview study were conducted. In the case study, various power curtailment scenarios within Elenia's network area were simulated to model how the need for power curtailments arises in different switching situations, as well as to examine the power curtailment calculation process. The interview study aimed to explore the views of individuals who use the distribution management system in their daily work, focusing on which functionalities in an advanced system would enhance the implementation and management of power curtailments.

The research findings indicate that the need for power curtailments can arise even from an outage as small as one disconnector section. In substation replacements, power curtailments are highly likely if the feeder lines of the replaced substation include production units or energy storage systems. According to the study, determining the magnitude of power curtailments should consider the network's load-carrying capacity, voltage level and transient voltage variations at the point of connection. In this thesis, the lower voltage limit for defining the extent of power curtailments was set at 19,90 kV and the upper limit at 21,00 kV. A transient voltage variation caused by the disconnection or power variation of a production unit or storage system must not exceed 4 percent at the point of connection. Similarly, a transient voltage variation caused by the connection of a production unit or storage system to the network must not exceed 3 percent.

Keywords: Advanced distribution management system, power curtailment, distributed energy resources, battery energy storage system

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

# TEKOÄLYN KÄYTTÖ OPINNÄYTTEESSÄ

Opinnäytteessäni on käytetty tekoälysovelluksia:

- Ei  
 Kyllä

Ilmoitukseni mukaan olen käyttänyt opinnäytteessäni tutkielmaprosessin aikana seuraavia tekoälysovelluksia: ChatGPT

Tekoälysovellusten nimet ja versiot: GPT-4-turbo, GPT-3,5

Käyttötarkoitus: Tekoälyä on käytetty työn sisällön hahmottamiseen ja kokonaisuuden muodostamiseen siinä vaiheessa, kun työtä suunniteltiin. Tekoälyn avulla on myös käännetty vieraskielisiä lähdemateriaaleja suomeksi. Tekoälyä on käytetty myös lähdemateriaalin etsimisen tukena. Tekoälyä on käytetty myös työn Word-tiedoston asettelujen muuttamisessa tukena.

Osiot, joissa tekoälyä on käytetty: Työn kokonaisuuden suunnitteluvaihe ja kirjallisuuskat-saus.

Olen tietoinen siitä, että olen täysin vastuussa koko opinnäytteeni sisällöstä, mukaan lukien osat, joissa on hyödynnetty tekoälyä, ja hyväksyn vastuun mahdollisista eettisten ohjeiden rikkomuksista.

## ALKUSANAT

Tämä diplomityö on tehty toimeksiantona Elenialle. Kiitos Elenialle ajankohtaisesta ja mielenkiintoisesta diplomityön aiheesta sekä mahdollisuudesta kehittää omaa ammattitaitoa opintojen aikana harjoittelijan tehtävissä. Iso kiitos Teemu Suvelalle, Jarkko Peltonalle, Pauli Ahoselle ja Atte Piispaselle, jotka Elenian päässä ohjasivat työtä. Työn tarkastajina toimi Tampereen yliopistolta Pertti Järventausta ja Ari Nikander. Kiitos työn tarkastamisesta sekä hyvistä keskusteluista ja kommentteista työn aikana. Kiitos myös Joel Silenille ja Jari Aallolle erinomaisista haastatteluista.

Haluan kiittää perhettäni ja ystäviä tuesta ja kannustuksesta koko tähänastisen elämän ja opiskelu-urakan aikana. Erityiset kiitokset haluan osoittaa hyvälle ystävälleni Aatu Keräselle, jonka kanssa olen opintojen aikana viettänyt lukemattomia tunteja ratkoen laskuharjoituksia ja tehden ryhmitöitä. Kiitos myös Koirasektorille, Fuksineuvostolle ja kaikille opiskelukavereille, te teitte opiskeluajoistani unohtumattoman kokemuksen!

Lopuksi haluan osoittaa rakkaat kiitokset tyttöystävälleni Katille korvaamattomasta tuesta ja kannustuksesta opintojen ja diplomityöprosessin aikana.

Tampereella, 9.5.2025

Tommi Lumpo

# SISÄLLYSLUETTELO

1. JOHDANTO .....	1
2. JAKELUVERKKOLIIKETOIMINTA JA SEN MUUTOKSET .....	3
2.1 Sähkönjakelujärjestelmä .....	3
2.2 Tuotantokohteet .....	4
2.3 Kulutuskohteet .....	7
2.4 Sähkövarastot .....	8
2.5 Joustot sähkömarkkinoilla .....	9
2.6 Joustavat liittymissopimukset .....	11
2.7 Tehorajoitusten toteutuksen periaatteet .....	12
2.7.1 Vikatilanteet .....	13
2.7.2 Suunnitellut työt .....	15
2.7.3 Sähköpula .....	16
2.7.4 Kantaverkon siirtokeskeytykset .....	17
3. VERKON KÄYTÖN JÄRJESTELMÄT .....	19
3.1 Verkkotietojärjestelmä .....	19
3.2 Käytönvalvontajärjestelmä .....	20
3.3 Käytöntukijärjestelmä .....	22
3.4 Kehittynyt käytöntukijärjestelmä .....	23
4. TEHORAJOITUKSET JA NIIHIN VAIKUTTAVAT TEKIJÄT .....	25
4.1 Tehorajoitusten tarve ja merkitys .....	25
4.2 Verkon komponenttien kuormitus .....	26
4.3 Nopeat jännitemuutokset .....	28
4.4 Verkon jännitetaso .....	31
4.4.1 Jännitteensäätömenetelmät .....	33
4.4.2 Loistehon säätömenetelmien käyttö Elenian verkossa .....	34
4.5 Tehorajoitusten laskenta .....	35
5. SIMULOINTITARKASTELOT .....	37
5.1 Simulointitarkastelujen periaatteet .....	37
5.2 Tapaus 1 .....	41
5.3 Tapaus 2 .....	48
5.3.1 Varasyöttö toiselta sähköasemalta .....	51
5.3.2 Varasyöttö saman sähköaseman toiselta johtolähdöltä .....	55
6. TEHORAJOITUSPROSESSIEN JA TEHORAJOITUSTYÖKALUN KÄYTTÖLIITTYMÄN KEHITTÄMINEN .....	60
6.1 Tehorajoitusprosessit Elenialla .....	60

6.2 Käyttöliittymä tehorajoitusten toteutukseen ja hallintaan .....	66
7. JOHTOPÄÄTÖKSET JA TULOSTEN YHTEENVETO.....	68
8. YHTEENVETO.....	72
LÄHTEET .....	74
LIITE A: HAASTATTELUTUTKIMUKSEN KYSYMYSRUNGOT .....	79

## LYHENTEET JA MERKINNÄT

<i>P</i>	Pätoeteo
<i>Q</i>	Loisteo
<i>R</i>	Resistanssi
<i>S</i>	Näennäisteo
<i>S<sub>n</sub></i>	Nimellisteo
<i>S<sub>k</sub></i>	Oikosulkuteo
<i>U</i>	Jännite
<i>X</i>	Reaktanssi
ADMS	eng. Advanced Distribution Management System, kehittynyt käytöntukijärjestelmä
AVC	eng. Automatic Voltage Control, jännitteensäätörele
BESS	eng. Battery Energy Storage System, akkuvarasto
CIS	eng. Customer Information System, asiakastietojärjestelmä
DMS	eng. Distribution Management System, käytöntukijärjestelmä
FLIR	eng. Fault Location, Isolation and Restoration, automatisoitu vianrajaus, erotus ja sähköjen palautus
HMI	eng. Human-Machine Interface, ihmisen ja koneen käyttöliittymä
IoT	eng. Internet of Things, esineiden internet
NIS	eng. Network Information System, verkkotietojärjestelmä
SCADA	eng. Supervisory Control and Data Acquisition, käytönvalvontajärjestelmä
KJV	Kulutuksen järjestelmätekniiset vaatimukset
RTU	eng. Remote Terminal Unit, ala-asema
SJV	Sähkövarastojen järjestelmätekniiset vaatimukset
VJV	Voimalaitosten järjestelmätekniiset vaatimukset

# 1. JOHDANTO

Energiamurroksen myötä jakeluverkon rakenne muuttuu kiihtyvää tahtia. Uusiutumattomista sähköenergian tuotantomuodoista pyritään pääsemään eroon ilmastonmuutoksen vuoksi ja sen seurauksena sähköverkkoon liitetään paljon uusiutuvaa, sääriippuvaista tuotantoa. Sähkön varastointiteknologioiden kehityksen seurauksena myös sähkövarastojen määrä on lähtenyt viime vuosina nopeaan kasvuun. Sähkövarastoilla pyritään tasoittamaan sääriippuvaisen tuotannon aiheuttamia heilahteluja. Jakeluverkon siirtokapasiteetti on rajallinen ja verkon kytkentätilanteen muuttuessa normaalista poikkeavaksi verkon kapasiteetti ei kaikissa tilanteissa riitä kattamaan kaikkea verkkoon liitettyä tuotantoa ja kuormaa. Kytkentätilanne voi muuttua lyhyessä ajassa merkittävästi vikatilanteen vuoksi. Tämän vuoksi tuotantotehoa ja kulutusta on kyettävä rajoittamaan nopeasti ja luotettavasti.

Liittymissopimusta tehdessä tuotantolaitosten liitettävyyttä tarkastellaan yleensä ainoastaan normaalikytkennässä. Liitettävyydentarkasteluissa ei oteta normaalista poikkeavia kytkentätilanteita ollenkaan huomioon. Normaalista poikkeavia kytkentätilanteita syntyy vikojen ja suunniteltujen töiden vuoksi. Viat voivat aiheuttaa merkittävän muutoksen verkon kapasiteetissa esimerkiksi tilanteessa, jossa sähköasema joudutaan korvaamaan vian seurauksena. Tällaisissa tilanteissa tuotantolaitokset eivät välttämättä voi syöttää täyttä tehoa varasyöttösuuntaan ylikuormittamatta verkkoa ja aiheuttamatta merkittävää muutosta verkon jännitetasoon. Yleisin tuotantolaitosten ja sähkövarastojen aiheuttama ongelma korvauskytkentätilanteissa on verkon jännitetaso nousu.

Tässä työssä keskitytään verkkoyhtiön operatiivisissa tilanteissa toteutettaviin keskijänniteverkon ja suurjännitteisen jakeluverkon tehorajoituksiin sekä kantaverkkoyhtiön verkkoyhtiöille antamiin tehorajoituksiin. Operatiivisia tilanteita ovat vikatilanteet ja suunnitellut työt. Sähköpulatilannetta käsitellään teoriaosiossa, mutta se jätetään varsinaisen tutkimuksen ulkopuolelle. Tehon rajoittamisessa keskitytään tuotantolaitoksiin ja sähkövarastoihin. Kulutuskohteet, kuten esimerkiksi suurteholatausasemat ja sähkökattilat jäävät varsinaisen tutkimuksen ulkopuolelle, mutta ne esitellään työssä.

Työn tavoitteena on määrittellä, millainen työkalu kehittyneeseen käytöntukijärjestelmään tarvitaan tehorajoitusten toteutusta ja hallintaa varten. Tavoitteena on määrittää tehorojoitusten laskentaa varten selkeä prosessi ja reunaehdot, joiden avulla kehittynyt käytöntukijärjestelmä kykenee määrittämään kussakin tilanteessa sopivan suuruisen

tehorajoituksen. Lisäksi työn tavoitteena on määrittää tehorajoitusprosessi Elenialla sekä käyttöliittymä kehittyneeseen käytöntukijärjestelmään tehorajoitusten toteutukseen ja hallintaan.

Tämän työn tutkimus rajautuu yhteen tutkimuskysymykseen, jonka alla on kolme ensimmäistä tutkimuskysymystä tarkentavaa tutkimuskysymystä. Tutkimuksen tukena käytetään seuraavia tutkimuskysymyksiä:

1. Miten tehorajoitukset toteutetaan kehittyneessä käytöntukijärjestelmässä?
  - a. Miten laskenta toteutetaan ja mitkä ovat reunaehdot tehorajoitusten laskennassa?
  - b. Millainen on tehorajoitusprosessi Elenialla?
  - c. Millainen käyttöliittymä tehorajoitusten toteutukseen ja hallintaan tarvitaan kehittyneeseen käytöntukijärjestelmään?

Tutkimuskysymyksiin pyritään tässä työssä löytämään vastauksia teorian osalta kirjallisuuskatsauksen avulla ja soveltavissa osioissa tapaus- ja haastattelututkimuksen avulla. Tapaustudkimuksessa simuloidaan verkkotietojärjestelmässä erilaisia realistisia korvauskytkentätilanteita Elenian verkkoalueelta valitussa esimerkkiverkossa ja lasketaan kussakin tilanteessa tehorajoitus kyseisessä verkon osassa oleville tuotannoille tai sähkövarastoille. Haastattelututkimuksella pyritään selvittämään käytöntukijärjestelmää Elenialla käyttävien henkilöiden näkemyksiä siitä, millainen käyttöliittymä tehorajoitusten hallintaan tulisi kehittyneessä käytöntukijärjestelmässä olla vikatilanteita ja kytkentäsuunnittelua varten.

Toisessa luvussa käsitellään jakeluverkon rakennetta, erilaisia tuotanto- ja kulutuslaitoksia sekä sähkövarastoja, joustoja sähkömarkkinoilla ja tehorajoitusten toteutuksen periaatteita yleisesti. Kolmannessa luvussa esitellään verkon käytön oleelliset järjestelmät ja niiden työn kannalta merkittävimmät toiminallisuudet ja ominaisuudet. Neljännessä luvussa käsitellään tehorajoitukseen vaikuttavia tekijöitä ja tehorajoitusten laskentaa. Viidennessä luvussa suoritetaan tapaustudkimus, jonka avulla pyritään havainnollistamaan tehorajoitusten laskentaa, erilaisten epänormaalien kytkentätilanteiden vaikutusta tehorajoitusten tarpeeseen. Kuudennessa luvussa määritellään tehorajoitusprosessi, sekä millainen käyttöliittymä tehorajoitusten toteutukseen ja hallintaan tarvitaan tutkimuksen perusteella. Seitsemännessä luvussa käsitellään tutkimuksen tulokset ja tehdään johtopäätökset tuloksien perusteella.

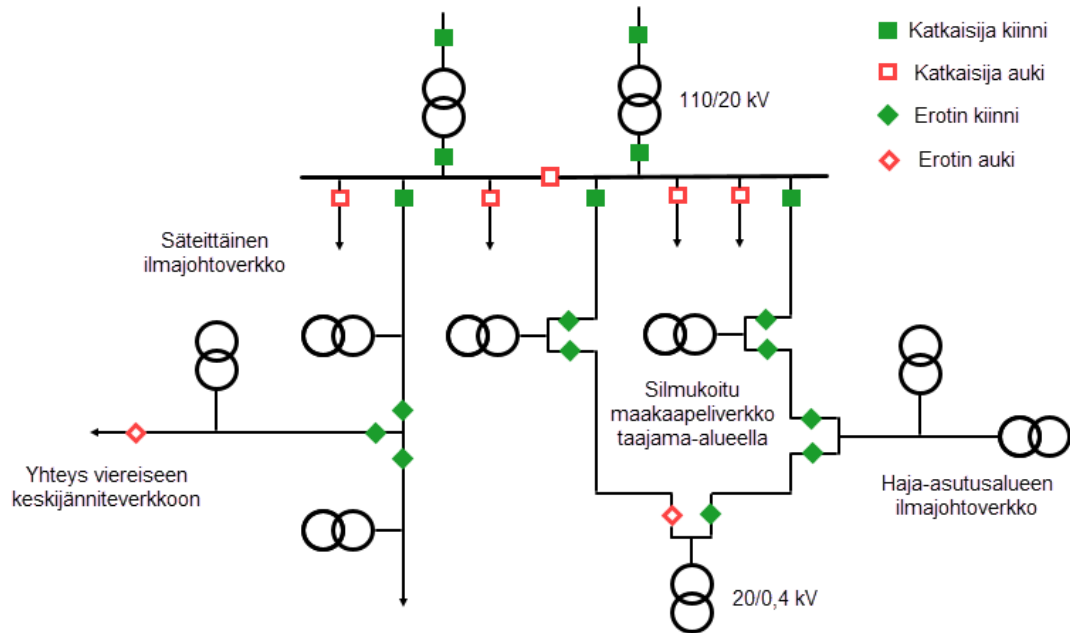
## 2. JAKELUVERKKOLIIKETOIMINTA JA SEN MUUTOKSET

Tässä luvussa esitellään työn toimintaympäristöä. Luvussa käsitellään sähköjakelujärjestelmää ja siihen kuuluvia tuotanto- ja kulutuskohteita sekä sähkövarastoja. Näiden lisäksi luvussa esitellään joustoja sähkömarkkinoilla, joustavia liittymissopimuksia sekä tehorojoitusten toteutuksen periaatteita. Tehorojoituksen toteutuksen periaatteet tässä luvussa perustuvat työssä tehdyn haastattelututkimuksen tuloksiin. Tehorojoitusten teoreettista taustaa käsitellään luvussa neljä.

### 2.1 Sähköjakelujärjestelmä

Sähköjakelujärjestelmän tehtävänä on siirtää jakeluverkkoon liitettyjen voimalaitosten ja siirtoverkon kautta tuleva sähkö sen loppukäyttäjille. Se koostuu useista kokonaisuuksista: primäärijärjestelmästä, sekundäärijärjestelmästä ja tietojärjestelmistä. Primäärijärjestelmä voidaan jakaa jännitetasojen mukaan kolmeen osaan. Osia ovat suurjännitteinen jakeluverkko (110 kV ja 45 kV), keskijänniteverkko (20 kV) ja pienjänniteverkko (0,4 kV). Primäärijärjestelmään kuuluu myös sähköasemat ja jakelumuuntamot. Sähköasemat toimivat siirtoverkon ja keskijänniteverkon rajapintana ja jakelumuuntamoilla sähköenergia muutetaan pienjännitteiseksi ja kuljetetaan loppuasiakkaille. Sekundäärijärjestelmä koostuu suojareleistä ja verkkoautomaatiosta. Sähköjakelujärjestelmään kuuluu myös paljon erilaisia tietojärjestelmiä ja niitä käsitellään tarkemmin kolmannessa luvussa. (Lakervi & Partanen, 2008; Verho, 1997)

Sähköverkkoa voidaan rakentaa ja käyttää joko säteittäisenä tai silmukoituna. Kuvassa 1 on esitetty keskijänniteverkon rakenne sähköasemalta jakelumuuntajille sekä säteittäisenä että silmukoituna. Silmukoitua verkkoa kutsutaan myös rengasverkoksi. Säteittäisen verkon rakentaminen on huomattavasti halvempaa, kuin silmukoidun verkon. Tämän vuoksi verkkoa rakennetaan silmukoiduksi vain, jos sen myötä keskeytyksistä aiheutuneet kulut laskevat merkittävästi. Säteittäisenä käytettäessä verkon häiriöiden rajoittaminen on helpompaa, suojauksen toteuttaminen ja jännitteensäätö yksinkertaisempaa sekä oikosulkuvirrat ovat pienempiä. Rengaskäytöllä voidaan pienentää energiahäviöitä ja jännitteenalenemaa. (Lakervi & Partanen, 2008)



**Kuva 1.** Keskijänniteverkon rakenne. Perustuu lähteeseen (Lakervi & Holmes, 1995).

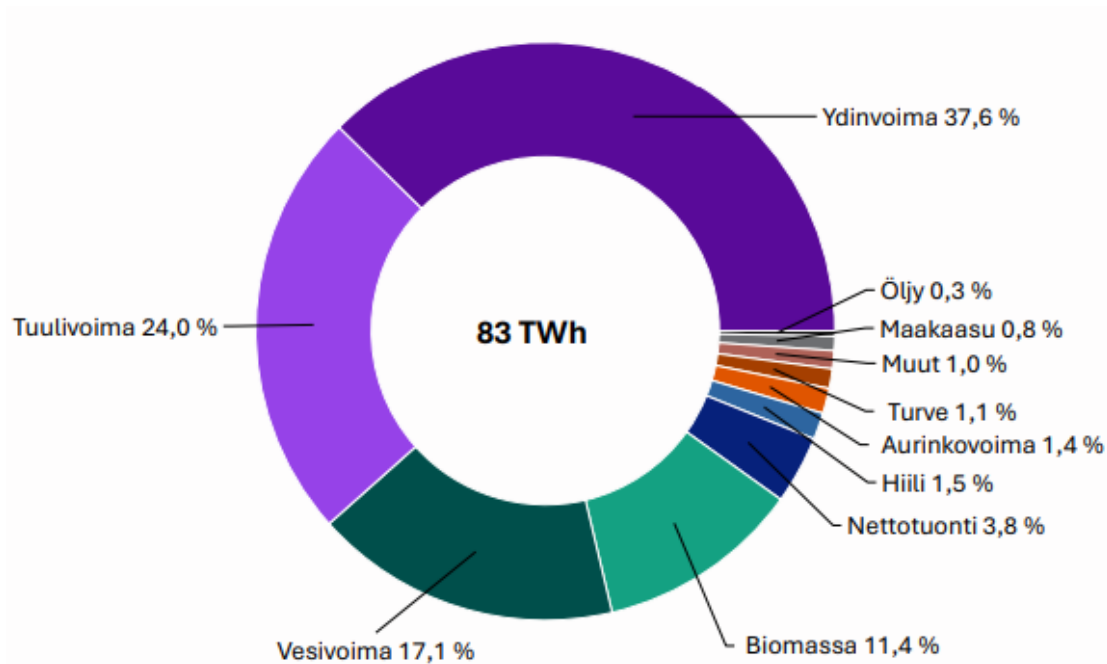
Jakeluverkkoja käytetään yleensä säteittäisesti. Keskijänniteverkko rakennetaan keskeisiltä osilta silmukoiduksi, mutta sitä käytetään säteittäisenä pitämällä rengasyhteyksiä avoimena. Pienjänniteverkko rakennetaan yleensä säteittäisenä, mutta taajama-alueilla maakaapeliverkko rakennetaan paikoin silmukoiduksi, mutta käytetään säteittäisesti. Silmukoidussa verkossa jakelumuuntajille tulee ainakin kaksi erillistä keskijännitesyöttöä. Silmukoitu verkko on hyödyllinen etenkin maakaapeliverkoissa, koska maakaapelivikojen korjaus on hidasta. Silmukoidussa verkossa vikaantunut verkon osa voidaan ottaa jännitteettömäksi ilman, että siitä aiheutuu sähkönjakelun keskeytystä loppuasiakkaille. (Lakervi & Partanen, 2008)

## 2.2 Tuotantokohteet

Sähköntuotanto on muuttunut merkittävästi viimeisen vuosikymmenen aikana. Perinteiset uusiutumattomilla polttoaineilla toimivat, tasaisesti sähköä tuottavat voimalaitokset ovat vaihtuneet uusiutuviin sääriippuvaisiin voimalaitoksiin, kuten esimerkiksi tuuli- ja aurinkovoimaan. Vuoden 2024 loppuun mennessä Suomessa oli asennettu tuulivoimaa 8358 MW ja teollisen kokoluokan (vähintään 1 MW) aurinkovoimaa 123 MW (Suomen uusiutuvat 2025a; Suomen uusiutuvat 2025b). Elenian verkkoon on liitetty tuulivoimaa 1517 MW, joka on noin 18 % Suomessa asennetusta tuulivoimasta (Elenia, 2025b). Suurin osa Elenian verkossa olevasta tuulivoimasta on liittynyt 110 kV suurjännitteiseen jakeluverkkoon. Tämän työn kannalta oleellisia tuotantolaitoksia on keskijänniteverkkoon

ja suurjännitteiseen jakeluverkkoon liittyneet tuotantolaitokset, jonka vuoksi pientuotantoa sen suuresta määrästä huolimatta ei käsitellä tässä työssä. Pienjänniteverkoissa voi ilmetä kapasiteettihaasteita esimerkiksi jakelumuuntajan ylikuormituksena, mikäli yhdessä muuntopiirissä on useita käyttöpaikkoja, joissa on aurinkopaneelit. Tehorajoitus-tarve voi myös syntyä pienjänniteverkossa, mutta tällä hetkellä suurimpana ongelmana on keskijänniteverkon ja suurjännitteisen jakeluverkon kapasiteettihaasteet, jonka vuoksi tässä työssä keskitytään niihin.

Kuvassa 2 on esitetty sähkön tuotanto energialähteittäin Suomessa vuonna 2024. Kuvasta nähdään tuulivoiman merkittävä osuus Suomen sähkön tuotannossa. Vuoden aikana tuulivoiman osuus Suomen sähkön tuotannossa on kasvanut 5,8 % (Energiateollisuus, 2024a; Energiateollisuus, 2025). Etenkin suurjännitteisessä alueverkossa tuulivoimatuotannon määrä kasvaa voimakasta tahtia. Tuulipuistot liittyvät yleensä nykyisin keskijänniteverkon sijasta suurjännitteiseen jakeluverkkoon voimaloiden suuren yksikkökoon vuoksi. Keskijänniteverkkoon taas suunnitellaan ja rakennetaan teollisen kokoluokan aurinkovoimaloita entistä enemmän. Tuulivoiman lisäksi merkittäviä sähkön tuotantomuotoja Suomessa on vesivoima, ydinvoima ja biomassa. Ydinvoimalat ovat Suomessa liittyneet kantaverkkoon, joten ne eivät ole oleellisia tämän työn kannalta. Vesivoimalaitoksia on Suomessa yli 220 ja niiden yhteenlaskettu teho on noin 3100 MW. Suomessa suurin osa vesivoimalaitoksista on alle 10 MW tehoisia, joten niitä esiintyy myös keskijänniteverkossa. Vesivoimalaitoksia voidaan käynnistää, säätää sekä pysäyttää helposti, mikä tekee vesivoimasta edullista ja tehokasta säätövoimaa. Edellä mainitut ominaisuudet tekevät vesivoiman tehon rajoittamisesta helpompaa ja edullisempaa verrattuna esimerkiksi tuulivoimaan. Vesivoimaa varten tarvitaan tietynlaisia maantieteellisiä olosuhteita, mikä rajoittaa Suomessa uusien vesivoimalaitosten rakentamista.



**Kuva 2.** Sähkön tuotanto energialähteittäin ja nettotuonti vuonna 2024 (Energiateollisuus, 2025).

Voimalaitokset luokitellaan Fingridin määrittämän tyyppiluokittelun mukaan liittymispisteen jännitetason, voimalaitoksen mitoitustehon ja liittämistavan perusteella. Taulukossa 1 on kuvattu tyyppiluokittelun määräytyminen. Kaikkien mitoitustehoaltaan yli 0,8 kW:n voimalaitosten tulee täyttää Fingridin määrittämät voimalaitosten järjestelmätekniiset vaatimukset (VJV). VJV:n perimmäisenä tarkoituksena on varmistaa, että voimalaitokset kestävät sähköjärjestelmässä esiintyvät jännite- ja taajuusvaihtelut, ja että voimalaitos tukee sähköjärjestelmän toimintaa häiriötilanteiden yhteydessä sekä toimii luotettavasti niiden aikana ja niiden jälkeen. VJV varmistaa myös, että voimalaitos ei verkossa ollessaan aiheuta haittaa muille sähköjärjestelmään kytketyille laitteille. Viimeisimpänä VJV varmistaa, että liittymispisteen verkonhaltijalla ja Fingridillä on käytössään sähköjärjestelmän ja sen käytön suunnitteluun sekä käyttövarmuuden ylläpitoon tarvittavat tiedot voimalaitoksista. (Fingrid, 2018b) Fingridin määrittämien teknisten vaatimusten lisäksi jakeluverkonhaltijoilla on yleensä näiden lisäksi omat tekniset vaatimukset, joissa voi olla tarkennuksia tai lisävaatimuksia. Elenia on määrittänyt omat vaatimuksensa tuotantolaitosten osalta keskijännite- ja suurjänniteliittymien teknisissä ohjeissa. Ohjeiden vaatimukset tulee täyttää ennen liittymistä Elenian verkkoon (Elenia, 2024a; Elenia, 2024b). Ensisijaisena tehtävänä eri vaatimuksilla on säilyttää sähkön laatu riittävän hyvällä tasolla tuotantolaitosten verkkoon liittymisen jälkeen.

**Taulukko 1.** Voimalaitosten tyyppiluokittelu mitoitus-tehon ja liittymispisteen jännite-tason perusteella (Fingrid, 2018b).

Tyyppi-luokka	Liittymispisteen jännitetaso	Ehto	Voimalaitoksen mitoitus-teho $P_{\max}$
Tyyppi A	Liittymispisteen jännitetaso on alle 110 kV <sup>1</sup>	ja (*)	Voimalaitoksen mitoitus-teho on vähintään 0,8 kW mutta alle 1 MW. ( $0,8 \text{ kW} \leq P_{\max} < 1 \text{ MW}$ )
Tyyppi B	Liittymispisteen jännitetaso on alle 110 kV <sup>1</sup>	ja (*)	Voimalaitoksen mitoitus-teho on vähintään 1 MW mutta alle 10 MW. ( $1 \text{ MW} \leq P_{\max} < 10 \text{ MW}$ )
Tyyppi C	Liittymispisteen jännitetaso on alle 110 kV	ja (*)	Voimalaitoksen mitoitus-teho on vähintään 10 MW mutta alle 30 MW. ( $10 \text{ MW} \leq P_{\max} < 30 \text{ MW}$ )
Tyyppi D	Liittymispisteen jännitetaso on vähintään 110 kV	tai (+)	Voimalaitoksen mitoitus-teho on vähintään 30 MW. ( $P_{\max} \geq 30 \text{ MW}$ )

Riippumatta liittymissopimuksen mukaisesta liittymispisteen jännitteestä, tyyppin A ja B voimalaitosten liittymispisteiden jännitetasoksi katsotaan se jännitetaso, johon voimalaitoksen päämuuntaja liitetään tai jännitetaso, johon voimalaitos liittyy suoraan ilman päämuuntajaa (Fingrid, 2018b). Tyyppi D poikkeaa tyyppiluokittelun muista tyypeistä, sillä taulukossa esitetyn ehdon mukaan voimalaitos voi määräytyä D-tyypille pelkän liittymispisteen jännitetason tai voimalaitoksen mitoitus-tehon mukaan. Tämän työn kannalta oleellisimpia on kaikki paitsi A-tyypin voimalaitokset. B-tyypin voimalaitokset ovat yleensä liittyneet keskijänniteverkkoon, ja C- sekä D-tyypin voimalaitokset ovat yleensä liittyneet suurjännitteiseen jakeluverkkoon suurien yksikkökokojen vuoksi.

## 2.3 Kulutuskohteet

Yhteiskunnan sähköistymisen ja vihreän siirtymän myötä sähköverkkoihin on alkanut liittyä uudenlaisia suuria kulutusyksiköitä. Sähköautojen yleistymisen seurauksena tarvitaan suurteholatausasemia ja kaukolämmön päästöjen vähentämiseksi tarvitaan sähkökattiloita. Elenian verkkoalueella sähköautojen lataukseen on toimitettu jo 171 käyttöpaikkaa ja tulevina vuosina määrä tulee kasvamaan (Elenia, 2025b).

Sähkökattila tuottaa sähköstä lämpöä suureen vesisäiliöön. Sen käytössä voidaan hyödyntää halvan sähkön ajanjaksoja, kun esimerkiksi tuulisella säällä on paljon tuulivoimaa tarjolla. Halvan sähkön aikana sähkökattilalla luotu lämpö voidaan syöttää suoraan kaukolämpöverkostoon tai varastoida kaukolämpöakkuun käytettäväksi myöhemmin. Kaukolämpöakussa sähköllä tuotettu lämpöenergia on varastoitu kaukolämpöveteen. (Alva, 2024) Sähkökattiloiden avulla lämmöntuotantoa voidaan optimoida halvan sähkön ajanjaksoille, mikä tekee lämmöntuotannosta merkittävästi halvempaa. Kaukolämmön päästöjä vähentäessä perinteiset tuotantoon käytetyt energialähteet, kuten esimerkiksi

kivihiili, maakaasu ja turve tullaan korvaamaan sähköllä ja hukkalämmöllä. (Energiateollisuus, 2024b) Tämä luo suuren määrän uutta kulutusta sähköverkkoihin ja haastaa olemassa olevien verkkojen kapasiteettia jo nyt.

Tämän työn kannalta merkittävimmät kulutuskohteet ovat sähkökattilat ja sähköautojen suurteholatausasemat. Suurteholatausasemia rakennetaan pitkin verkkoaluetta ja epänormaaleissa käyttötilanteissa ne voivat aiheuttaa ongelmia sähkön laadun kannalta, mikäli epänormaalissa kytkentätilassa olevan verkon osan kapasiteetti on normaalia pienempi ja latausaseman käyttöaste korkea. Suuren yksikkökoon vuoksi sähkökattilat vievät sähköasemien päämuuntajien kapasiteettia ja etenkin sähköasemakorvauksien aikana suurien sähkökattiloiden kulutusta voidaan joutua rajoittamaan.

Tuotantotehon rajoittamisen lisäksi myös kulutusta voidaan joutua rajoittamaan epänormaaleissa käyttötilanteissa, kun on kyse suuremmasta kulutuskohteesta, kuten esimerkiksi useamman megawatin tehoisesta sähkökattilasta. Elenian keskijännite- ja suurjänniteliittymien teknisissä ohjeissa kulutuksen rajoittamiseen ei oteta kantaa samalla tavalla, kuin tuotantotehon rajoittamiseen otetaan. (Elenia, 2024a; Elenia, 2024b)

Fingrid on määrittänyt järjestelmätekniset vaatimukset (KJV) myös kulutukselle. KJV:n vaatimukset koskevat siirtoverkkoon liittyviä kulutuslaitoksia ja jakeluverkkoja, joiden liittymispisteen jännite on vähintään 110 kV sekä kulutusyksiköitä, joita käytetään kysyntäjoustopalvelujen tarjoamiseen liittymispisteen verkonhaltijoille tai sähkönsiirtoverkonhaltijalle. KJV:n perimmäisinä tarkoituksina on varmistaa, että liittyjän sähkölaitteisto kestää sähköjärjestelmässä esiintyvät jännite- ja taajuusvaihtelut, eikä irtoa verkosta niiden seurauksena. KJV varmistaa myös, että liittyjän sähkölaitteisto ei verkossa ollessaan aiheuta haittaa muille sähköjärjestelmään kytketyille laitteille ja että liittymispisteen verkonhaltijalla ja Fingridillä on käytössään sähköjärjestelmän ja sen käytön suunnitteluun sekä käyttövarmuuden ylläpitoon tarvittavat tiedot liittyjän sähkölaitteistosta. (Fingrid, 2018a)

## 2.4 Sähkövarastot

Sääriippuvaisen tuotannon yleistyessä on havaittu tarve sähkön varastoinnille. Sähköenergiaa pitäisi saada varastoitua silloin, kun sitä on kulutukseen nähden ylimäärä ja varastoitua energiaa syöttää verkkoon, kun tuotanto on vähäistä esimerkiksi tyynellä keilillä. (Aalto et al., 2012) Tämän myötä sähkövarastojen liittymismäärät ja -kyselyt ovat kovassa nousussa. Elenian verkkoalueelle on liittynyt ja suunnitteilla teollisen kokoluokan akustoja yhteensä 73 kappaletta (Elenia, 2025b).

Sähkövarasto on järjestelmä, jolla voidaan varastoida sähköenergiaa esimerkiksi ylituotannon aikana ja purkaa sitä käyttöön myöhemmin sähkömarkkinoiden tarpeen mukaan.

Yleensä sähkövarasto on akkuihin perustuva järjestelmä (BESS eng. Battery Energy Storage System). Akkuihin perustuvien sähkövarastojen lisäksi on olemassa useita muita sähkövarastoja, kuten esimerkiksi pumppuvoimalaitokset, vetyvarastot ja paineil-mavarastot. Suomessa akkuihin perustuvien sähkövarastojen lisäksi muihin teknologioihin pohjautuvia sähkövarastoja on käytössä hyvin vähän, joten tässä työssä sähkövarastolla tarkoitetaan akkuihin perustuvaa järjestelmää. Sähkövarastojen tärkeimpiä tehtäviä on tasata sähkönkulutuksen huippuhetkien tehopiikkejä, varastoida tuotettua uusiutuvaa energiaa, tukea valtakunnan sähköverkkoa ja varautua sähkökatkoihin ja sähkön hinnan vaihteluun. (Cactus, 2024) Sähkövarastot ovat perinteiseen tuotantoon ja kulutukseen verrattuna sähkötekniisesti monimutkaisempia, koska välillä ne tuottavat sähköä verkkoon ja välillä kuluttavat sitä. Tehorajoitusten näkökulmasta sähkövarastot ovat haasteellisempia kuin esimerkiksi tuulivoima, koska tuotantotehon rajoittamisen lisäksi täytyy tarkastella myös kulutuksen rajoittamista.

Tuotanto- ja kulutuskohteiden tapaan, Fingrid on määrittänyt järjestelmätekniset vaatimukset myös sähkövarastoille. Sähkövarastojen järjestelmäteknisissä vaatimuksissa (SJV) laitokset jaotellaan samanlaisella liittymispisteen jännitetasoon, mitoitus-tehoon ja liittämistapaan perustuvalla tyyppiluokittelulla, kuin voimalaitosten järjestelmäteknisissä vaatimuksissa. SJV:n perimmäisenä tarkoituksena on varmistaa sähkövarastojen osalta samat asiat, mitkä VJV varmistaa voimalaitosten osalta. (Fingrid, 2019) Tällä hetkellä kaikki Elenian verkkoon liitetyt sähkövarastot ovat tyyppiä B ja ne ovat liittyneet keskijänniteverkkoon. Tulevaisuudessa akkuteknologioiden kehittyessä ja tuulipuistojen yhteyteen rakennettavien sähkövarastojen yleistyessä tulee sähkövarastoja liittymään myös suurjännitteiseen jakeluverkkoon.

## 2.5 Joustot sähkömarkkinoilla

Sähköjärjestelmän toiminnan kannalta tärkeä edellytys on, että kulutus ja tuotanto ovat jokaisella ajanhetkellä yhtä suuret. Sähköjärjestelmän taajuuden vakauden säilyttämisen vuoksi kulutuksen ja tuotannon tasapaino on ensiarvoisen tärkeää. Mikäli tuotanto on kulutusta suurempaa, lähtee taajuus nousemaan ja kulutuksen ollessa tuotantoa suurempaa, lähtee taajuus laskemaan. Taajuuden merkittävä muutos voi pahimmillaan joutaa koko sähköjärjestelmän romahdukseen. Perinteisesti kulutuksen ja tuotannon tasapainottava tekijä sähköjärjestelmässä on ollut sähkön tuotanto. Tuotantoa säättämällä tuotantoa on voitu ohjata seuraamaan kulutusta ja näin on saavutettu tehotasapaino. Uusiutuvan tuotannon ollessa usein säästä riippuvaisista, ei sitä voida säätää samalla tavalla, kuin perinteisiä tuotantomuotoja käytettäessä. Siirryttäessä entistä enemmän riippuvaiseksi uusiutuvista sääriippuvaisista tuotantomuodoista, ei tehotasapainoa voida

saavuttaa pelkästään sillä, että tuotanto seuraa kulutusta. Tämän seurauksena osan kulutuksesta tulee seurata tuotantoa. (Järventausta et al., 2015)

Sähköenergian käyttöä voidaan ohjata seuraamaan tuotantoa kulutusjoustojen ja erilaisten energiavarastojen avulla. Kulutusjoustolla tarkoitetaan sähkönkäytön muuttamista hinnan ohjaamana. Tällä tarkoitetaan esimerkiksi sähkönkäytön siirtämistä korkean kulutuksen ja hinnan tunneilta edullisempaan ajankohtaan. Kulutusjoustojen tarve kasvaa, kun sääriippuvaisen tuotannon osuus Suomen sähköntuotannosta kasvaa. Kulutusjoustoilla on merkittävä rooli energijärjestelmän luotettavuudessa sekä päästöttömän ja uusiutuvan tuotannon markkinoille saannin edistämisessä (Järventausta et al., 2015). Kulutusjoustoja voidaan hyödyntää niin teollisuudessa, kuin kotitalouksissa. Teollisuudessa tuotantoa voidaan vähentää, kun sähkön tukkuhinta nousee liian korkealle. Suuremmissa kiinteistöissä, kuten esimerkiksi kauppakeskuksissa lämmitystä voidaan säätää sähkön hinnan mukaan. Kotitalouksissa yksittäiset kuluttajatkin voivat ajoittaa sähkönkäyttöään hinnan mukaan. (Fingrid, 2020)

Useat verkkoyhtiöt Suomessa ovat alkaneet uudistamaan sähkönkulutuksen mittausjärjestelmiään. Valtioneuvoston asetuksen 767/2021 mukaan verkonhaltijoiden tulee korvata sähkönkäyttöpaikkojen ja pienimuotoisen sähköntuotannon mittaukseen käytettävät tuntimittauslaitteistot ja varttimittauslaitteistot uusilla etämittauslaitteistoilla 4.7.2031 mennessä. Uuden sukupolven sähkömittarit mahdollistavat kulutusjouston toteuttamisen entistä helpommin ja monipuolisemmin. Elenia aloitti sähkönkulutuksen mittausjärjestelmän uusimisen vuonna 2021. Mittausjärjestelmän uusimisprojekti tulee valmiiksi vuonna 2025. (Elenia, 2021) Elenian uuden sukupolven mittarit mahdollistavat kotiautomaatioliitännän avulla mittarin reaaliaikaisen luennan asiakkaan omaan käyttöön. Kotiautomaatioliitäntä luo mahdollisuuden kulutusjouston ratkaisujen kehittämiseen. Etenkin kotitalouksien lämmityskuormissa on mahdollista joustaa sähkön hinnan mukaan ja liikenteen sähköistyessä sähköautojen lataus on kuorma, jota voidaan ohjata uusien sähkömittareiden ja älykkäiden latausjärjestelmien avulla halvan sähkön ajanjaksoille. Tällaisilla toiminilla saadaan pienennettyä kulutuksen piikkejä ja sen avulla tasapainotettua sähköjärjestelmän toimintaa ohjaamalla helposti toiselle ajanjaksolle ohjattavissa olevia kuormia sähkön hinnan vaihtelun mukaan.

Kulutusjoustojen lisäksi joustoja sähköverkossa voidaan tarjota myös energiavarastojen avulla. Yhdistämällä eri energialähteitä saadaan aikaan hybridivoimaloita, joiden avulla voidaan tarjota tasaisempaa tuotantoa. Hybridivoimala voi olla esimerkiksi tuulipuisto, jonka yhteyteen on liitetty akkukapasiteettia. Tämän avulla voidaan ylituotannon aikaan varastoida tuulivoiman tuottamaa energiaa ja tarjota sitä markkinoille tyynemmällä säällä. (Vattenfall, 2024) Sähkövarastojen avulla myös sähkökäyttäjät voivat tarjota

joustoja. Lataamalla akkua halvan sähkön aikaan ja purkamalla akusta sähköä itselleen tai verkkoon sähkön hinnan muuttuessa kalliiksi, voi sähkökäyttäjät tarjota joustoja sähköjärjestelmälle muuttamatta muista tarpeista syntyvää kulutusta.

Joustoratkaisuilla voidaan pienentää tehorajoitusten vaikutusta tai jopa välttyä niiltä. Hybridivoimalat voivat ladata energiavarastojaan tilanteessa, jossa tuotantoa verkon suuntaan joudutaan rajoittamaan. Tällöin tehorajoitus ei aiheuta haittaa esimerkiksi tuulivoimalaitokselle tuulisella kelillä, kun kaikki mahdollinen tuotanto voidaan hyödyntää tehorajoituksesta huolimatta. Järjestelmien ja toimintamallien kehittyessä myös sähkökäyttäjien kulutusjoustoja voidaan hyödyntää paikallisemmin tehorajoitustilanteissa siinä verkon osassa, jossa tehorajoitus vaikuttaa. Tällainen hyödyntäminen vaatisi asiakkailta suostumuksen reaaliaikaisen kulutuksen ohjaamiseen ja kehittyneitä järjestelmiä.

## 2.6 Joustavat liittymissopimukset

Joustoja verkon kapasiteetin kannalta haastavissa tilanteissa voidaan tarjota myös perinteisistä kiinteistä liittymissopimuksista poikkeavilla joustavilla liittymissopimuksilla tuotanto- ja kulutuslaitoksille. Joustava liittymissopimus tarkoittaa liittymissopimusta, jossa on sovittu rajoituksista liittymispisteen taatulle teholle tai kulutukselle. Joustavien liittymissopimusten avulla voidaan maksimoida uusiutuvan tuotannon liitettävyyttä myös alhaisemman kapasiteetin omaavassa verkossa nopeammalla aikataululla kuin esimerkiksi verkkoa vahvistamalla. Lähtökohtaisesti joustavat liittymissopimukset on tarkoitettu määräaikaiseksi järjestelyksi, kunnes verkon kapasiteetti mahdollistaa täyden tehon. (Kivipuro, 2025)

Suomen hallitus antoi eduskunnalle 28.11.2024 esityksen 197/2024 sähkömarkkinalain ja sähköntoimitussopimusten vertailuvälineestä annetun lain muuttamisesta. Esitys painottuu sähkön vähittäismarkkinoita koskevaan sääntelyyn, mutta se sisältää myös uusiutuvan sähköntuotannon liittämiseen vaikuttavien määritelmien muutoksia. Esitys perustuu työ- ja elinkeinoministeriön älyverkkotyöryhmän selvityksen loppuraporttiin. Raportissa on ehdotuksia joustavia liittymissopimuksia koskevien säännösten lisäämisestä sähkömarkkinalakiin. Yksi ehdotuksista on, että laissa säädettäisiin Energiavirastolle mahdollisuus hakemuksesta myöntää verkonhaltijalle lupa tehdä joustava liittymissopimus pysyvänä ratkaisuna sellaisiin verkon kohtiin, joissa verkon vahvistaminen olisi vähemmän tehokas vaihtoehto. (Kivipuro, 2025) Selvityksen tavoitteena oli selvittää ja esittää konkreettisia toimia, joilla älykäs sähköjärjestelmä voi palvella asiakkaiden mahdollisuuksia osallistua aktiivisesti sähkömarkkinoille ja edistää toimitusvarmuuden ylläpitoa. (Työ- ja elinkeinoministeriö, 2018; Hallituksen esitys 197/2024)

Mahdollisuus joustaviin liittymissopimuksiin helpottaa myös jakeluverkonhaltijaa. Suomen sähkömarkkinalaki 588/2013 sisältää pykälän verkonhaltijan liittämiselvollisuudesta. Liittämiselvollisuuden mukaan verkonhaltija on velvollinen liittämään sähköverkoonsa tekniset vaatimukset täyttävät sähkönkäyttöpaikat, voimalaitokset ja energiavarastot. Joustavien liittymissopimusten avulla verkonhaltijoiden on helpompi täyttää lain määräämä liittämiselvollisuus. (Sähkömarkkinalaki 518/2013)

## **2.7 Tehorajoitusten toteutuksen periaatteet**

Tehorajoitusten tarve muodostuu verkkoyhtiön operatiivisessa toiminnassa vikatilanteista ja suunnitelluista töistä. Kantaverkkoyhtiö voi käskä tehorajoituksen verkkoyhtiölle sähköpulasta tai kantaverkon siirtokeskeytyksistä johtuen (Fingrid 2022b; Fingrid 2023). Jakeluverkossa tehoa joudutaan rajoittamaan verkon komponenttien kuormitettavuuden sekä liittymispisteen ja verkon jännitetason vuoksi. Kantaverkon keskeytyksistä johtuvien tehorajoitusten taustalla on mm. siirtoverkon jännitestabiiliuden ja N-1-kriteerin varmistaminen.

Tehorajoituksen tarve voi tulla nopeasti tai se voi olla tiedossa jo ennakkoon, jolloin siihen on helpompi varautua. Vikatilanteissa tehorajoituksen tarve tulee nopeasti ja siihen ei voi ennakkoon varautua. Sähköpulasta johtuva tehorajoitus voi tulla myös nopealla aikataululla, mikäli sähköpulatilanne johtuu yllättävästä häiriöstä. Suunnitelluissa keskeytyksissä ja kantaverkon siirtokeskeytyksissä tehorajoituksen tarve tulee ilmi jo ennakkoon, jolloin siihen voidaan valmistautua. Kiristyvästä tehotilanteesta johtuvaan sähköpulaan voidaan myös varautua ennakkoon, mikäli kiristyvä tehotilanne havaitaan hyvissä ajoin ennusteiden pohjalta.

Tehorajoitusten käytännön toteutus tapahtuu jakeluverkonhaltijan käyttökeskuksen ja voimalaitoksen tai sähkövaraston käytöstä vastaavan toimijan välillä. Elenian käyttökeskuksessa työskentelee käytönvalvojat, joiden tehtävänä on verkon valvonta ja vikatilanteiden hoitaminen. Nopeasti tapahtuvien tehorajoitusten tapauksessa käsky tehon rajoittamisesta annetaan puhelimitse. Tulevaisuudessa tehorajoitukset voivat tapahtua automaation ja tietojärjestelmien välityksellä, mikäli tuotanto- ja kulutuslaitoksien sekä sähkövarastojen ja verkkoyhtiön välistä tiedonvaihtoa parannetaan. Tiedonvaihdon avulla kehittynyt käytöntukijärjestelmä voisi lähettää tehorajoituksen laskettuaan signaalin tehorajoituksen toteuttamisesta sen piiriin kuuluvien laitosten käyttöjärjestelmiin, jolloin tehorajoitusten toteuttaminen helpottuisi merkittävästi. Ennakkoon tiedossa olevista tehorajoituksista voidaan sopia sähköpostin välityksellä. Suunnitelluissa keskeytyksissä tehorajoitus on osa kytkentäohjelmaa, jolla keskeytys toteutetaan. Tehorajoituksen toimeenpano varmistetaan puhelimitse sen alkamishetkellä käytönvalvojien toimesta.

Tehon rajoittamisen tai laitoksen erottamisen toteuttaa laitteiston käyttöhenkilöstö tai valvomo. (Piispanen, 2025; Silen, 2025) Elenia vaatii keskijännite- ja suurjänniteliittymien teknisissä ohjeissa, että asiakkaan laitteiston käyttöhenkilöstöön tai valvomoon tulee järjestää yhteys 24/7 tavoitettavuusperiaatteella (Elenia, 2024a; Elenia 2024b).

### 2.7.1 Vikatilanteet

Vikatilanteissa tehorojoitusten tarve ilmenee, mikäli tuotantolaitokset tai sähkövarastot joutuvat vian aiheuttaman korvauskytkentätilanteen vuoksi syöttämään tehoa varasyöttösuuntaan, jonka kapasiteetti on pienempi kuin pääsyöttösuunnan, tai mikäli pääsyöttösuunnan verkon kapasiteetti on normaalia pienempi vian takia. Vian alkaessa vikaantuneen johtolähdön katkaisija laukeaa ja vian kanssa samalla johtolähdöllä olevat tuotantolaitokset irtoavat verkosta niiden omien suojalaitteiden toiminnan seurauksena. Elenian keskijännite- ja suurjänniteasiakkailla tulee olla kaikkina aikoina valmius erottaa laitteisto Elenian verkosta Elenian käyttökeskuksen pyynnöstä. Liittymispisteet on varustettu kauko-ohjattavalla erottimella, jolla se voidaan erottaa Elenian verkosta ja erottimen on oltava poikkeus- ja hätätilanteita varten myös Elenian käytettävissä. (Elenia, 2024a; Elenia 2024b) Mikäli tuotantolaitoksen oma suojaus ei jostain syystä toimi, voi käytönvalvoja erottaa sen Elenian verkosta, jotta välttyään tahattomalta saarekekäytöltä. Kun vika on paikannettu, voidaan vikaantunut verkon osa erottaa terveestä verkosta. Epänormaali kytkentätila jää voimaan, kunnes vika on korjattu. Mikäli vian aiheuttama epänormaali kytkentätilanne ei vaikuta merkittävästi tuotantolaitoksen sen hetkisen syöttösuunnan verkon kapasiteettiin, voidaan tuotantolaitos palauttaa takaisin verkkoon, mikäli vika ei ole tuotantolaitoksen liittymispisteen kohdalla. Tuotantolaitoksen palautuksen verkkoon toteuttaa sen käytöstä vastaava henkilöstö, jolle käytönvalvoja antaa luvan palauttaa tuotantolaitos takaisin verkkoon. Jos verkon kapasiteetti on muuttunut merkittävästi vian seurauksena esimerkiksi tilanteessa, jossa sähköasema joudutaan korvaamaan kokonaan, joudutaan korvatus sähköaseman syötössä olevien tuotantolaitosten tehoa hyvin todennäköisesti rajoittamaan. Tehorojoitusten tarkastelu tulee tehdä erikseen jokaiselle tuotantolaitokselle, jonka sen hetkiseen syöttösuuntaan vian aiheuttamat kytkentätilanteen muutokset vaikuttavat.

Tehorojoituksen toimeenpanee vikatilanteessa käytönvalvoja. Kun vika on paikannettu ja rajattu siten, että terveisiin verkon osiin on palautettu sähköt, voidaan tehdä arvio, tarvitseeko verkon osilla, joihin vika on vaikuttanut, rajoittaa tuotantolaitosten tai sähkövarastojen tehoa. Tällä hetkellä Elenian käytöntukijärjestelmässä ei ole työkaluja tehorojoituksen määrittämiseen. Tilanteen rauhoituttua käytönvalvoja voi käytöntukijärjestelmän verkostolaskentaa hyödyntäen määrittää suurpiirteisen tehorojoituksen

tuotantolaitokselle tai sähkövarastolle, mikäli sille on tarve. Verkostolaskennalla käytönvalvoja tarkastelee tehonjakolaskennan tuloksista verkon jatkuvan tilan jännitetasoa verkon osassa, jonka kytkentätilanteeseen vika vaikuttaa. (Ahonen, 2025) Tehonjakolaskenta käytöntukijärjestelmässä ottaa huomioon vuoden takaiset tiedot kulutuksesta ja tuotannosta, jonka vuoksi laskennan perusteella voi antaa vain suurpiirteisiä tehorajoituksia. Samasta syystä nopeita jännitemuutoksia ei voida tarkastella käytöntukijärjestelmää käyttäen, vaan tarkasteluun tulisi käyttää verkkotietojärjestelmää. Tarkan tehorajoituksen suuruuden määrittäminen vaatisi sen hetkisen kytkentätilanteen ja tuotantolaitoksen tai sähkövaraston mallintamisen verkkotietojärjestelmässä, jolloin voitaisiin säätää tuotantolaitoksen tai sähkövaraston tehoa ja iteroimalla löytää sopivat tehon arvot. Kun tehorajoitus on määritetty, käytönvalvoja soittaa tuotantolaitoksen tai sähkövaraston käytöstä vastaavalle henkilöstölle ja antaa luvan palauttaa laitos verkkoon tehorajoituksen mukaisella maksimipäätöteholla ja ottaa tarvittaessa kantaa käytettävään loistehon säätötapaan. Kun vika on korjattu ja verkon kytkentätilanne palautettu normaaliksi, käytönvalvoja soittaa uudelleen laitoksen käytöstä vastaavalle henkilöstölle ja ohjeistaa purkamaan tehorajoituksen. (Ahonen, 2025; Piispanen, 2025)

Tehorajoituksen laskemiseen tulee kehittyneessä käytöntukijärjestelmässä olla automaattinen työkalu vikatilanteita varten. Ihmisen laskemana tehorajoituksen suuruuden määrittämiseen voi kuluja paljonkin aikaa, koska laskennan alustaminen ja tulosten tarkastelu vie aikaa. Epänormaalin kytkentätilanteen ja tuotannon mallintamisen käyttäjä joutuu tekemään käsin verkkotietojärjestelmässä ja se vie paljon aikaa. Vikatilanteista johtuvissa tehorajoitustilanteissa ei käytönvalvojalla ole välttämättä aikaa laskea tehorojoitusta heti vian rajaamisen jälkeen, esimerkiksi jos verkossa ilmenee uusi vika, jota käytönvalvoja joutuu alkaa selvittämään heti aiemman vian rajattuaan. Tällöin ilman työkalua tehorojoituksen laskentaan voi tuotantolaitos joutua olemaan irti verkosta pidempään vain sen takia, että tehorojoituksen suuruutta ei ole ehditty määrittää. Kehittyneessä käytöntukijärjestelmässä avustavan automaation tulisi vianrajauskytkentöjen jälkeen laskea tehorojoituksen suuruus ja tarvittaessa ehdottaa kytkentämuutoksia, joilla saadaan tuotantolaitoksen maksimipäätötehon rajoitusta pienemmäksi. Tällöin käytönvalvojan tehtäväksi tehorojoituksen osalta jäisi vain sen viestiminen tuotantolaitoksen käytöstä vastaavalle henkilöstölle. Tulevaisuudessa viestiminenkin olisi mahdollista toteuttaa automaation avulla verkkoyhtiön ja tuotantolaitoksen tai sähkövaraston käyttöjärjestelmien välillä. (Ahonen, 2025)

## 2.7.2 Suunnitellut työt

Suunniteltuja töitä tehdään verkon kunnossapidon ja huollon sekä verkon rakennuksen vuoksi. Tarve suunnitellulle keskeytykselle voi tulla myös asiakkaan tilaaman keskeytysjärjestelyn myötä sähköverkon läheisyydessä tehtävien töiden seurauksena (Elenia, 2025a). Maakaapeleita joudutaan kytkemään jännitteettömäksi, mikäli kaapeleiden läheisyydessä tehdään kaivuutöitä ja ilmajohtoja joudutaan laskemaan korkeiden kuljetusten ja puunkaadon vuoksi. Etenkin keskeytysjärjestelyt voivat aiheuttaa suuria haasteita verkon kapasiteetin kannalta, koska usein keskeytysjärjestelyjä vaativat työt kestävät pidemmän aikaa, jolloin jokin verkon osa voi olla poissa käytöstä pahimmillaan jopa useita kuukausia. Tällaisia töitä ovat esimerkiksi laajemmat katusaneeraukset alueilla, joissa on korkea kaapelointiaste. Muut suunnitellut työt kestävät yleensä huomattavasti lyhyemmän aikaa, jonka vuoksi niiden vaikutus verkon kapasiteettiin ei pidemmällä aikavälillä ole yleensä kovin merkittävä. Verkkoyhtiö voi kohdata keskeytysjärjestelyjen yhteydessä ongelmia, mikäli asiakas tarvitsisi pitkäksi ajaksi keskeytysjärjestelyä, jonka seurauksena jonkin tuotantolaitoksen tai sähkövaraston tehoa jouduttaisiin keskeytysjärjestelyn ajaksi rajoittamaan merkittävästi. Tällaisessa tilanteessa voi olla hankalaa löytää kaikkia osapuolia miellyttävä ratkaisu.

Suunnitellut työt vaativat kytkentäsuunnitelman, joita tehdään verkkoyhtiöiden käyttöyksiköissä. Elenialla kytkentäsuunnittelua tekevät käytönsuunnittelijat ja käytönvalvojat. (Sihvonen, 2015) Suunniteltujen keskeytysten ja jännitetöiden seurauksena voi tulla tarve rajoittaa tuotantolaitosten tai sähkövarastojen tehoa. Vikatilanteiden tapaan verkon kytkentätilanne voi suunnitellun keskeytyksen seurauksena muuttua työn ajaksi siten, että tuotantolaitos tai sähkövarasto joutuu syöttämään tehoa varasyöttösuuntaan, jossa verkon kapasiteetti on pääsyöttösuuntaan verrattuna pienempi, tai pääsyöttösuunnan verkon kapasiteetti voi muuttua normaalia pienemmäksi. Tällöin tehoa joudutaan rajoittamaan ja tehorojoituksen laskeminen on osa kytkentäsuunnittelua. (Silen, 2025; Aalto, 2025)

Jännitetöiden kytkentäsuunnittelussa otetaan huomioon tuotantolaitokset, vaikka niistä ei seuraisi keskeytystä. Mikäli johtolähdöllä, johon jännitetöitä ollaan menossa tekemään, on tuotantolaitos tai sähkövarasto, se voidaan kytkeä eroon tai siirtää kytkentätilannetta muuttamalla syöttämään toista johtolähtöä. Kytkentäsuunnittelussa on tarkasteltava, voiko tuotantolaitos syöttää täyden tehon myös toiselle johtolähdölle ja tarvittaessa lasketaan työn ajaksi tehorojoitus. (Sihvonen, 2015)

Suunnitelluissa keskeytyksissä tilausajat ovat useita päiviä, koska sähkönjakelun keskeytyksistä täytyy ilmoittaa asiakkaille hyvissä ajoin. Jännitetöissä ei välttämättä tule

sähkönjakelun keskeytystä, joten niiden tilausajat ovat yleensä lyhyempiä. Tieto tehorojoituksista voidaan antaa tuotantolaitosten käytöstä vastaavalle henkilöstölle suunniteltujen töiden tapauksessa aikaisemmin, kuin esimerkiksi vikatilanteissa. Kytkentäsuunnittelun yhteydessä tieto tulevasta tehorojoituksesta välitetään tuotantolaitoksen käytöstä vastaavalle henkilöstölle ja suunniteltua työtä toteutettaessa käytönvalvoja varmistaa puhelimitse, että tehorojoitus on toimeenpantu. (Silen, 2025)

### 2.7.3 Sähköpula

Tehorojoitusten tarve voi muodostua verkkoyhtiön operatiivisen toiminnan lisäksi myös sähköpulatilanteen takia. Sähköpula on tilanne, jossa sähköntuotanto ja tuonti eivät enää riitä kattamaan sähkön kulutusta. Sähköpulatilanteessa jakeluverkonhaltijat kytkävät kulutusta irti verkostaan Fingridin ohjeiden mukaan. (Fingrid, 2022b) Vaikka sähköpulatilanteessa kytketään kulutusta irti, olisi kuitenkin koko sähköjärjestelmän näkökulmasta hyvä, mikäli tuotantolaitokset pysyvät verkossa. Siirtymä sähköpulaan voi tapahtua pidemmällä aikavälillä, kun kiristyvä tehotilanne kyetään ennakoimaan sähkön tuotannon ja kulutuksen ennusteiden avulla. Tällöin Fingrid antaa jakeluverkonhaltijoille ennakkoon ilmoituksen kiristyvästä tehotilanteesta ja tarvittaessa ohjeistaa nostamaan valmiutta, jolloin jakeluverkonhaltijoilla on enemmän aikaa valmistautua mahdollisiin kulutuksen irtikytkentöihin. Fingridin ohjeistuksen mukaisesti jokainen jakeluverkonhaltija on oman verkkonsa osalta laatinut sähköpulatilanteita varten toimintaohjeen ja toimittanut sen Fingridille (Fingrid, 2022a).

Sähköpulaan siirtyminen voi tapahtua myös nopeasti yllättävän sähköjärjestelmän häiriön seurauksena. Yllättävän häiriön tapauksessa jakeluverkonhaltijat eivät välttämättä ehdi valmistautua irtikytkentöihin. Tämän vuoksi jokaisella jakeluverkonhaltijalla on oltava ennakkoon laadittu suunnitelma ja työkalut tehokkaan kulutuksen irtikytkennän toteuttamiseksi. Tällä hetkellä Elenialla sähköpulasta johtuvat tehorojoitukset toteutetaan käytönvalvontajärjestelmään luodulla työkalulla. Työkaluun on määritetty sähköpularyhmit, jotka koostuvat keskijänniteverkon johtolähdöistä. Johtolähdöt on jaoteltu sähköpularyhmiin sähkönkäyttöpaikkojen keskeytyskriittisyyden mukaan ja johtolähdöt, joissa ei ole kriittisiä asiakkaita kytketään ensimmäisenä irti. Jakeluverkonhaltijat ovat määrittäneet oman verkkonsa kriittiset sähkönkäyttöpaikat valtioneuvoston asetuksen 981/2022 mukaan. Kehittyneen käytöntukijärjestelmän tullessa käyttöön, tulisi siinä olla työkalu myös sähköpulatilanteessa tehtävien irtikytkentöjen toteuttamiseen.

Kuvassa 3 on kuvattu menettely sähköpulatilanteessa vaiheittain. Kuten kuvasta huomataan, yllättävän häiriön tilanteessa siirrytään suoraan sähköpulaan, kun taas kiristyvän tehotilanteen tapauksessa ennen sähköpulan kolmiportaista menettelyä on aikaa

nostaa valmiutta ja tarkastella kiristyvää tehotilannetta. Valmiuden nosto voi kestää useita päiviä (Fingrid, 2022a).



**Kuva 3.** Menettelykaavio siirtymästä sähköpulaan (Fingrid, 2022b).

Fingridin määrittämä sähköpulan kolmiportainen menettely kuvaa tilanteen vakavuusastetta. Ensimmäiseen portaaseen siirrytään, kun ennusteet näyttävät, että kotimainen tuotanto ja tuonti eivät riitä kattamaan sähkönkulutusta lähitunteina tai vuorokautena. Toiseen portaaseen siirrytään, kun kaikki Suomesta saatavilla oleva sähköntuotanto on käytössä, eikä naapurimaista ole mahdollista saada lisää sähköä. Toiseen portaaseen siirryttäessä Fingrid on joutunut käynnistämään varavoimalaitoksia siinä määrin, ette ei kykene ylläpitämään häiriöreserviä. Kolmannessa portaassa sähköpula on alkanut ja sähkönkulutusta joudutaan kytkemään irti jakeluverkonhaltijoiden toimesta. (Fingrid, 2022a; Fingrid, 2022b)

#### 2.7.4 Kantaverkon siirtokeskeytykset

Kantaverkon siirtokeskeytyksen aikana Fingrid voi joutua rajoittamaan alueellista tuotannon enimmäismäärää sähköverkon vakauden varmistamiseksi. Etenkin tuulivoimatuotanto on voimakkaasti alueellisesti keskitettyä, minkä vuoksi Fingrid on joutunut viime vuosina rajoittamaan tuulivoimatuotannon enimmäismäärää tietyillä alueilla siirtoverkon rakennus- ja muutostöiden aikana. Puhdasta, uusiutuvaa tuotantoa syntyy tällä hetkellä nopeammin, kuin verkkoa ehditään kehittää. Kun verkkoinvestoinnit valmistuvat, siirtokeskeytyksen aikaisten tehorojoitusten tarve pienenee. Mikäli tuotannon enimmäismäärää ei siirtokeskeytyksen aikana tällä hetkellä rajoitettaisi, voisi syntyä jännitteen heiluntaa ja haittaa muille verkkoon liittyville. (Fingrid, 2023) Kantaverkon siirtokeskeytyksen

takia muodostuvat tehorojoitukset ilmoitetaan jakeluverkonhaltijalle hyvissä ajoin ennen tehorojoituksen tarvetta. Jakeluverkonhaltijan vastuulla on välittää tieto tehorojoituksesta tuotantolaitosten valvomotoimijoille sekä huolehtia, että tehorojoitus toteutetaan Fingridin ohjeiden mukaisesti.

Elenialla ei ole tällä hetkellä käytöntukijärjestelmässä työkalua kantaverkon siirtokeskeytyksistä johtuvien tehorojoitusten hallintaan. Viestintä tehorojoituksiin liittyen Elenian ja tuotantolaitosten valvomotoimijoiden välillä tapahtuu sähköpostitse ja tehorojoituksia hallitaan excelissä sekä käytöntukijärjestelmässä kytkentäohjelmien muodossa. Tällaiset tehorojoitukset aiheuttavat merkittävän määrän ylimääräistä työtä käyttötoiminnan henkilökunnalle etenkin tilanteessa, jossa Fingrid antaa useita tehorojoituksia lyhyen ajan sisään. Kehittyneessä käytöntukijärjestelmässä tulee olla työkalu myös siirtokeskeytyksistä johtuvien tehorojoitusten hallintaan. Työkalun avulla tulisi voida tehdä kytkentäohjelma kullekin tehorojoitukselle ja tallentaa yhteen näkymään tieto tulevista ja meneillään olevista siirtokeskeytyksistä johtuvista tehorojoituksista.

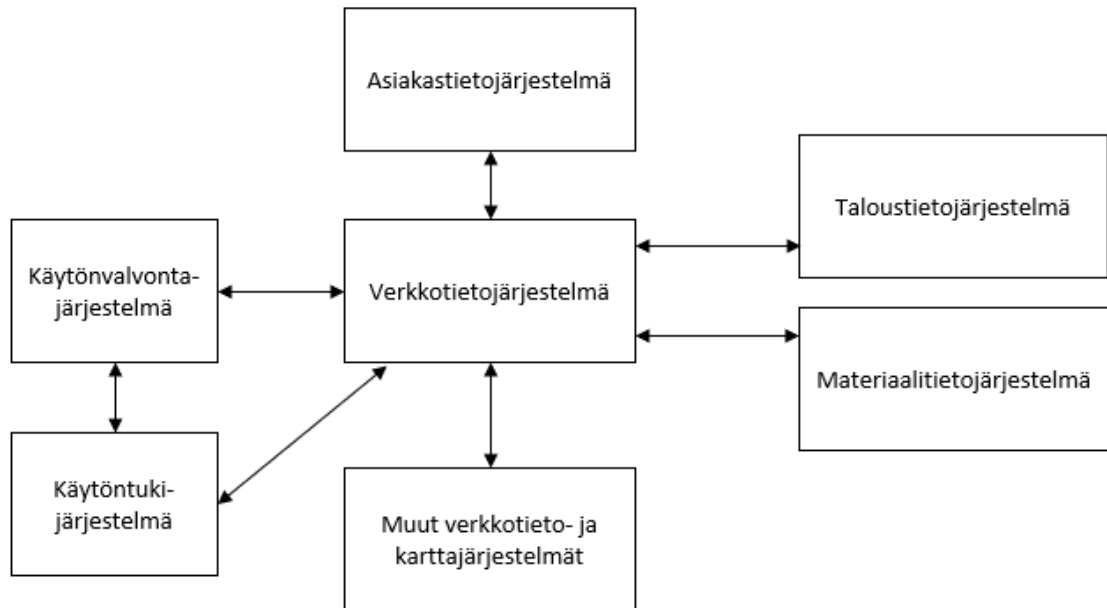
## 3. VERKON KÄYTÖN JÄRJESTELMÄT

Verkon käyttöön liittyy useita eri järjestelmiä. Keskeisimpiä järjestelmiä verkon operatiivisen käytön kannalta on käytönvalvontajärjestelmä (SCADA eng. Supervisory Control and Data Acquisition) ja käytöntukijärjestelmä (DMS eng. Distribution Management System). Käytönvalvonta- ja käytöntukijärjestelmillä valvotaan ja hallitaan verkkoa. Näiden tukena on verkkotietojärjestelmä (NIS eng. Network Information System) ja asiakastietojärjestelmä (CIS eng. Customer Information System). Verkkotietojärjestelmässä ylläpidetään verkkotietoja ja tehdään verkostosuunnittelua. Asiakastietojärjestelmästä saadaan tieto asiakkaiden kulutusprofileista ja eri asiakasryhmistä. Tässä luvussa esitellään verkon käytön keskeisimmät järjestelmät ja niiden merkittävimmät toiminnallisuudet tämän työn kannalta. Luvussa käsitellään myös kehittyneen käytöntukijärjestelmän konseptia ja sen luomia tulevaisuuden mahdollisuuksia verkon käytön osalta.

### 3.1 Verkkotietojärjestelmä

Verkkotietojärjestelmä on monipuolinen ja laaja tietokantoihin perustuva tietojärjestelmä verkko-omaisuudenhallintaan. Verkkotietojärjestelmä muodostaa toimivan ja havainnollisen verkon ja laitetietojen käyttöliittymän erilaisille yleissuunnittelun, verkostosuunnittelun ja rakentamisen, käytön ja kunnossapidon suunnittelu- ja dokumentointisovelluksille. Verkkotietojärjestelmä tukee karttojen ja kaavioiden tuottamista ja on lähtökohtana verkostolaskentaohjelmien verkkomalleille. Sen pääasiallisina tehtävinä on suunnittelu, laskenta, verkkotietojen ylläpito, verkkokarttojen piirtäminen, tilastointi ja raportointi. Verkkotietojärjestelmään on kuvattu tiedot verkon komponenttien kytkeytymisestä ja yksityiskohtaisista tiedoista, jotka on piirretty maantieteelliselle karttapohjalle. (Thomas & McDonald, 2015; Lakervi & Partanen, 2008)

Verkkotietojärjestelmä linkittyy useisiin eri järjestelmiin ja tämän avulla siihen voidaan luoda useita eri toiminnallisuuksia. Kuvassa 4 on kuvattu verkkotietojärjestelmän yhteydet muihin tietojärjestelmiin. Asiakastietojärjestelmästä verkkotietojärjestelmään saadaan liittymä-, asiakas- ja energiatietoja. Käytönvalvontajärjestelmästä saadaan kytkinlaitteiden tilatietoja ja sähköaseman johtolähtöjen ja kiskoston virta- ja jännitemittaustietoja. Materiaalitietojärjestelmästä saadaan tieto eri tarvikkeista ja materiaaleista. Taloustietojärjestelmästä saadaan työn perustietoja ja arvioituja kustannustietoja. Muista verkkotieto- ja karttajärjestelmistä saadaan taustakartat, joiden päälle verkkomalli rakennetaan. (Lakervi & Partanen, 2008)



**Kuva 4.** Verkkotietojärjestelmän linkit muihin tietojärjestelmiin. Perustuu lähteeseen (Lakervi & Partanen, 2008).

Elenialla on käytössä verkkotietojärjestelmänä Trimble NIS. Järjestelmä on tehty sähköyhtiöiden liiketoimintaa varten ja se muodostuu älykkästä verkkomallista ja siihen integroiduista paikkatieto-toiminnallisuuksista. Verkkotietojärjestelmään kuuluu useita eri sovelluksia. Nämä voivat vaihdella järjestelmän toimittajan ja verkkoyhtiön mukaan. (Lakervi & Partanen, 2008) Trimblen verkkotietojärjestelmä sisältää sovellukset verkostolaskentaan, verkon suunnitteluun ja rakentamiseen, omaisuudenhallintaan, verkkoinvestointien hallintaan ja kunnossapitoon. (Trimble, 2021b) Vaikka verkkotietojärjestelmällä on merkittävä rooli verkon käytön kannalta, verkon operatiivisessa käytössä ei käytetä verkkotietojärjestelmää, vaan sen pääasiallinen tehtävä on toimia verkon suunnittelun työkaluna. Verkon rakenteen muuttuessa muutostöiden tai uusien investointien seurauksena uusi verkko suunnitellaan ja dokumentoidaan verkkotietojärjestelmään ja käyttöönottoaiheessa tämä dokumentointi siirretään verkkotietojärjestelmän mastertietokannasta käytöntukijärjestelmään.

### 3.2 Käytönvalvontajärjestelmä

Käytönvalvontajärjestelmällä valvotaan verkkoa reaaliaikaisesti ja tehdään kaukokäyttöisten kytkinlaitteiden ohjauksia. Elenia käyttää SCADA-järjestelmänään Netcontrol:n Netcon 3000 järjestelmää (Netcontrol, 2023). Käytönvalvontajärjestelmän päätoimintoja ovat tapahtumatietojen ja verkon kytkentätilanteen hallinta, kauko-ohjaukset, kaukomitaukset, kaukoasettelut ja raportointi. Käytönvalvontajärjestelmä on kriittisin järjestelmä verkkoyhtiön valvomossa, ja tämän vuoksi siihen liittyvät tietokonelaitteistot ovat

kahdennettuja ja ns. kuumakytettyjä. Tällöin toisen koneen vikaantuessa toinen kone voi ottaa järjestelmän hallintaan. Sähkökatkojen varalta laitteistot ovat myös varustettu UPS-laitteistoilla. (Lakervi & Partanen, 2008)

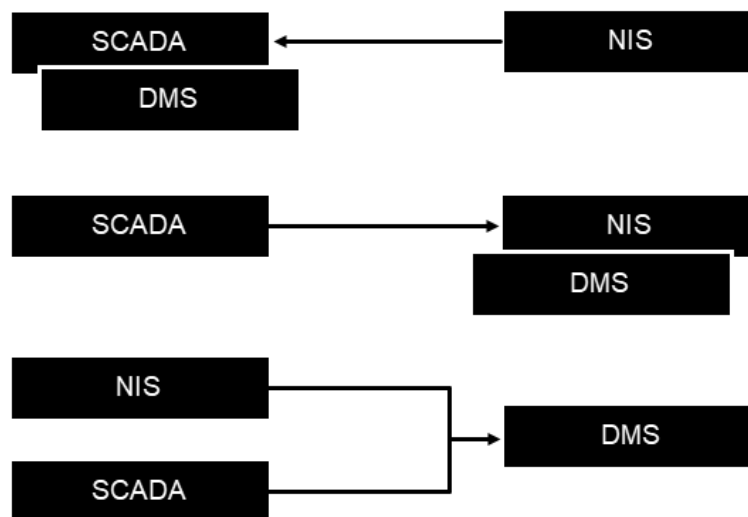
Käytönvalvontajärjestelmä koostuu neljästä pääkomponentista: Tiedonsiirtoyksiköistä (RTU eng. Remote Terminal unit), tietoliikennejärjestelmästä, pääjärjestelmästä ja sovellusohjelmasta (HMI eng. Human-Machine Interface) (Thomas & McDonald, 2015). Tiedonsiirtoyksiköt toimivat tiedon välittäjinä. Ne keräävät dataa verkossa olevilta laitteilta ja lähettävät sen pääjärjestelmään. Samalla ne jakavat pääjärjestelmästä saadut käyttäjän tekemät ohjauskomennot verkon kytkinlaitteille ja mahdollistavat kaukokäyttöisten kytkinlaitteiden käytön. Tiedonsiirtoyksikön avulla esimerkiksi sähköasema liittyy tiedonsiirtojärjestelmiin. Tietoliikennejärjestelmä toimii kommunikaatiokanavana verkon komponenttien ja pääjärjestelmän välillä. Pääjärjestelmä sisältää kahdennetut tietokonejärjestelmät sekä tietokannan. Tietokannassa on tarkasti kuvattuna sähköasemat ja niiden laitteistot sekä yleisluonteisesti kuvattuna verkot. Sovellusohjelma on käyttöliittymä, jota tarvitaan pääjärjestelmän ja SCADA-järjestelmän käyttäjien vuorovaikutukseen. (Thomas & McDonald, 2015; Lakervi & Partanen, 2008)

Käytönvalvontajärjestelmän käyttöliittymä on usein hyvin pelkistetty ja yksinkertainen verrattuna esimerkiksi käytöntuki- ja verkkotietojärjestelmään. Käytönvalvontajärjestelmässä verkko on kuvattu järjestelmään yleensä hyvin yleisluontaisesti, riippuen verkko-yhtiöstä. Sähköasemat ja niiden laitteistot on kuvattu tarkasti, mutta esimerkiksi keskijännite- ja pienjänniteverkon komponentteja, kuormituksia ja asiakkaita ei ole kuvattu käytönvalvontajärjestelmään. Verkon johtimet on kuvattu järjestelmään viivakaavion muodossa ja yhdessä verkon kytkinlaitteiden kanssa ne muodostavat yksinkertaisen verkkokaavion, josta on helppo hahmottaa kytkentätilanne. Kytkentätilannetta järjestelmässä voidaan ylläpitää verkko- ja tapahtumatietojen avulla. Kytkentätilanteen ylläpitäminen on yksi käytönvalvontajärjestelmän kriittisimmistä toiminnoista etenkin turvallisuuden kannalta. Kytkentätilatiedon menettäminen aiheuttaisi isoja ongelmia varsinkin suurhäiriön aikana. Kauko-ohjattavien kytkinlaitteiden tilatiedot päivittyvät automaattisesti ja käsin käytettävien kytkinlaitteiden tilatiedot käyttäjä kertoo järjestelmälle. Kytkinlaitteiden tilatietojen lisäksi käytönvalvontajärjestelmässä on tieto suojarleiden toiminnoista sekä vianilmaisimien ja käämikytkimien toiminnoista. Kaukomittauksen avulla järjestelmästä saadaan tieto sähköasemien kiskojohtimista ja keskijännitejohtolähtöjen virtamittauksista. Käytössä olevin suojarleiden valmiuksien mukaan myös suojarleiden asettelu- arvot ja niiden mittaamat vikavirrat voidaan nähdä käytönvalvontajärjestelmästä. (Lakervi & Partanen, 2008)

### 3.3 Käytöntukijärjestelmä

Käytöntukijärjestelmä on tehty sähkönjakeluverkon kytkentätilanteen ylläpitoon ja valvontaan sekä keskeytysviestintään (Trimble, 2021a). Käytöntukijärjestelmän perimmäinen tarkoitus on toimia päätöksenteon tukena jakeluverkon operoinnissa ja hallinnassa tavoitteena minimoida verkon käytön kustannukset (Verho et al., 1997). Yleisesti käytöntukijärjestelmän toiminnallisuuksiksi voidaan määritellä topologian hallinta, jakeluverkon tehonjako, kuormanhallinta, vikailmoitusten hallinta, vian paikannus, sähköjen palautus, kytkentätilanteen uudelleenkonfigurointi ja jännite- sekä loistehohäviöiden optimointi (Verho, 1997).

Käytöntukijärjestelmä on yhteydessä käytönvalvonta- ja verkkotietojärjestelmään. Kuvassa 5 on esitetty eri integraatiovaihtoehdot näiden järjestelmien välillä. Yleensä käytöntukijärjestelmä on integroitu verkkotietojärjestelmään, jolloin tietoliikenne-rajapinta muodostuu SCADA:n ja NIS/DMS-järjestelmän välille. Eleniällä on käytössä käytöntukijärjestelmänä Trimble DMS, jossa integraatio järjestelmien välillä on tehty tällä tavalla. Käytöntukijärjestelmä voi olla integroitu SCADAan, jolloin tietoliikenne-rajapinta muodostuu NIS- ja SCADA/DMS-järjestelmän välille. Toteutettaessa erillisenä ohjelmistona, käytöntukijärjestelmällä on erilliset tietoliikenne-rajapinnat sekä NIS- että SCADA-järjestelmään. (Verho, 1997)



**Kuva 5.** Käytöntukijärjestelmän integraatiovaihtoehdot käytönvalvonta- ja verkkotietojärjestelmään. Perustuu lähteeseen (Verho, 1997).

Käytöntukijärjestelmän pääasiallinen tietolähde on verkkotietojärjestelmä. Verkkotietojärjestelmän tietokanta sisältää tarvittavat tiedot verkon solmupisteistä ja haaroista sekä yksityiskohtaiset tiedot johdoista, erottimista, sähköasemista ja jakelumuuntajista. Näiden tietojen avulla käytöntukijärjestelmä voi muodostaa staattisen verkkomallin verkon

käyttöä varten. Käytönvalvontajärjestelmästä tuodaan käytöntukijärjestelmään reaaliaikaista mittaustietoa suojareleilta sekä verkon kytkinlaitteiden tilatiedot. Tilatietojen avulla käytöntukijärjestelmässä voidaan ylläpitää verkon kytkentätilannetta. Kuormitusten mallintamiseen käytetään asiakastietojärjestelmästä saatua tietoa asiakkaiden energiankulutuksesta ja asiakasryhmistä. (Verho, 1997; Lakervi & Partanen, 2008)

### 3.4 Kehittynyt käytöntukijärjestelmä

Kehittynyt käytöntukijärjestelmä (ADMS eng. Advanced Distribution Management System) yhdistää perinteisen käytöntukijärjestelmän ja käytönvalvontajärjestelmän yhteiseksi kokonaisuudeksi. ADMS tarjoaa yhden käyttöliittymän, jolla voidaan tehdä kaikki verkon valvontaan ja käyttöön liittyvät tehtävät, joihin on perinteisesti tarvittu kaksi eri järjestelmää. ADMS:än tullessa käyttöön perinteistä SCADAa ei enää tarvita käytönvalvontaan. ADMS sisältää laajan valikoiman toimintoja verkon käyttötoiminnan ja keskeytysten hallintaan, vastaten sähköjakeluverkkojen kasvaviin haasteisiin. Haasteita nykypäivän ja tulevaisuuden sähköverkossa voi olla esimerkiksi IoT-laitteiden (eng. Internet Of Things) lähettämän suuren datamäärän käsittely, vaihtelevan energiantuotannon ja kulutuksen hallinta sekä reaaliaikaisen seurannan ja analysoinnin varmistaminen. (Trimble, 2024a)

Kiihtyvää vauhtia kasvava hajautetun tuotannon ja sähkövarastojen määrä tekee sähköverkkojen hallinnasta koko ajan vaativampaa. Nykyaikaisen sähköverkon ilmiöt ovat niin monimutkaisia ja haastavia, ettei ihminen ehdi tarkastella ja laskea kaikkea. Tämän vuoksi käytönvalvojat tarvitsevat työnsä tueksi työkalun, mikä pystyy käsittelemään kaiken verkon komponenteilta ja järjestelmiltä saatavan datan ja tarjoamaan ratkaisuehdotuksia ongelmatilanteisiin ja nostamaan esille tärkeimpiä hälytyksiä. ADMS vastaa näihin haasteisiin tarjoamalla esimerkiksi reaaliaikaisen tehonjakolaskennan ja oikosulkuanalyysin. (Trimble, 2024a) ADMS:n reaaliaikainen tehonjakolaskenta yhdistää käytönvalvontajärjestelmästä saatavat tiedot, verkkotiedot ja älykkäiltä sähkömittareilta saatavan datan. Näistä komponenteista rakentuu suorituskykyinen ja luotettava reaaliaikainen tehonjakolaskenta, joka on koko järjestelmän kivijalka. Kehittyneen käytöntukijärjestelmän käyttöönotossa on reaaliaikaisen laskennan osalta erityisen tärkeää, että sähköverkko on mallinnettu huolellisesti ja oikein kaikilla jännitetasoilla. Laskennan avulla toimivien työkalujen kannalta on myös oleellista, että verkossa olevilta tuotanto- ja kulutuskohteilta saadaan tiedonvaihto eri mittauksista järjestelmän käyttöön. (Trimble, 2024b)

Reaaliaikaisen laskennan avulla ADMS tarjoaa käyttäjälle tarkan kuvan sähköverkon tilasta jokaisella ajanhetkellä. Tämä mahdollistaa avustavan automaation käyttämisen joissain järjestelmän toiminnoissa. Esimerkiksi verkon kytkentätilanteen optimointi

häviöiden näkökulmasta on mahdollista hoitaa automaation avulla. ADMS voi määrittää häviöiden kannalta optimaalisimman kytkentätilanteen ja ehdottaa käytönvalvojalle kytkentämuutoksia, joiden avulla kytkentätilasta saadaan optimaalisempi. (Trimble, 2023)

Vikatilanteissa ADMS voi tukea käyttäjää ehdottamalla kussakin tilanteessa erilaisia kytkentätoimenpiteitä, joilla sähköt saadaan palautettua mahdollisimman monelle asiakkaalle mahdollisimman nopeasti. Avustava automaatio vikatilanteissa nopeuttaa käytönvalvojan tekemää vianhoitoa ja sen myötä lyhentää asiakkaiden kokemien sähkökatkojen pituutta. Jo nykyään käytössä oleva automaattinen vian erotus- ja rajaustoiminnallisuus FLIR (eng. Fault Location, Isolation and Restoration) tulee käyttöön myös ADMS:ään. FLIR on käytössä vain määritetyillä johtolähdöillä ja se on käytönvalvojaa hitaampi rajaamaan vikoja ja palauttamaan sähköjä. Tämän vuoksi FLIRin lisäksi on tarve käytönvalvojan päätöksentekoa avustavalle automaatiolle vikatilanteissa. Sähkökatkojen pituuden lyhentäminen lisää asiakastytyväisyyttä ja voi tuoda verkkoyhtiölle taloudellisia säästöjä esimerkiksi keskeytyksistä aiheutuneiden kustannusten osalta. Avustavaa automaatiota voidaan hyödyntää vikatilanteiden ja kytkentätilanteen optimoinnin lisäksi myös verkon käytönsuunnittelussa. Kytkeäohjelmien tekemiseen ADMS voi tarjota käytönsuunnittelijalle avustavia työkaluja, mitkä nopeuttavat kytkentäohjelmien tekemistä. Kytkeäohjelmien tekemisen nopeuttaminen olisi verkkoyhtiölle merkittävä etu, sillä kytkentäohjelmia tehdään suurissa verkkoyhtiöissä useita tuhansia vuodessa. (Trimble, 2023)

## 4. TEHORAJOITUKSET JA NIIHIN VAIKUTTAVAT TEKIJÄT

Keski- ja suurjänniteliittymien teknisissä ohjeissa Elenia pidättää oikeuden rajoittaa tuotantolaitoksen tai sähkövaraston tehoa normaalista poikkeavissa kytkentätilanteissa viikatilanteiden tai suunniteltujen keskeytysten aikana (Elenia 2024a; Elenia 2024b). Elenian verkkopalveluehdoissa mainitaan, että verkkopalvelu voidaan tilapäisesti keskeyttää, mikäli se on välttämätöntä palvelun ylläpitämistä varten (Elenia, 2024c). Näiden ohjeiden ja erillisten sopimuksien nojalla verkkoyhtiö voi rajoittaa asiakkaitensa tuotantoa ja kulutusta, mikäli verkon sen hetkinen käyttötilanne niin vaatii. Tehorajoituksista ei makseta sähkön tuottajille rahallista korvausta. Vaikka mahdollisuus tehon ja kulutuksen rajoittamiseen on olemassa, pyritään verkkoyhtiöissä kuitenkin kaikin keinoin minimoimaan rajoitusten määrä ja yksittäisten rajoitusten vaikutus asiakkaisiin.

Tässä luvussa käsitellään tehorajoitusten tarvetta ja merkitystä sekä niiden teoreettista taustaa. Luvussa esitellään myös periaatteita tehorajoitusten laskentaan. Teoreettisen taustan ymmärtäminen on ensiarvoisen tärkeää, jotta voi määrittää, kuinka tehorajoitusten suuruuden laskennan tulisi tapahtua. Teoreettinen tausta käsittää tässä luvussa ne sähkötekniset ja fysikaaliset ilmiöt, joiden vuoksi tehorajoituksia tarvitaan epänormaalissa käyttötilanteissa.

### 4.1 Tehorajoitusten tarve ja merkitys

Tehorajoitusten tarpeen määrittää verkon kuormitettavuus ja sähkön laatu. Verkon kuormitettavuuden määrittäviä tekijöitä ovat esimerkiksi johdinten terminen kuormitettavuus ja päämuuntajien nimellisteho. Sähkön laadun osalta tehorajoituksia voidaan tarvita verkon jännitetaso nousun hillitsemiseksi ja liittymispisteen nopeiden jännitemuutosten muuhun verkkoon aiheuttamien häiriöiden minimoimiseksi. (Ahonen, 2025) Tuotantolaitokset ja sähkövarastot on mitoitettu siten, että ne voivat tuottaa normaalissa käyttötilanteessa täyden pätötehon verkkoon. Kytkentätilanteen muuttuessa on tarkasteltava verkon komponenttien kuormitusta ja verkon sekä liittymispisteen jännitteitä ja tarvittaessa rajoitettava tehoa. Tehorajoitusten avulla voidaan varmistaa, että kytkentätilanteesta huolimatta tuotantolaitokset ja sähkövarastot eivät ylikuormita verkkoa tai heikennä sähkön laatua ja näin ollen vaikuta muihin verkkoon liittyneisiin asiakkaisiin. Tehorajoituksia laskettaessa on tärkeää huomioida kaikki tehorajoituksen piiriin kuuluvat laitokset tasapuolisesti. Mikäli epänormaalissa kytkentätilanteessa olevan verkon osan alueella on useampi kuin yksi tuotantolaitos tai sähkövarasto, tehorajoitus pyritään jakamaan tasan

kaikkien tuotantolaitosten kesken. Tällaisessa tilanteessa tehorajoitukset eivät välttämättä voi olla tasapuolisia eri laitosten kesken, mikäli esimerkiksi toinen laitoksista on todella lähellä sähköasemaa ja toinen todella kaukana, tai mikäli laitteistot ovat nimellisteholtaan merkittävästi eri kokoisia. Kauempana sähköasemaa oleva laitos aiheuttaa herkemmin negatiivisia vaikutuksia verkon jännitteisiin ja nimellisteholtaan suurempien laitosten tehoa voidaan joutua rajoittamaan prosentuaalisesti enemmän kuin nimellisteholtaan pienempien laitosten.

Mikäli tehorajoituksen tarkan suuruuden laskemiseksi ei ole työkaluja, voidaan joutua antamaan suurpiirteinen tehorajoitus, jolla tuotantotehoa rajoitetaan tarvittavaa enemmän. Pahimmassa tapauksessa kytkentätilanteen muutos voi vaikuttaa verkon siirtokapasiteettiin niin merkittävästi, että tuotantolaitos tai sähkövarasto joudutaan kytkemään irti verkosta. Tällainen tilanne voi tulla vastaan, mikäli tuotantolaitos tai sähkövarasto joudutaan kääntämään todella heikkoon syöttösuuntaan, jolloin pienikin tuotanto tai kulutus voi nostaa tai laskea verkon jännitetasoa sallittujen raja-arvojen ulkopuolelle. (Aho-nen, 2025) Pidemmällä aikavälillä liian suuret tehorajoitukset sekä tuotantolaitoksen irti kytkeminen voivat aiheuttaa sähkön tuottajalle merkittäviä taloudellisia tappioita. Uusiutuvien tuotantomuotojen osalta on taloudellisten tekijöiden lisäksi myös vihreän siirtymän kannalta tärkeää, että tuotantoteho voidaan pitää koko ajan mahdollisimman korkealla, jotta voidaan maksimoida päästöttömän sähkön tuotanto jokaisella ajanhetkellä. Koko sähköjärjestelmän toiminnan kannalta tehon liiallinen rajoittaminen tai tuotantolaitosten irti kytkeminen ei ole optimaalista. On siis oleellista, että verkkoyhtiöillä on käytössä työkalu, jolla voidaan laskea tehorajoituksen suuruus kytkentätilanteen mukaan siten, että löydetään aina luotettava maksimipätötehon määrä, jolloin tuotantolaitos voi maksimoida tuotannon kussakin verkon kytkentätilanteessa. Maksimipätötehon rajoitusten suuruuden minimoimiseksi on myös tarkasteltava tuotantolaitoksen tai sähkövaraston loistehon säätötavan vaihtamisen vaikutusta. Säätötavan vaihtaminen voi tuoda taloudellista etua sähkön tuottajille, mikäli säätötapaa vaihtamalla voidaan sallia tehorajoituksen aikana suurempi maksimipätötehon arvo.

## 4.2 Verkon komponenttien kuormitus

Verkon komponenttien kuormitus asettaa fyysisen rajan siirrettävän tehon määrälle kussakin verkon osassa. Verkon kuormitettavuutta tarkastellessa ensimmäisenä tarkastellaan sähköaseman päämuuntajan kapasiteettia esimerkiksi tilanteessa, jossa mietitään uuden sähkövaraston liittämistä verkkoon. Päämuuntajat pyritään verkkoyhtiöissä mitoittamaan siten, että uuden päämuuntajan kapasiteettiin jää ns. tyhjää tilaa, jotta verkkoon on mahdollista liittää jo olemassa olevan lisäksi myös uutta tuotantoa sekä kulutusta.

Päämuuntajan mitoitukseen vaikuttaa myös sillä korvattavan toisen päämuuntajan syötämä verkko. Sähköasemia rakennettaessa ja saneerattaessa pyritään ennakoimaan tulevia liityntöjä useamman vuoden päähän, jotta päämuuntaja osattaisiin mitoittaa tarpeeksi suureksi. Nykypäivänä vihreän siirtymän edetessä kiihtyvää vauhtia, on päämuuntajakapasiteetti entistä useammin rajoittava tekijä liittymiskyselyjen yhteydessä ja uutta päämuuntajaa hankittaessa kapasiteettitarpeiden ennakointi on haastavaa.

Energian siirrossa ja energian muuntamisessa muodosta toiseen syntyy häviöitä. Muuntajien ja sähkönjakelujohtojen häviöt ovat lähes täysin sähköenergian muuttumista lämpöenergiaksi. Lämpöteho nostaa laitteen tai johdon lämpötilaa lähiympäristössä vallitsevasta lämpötilasta. Liian korkea lämpötila voi vaikuttaa johdon tai laitteen käyttöikäen. Liian korkeat lämpötilat voivat nopeuttaa eristyksen vanhenemista ja voivat pahimmillaan tuhota johdon tai laitteen. Johdinmetallin ominaisuudet voivat huonontua liian suuren lämpötilan seurauksena ja suuren ylivirran seurauksena johdinmetalli voi pahimmillaan jopa sulaa. (Lakervi & Partanen, 2008)

Päämuuntajakapasiteetin lisäksi yksi sähköverkon kuormitusta rajoittava tekijä on verkon johtimien terminen kuormitettavuus. Sähkövirta aiheuttaa komponentissa ylikuumentumista, kun ylitetään komponentin terminen kuormitettavuus. Korkea kuormitusaste voi lyhentää komponentin jäljellä olevaa käyttöikää merkittävästi. (Haapaniemi et al., 2022) Johtimille sallitut suurimmat jatkuvan tilan lämpötilat ja hetkelliset lämpötilat määräävät kullekin johtimelle sallitut kuormitus- ja oikosulkuvirrat. Jatkuvan tilan suurimmat sallitut lämpötilat ovat yleensä yli 80 celsiusastetta. Hetkellisesti lämpötila voidaan yleensä sallia nousevan 160–180 celsiusasteeseen. (Lakervi & Partanen, 2008) Taulukossa 2 on esitelty yleisimpien keskijänniteverkossa käytettävien johtojen suurimmat sallitut kuormitus- ja oikosulkuvirrat sekä jäähtymisaikavakiot. Taulukosta nähdään, että suuremman poikkipinta-alan omaavat johtimet kestävät suurempia kuormitus- sekä oikosulkuvirtoja. Taulukon kolme viimeistä johdinta ovat maakaapeleita. Maakaapeleiden kuormitettavuus on poikkipinta-alan nähden heikompi kuin ilmajohtojen. Maakaapeleilla on merkittävästi suurempi jäähtymisaikavakio, kuin ilmajohtojilla. Jäähtymisaikavakio kuvastaa sitä aikaa, kuinka kauan johtimella kestää palata ympäristön lämpötilaa vastaavaan lämpötilaan johtimen lämpötilan nousun jälkeen. (Lakervi & Partanen, 2008)

**Taulukko 2.** Yleisimpien 20 kV johtojen suurimmat sallitut kuormitus- ja oikosulkuvirrat. Perustuu lähteeseen (Lakervi & Partanen, 2008).

Johdin tai kaapeli	Sallittu jatkuva kuormitusvirta	Sallittu 1 s:n oikosulkuvirta	Jäähtymisaikavakio
	A	kA	min
FerSemal 25 (Al/Fe 21/4)	145	1,9	3
Sparrow (Al/Fe 34/6)	210	3,2	4
Raven (Al/Fe 54/9)	280	5,1	6
Al 132	495	11,6	10
PAS 70	310	6,4	10
PAS 120	430	11,0	15
AHXAMK-W 120	265*	11,4	47**
AHXAMK-W 185	330*	17,5	53**
AHXAMK-W 240	375*	22,6	60**

\* johdin 65 °C, maaperä 15 °C

\*\* myös asennusmaaperä vaikuttaa

Suurin sallittu jatkuva kuormitusvirta antaa kunkin johtimen osalta selkeän rajan, kuinka paljon johdinta voi kuormittaa jatkuvassa tilassa, ilman, että kuormitus lyhentää johtimen jäljellä olevaa käyttöikää merkittävästi. Sallitun yhden sekunnin oikosulkuvirran avulla voidaan määrittää johtimen oikosulkukestoisuus. Sallittu oikosulkuvirta on usein suuruudeltaan iso, jopa yli kymmenkertainen verrattuna sallittuun jatkuvaan kuormitusvirtaan, mutta kestoajaltaan vain muutamia satoja millisekunteja. Oikosulkuvirran aiheuttama lämpenemä on likimain suoraan verrannollinen kestoajaan ja vikavirran neliöön. Tällöin voidaan määrittää oikosulkuvirta  $I_2$ , joka aiheuttaa saman lämpenemän ajassa  $t_2$ , kuin oikosulkuvirta  $I_1$  ajassa  $t_1$ . Tämän yhteyden avulla voidaan tarkastella, onko johdin oikosulkukestoisen suojaileistyksen laukaisuajalla, mikäli tiedetään valmistajan ilmoittama yhden sekunnin sallittu oikosulkuvirta ja suojaileen laukaisu aika. Verkon osan siirtokapasiteettia määrittäessä on tärkeää ottaa johdinten terminen kuormitettavuus huomioon, sillä ylikuormitettaessa johtimet voivat vaurioitua pysyvästi. Verkkoyhtiön operatiivisessa toiminnassa verkon komponenttien kuormituksia tarkastellessa tulee ottaa huomioon kultakin keskijännitejohtolähdöltä kaikki verkon osat, sillä yhdellä johtolähdöllä voi olla käytössä useita erilaisia johtimia. (Lakervi & Partanen, 2008)

### 4.3 Nopeat jännitemuutokset

Nopeita jännitemuutoksia (eng. transient voltage variation) ilmenee tuotanto- tai kulutuslaitteiston kytkeytyessä verkkoon tai irrotessa siitä, vikatilanteissa ja tuotannon sekä

kuormituksen muuttuessa. Mikäli generaattorin käynnistysvirta on suurempi kuin sen nimellinen virta, nopea jännitemuutos on suurempi generaattorin käynnistyessä, kuin sen irrotessa verkosta. (Kulmala et al., 2009) Tarkastellessa suuren yksittäisen generaattorin liittämistä heikkoon verkkoon, voi nopeat jännitemuutokset generaattorin liittyessä verkkoon tai irrotessa siitä olla generaattorin liittämisen rajoittava tekijä. (Jenkins, 2000)

Tuotantolaitoksen kytkeytymisen aiheuttama suurin jännitteen muutos voidaan laskea yhtälöllä,

$$\Delta U = i_{suhde} * \frac{S_n}{S_k} * U_v, \quad (1)$$

jossa  $i_{suhde}$  on kytkentävirran ja nimellisen virran suhde,  $S_n$  on voimalaitoksen nimellisteho,  $S_k$  on liittymispisteen oikosulkuteho ja  $U_v$  on vaihejännite (Haapaniemi et al., 2022). Kytkentävirran ja nimellisvirran suhdetta voidaan hyödyntää pyörivien sähkökoneiden aiheuttamien nopeiden jännitemuutosten laskennassa. Käynnistyshetkellä oikosulkukoneet ottavat nimellisvirtaa suuremman virran. Invertterikytketyissä tuotantolaitteistoissa käynnistysvirta voidaan yleensä rajoittaa nimellisvirtaa pienemmäksi, jolloin nopeat jännitemuutokset syntyvät lähinnä tuotannon vaihtelusta. Tällöin  $i_{suhde}$  arvoksi voidaan antaa esimerkiksi aurinkosähköjärjestelmässä 1, jolloin oletetaan, että suurimmat tuotannon vaihtelut ovat nimellistehon suuruisia. Nimellistehon suuruinen muutos tapahtuu ainoastaan tuotantolaitoksen irrotessa verkosta tuottaessaan nimellisteholla, mikä on harvinaista. Suurimmat sekuntitasolla tapahtuvat tuotannon muutokset aurinkosähköjärjestelmässä ovat korkeintaan noin 70 %. (Haapaniemi et al., 2022) Yhtälö 1 perustuu oletukseen, että tuotantolaitoksen ottama virta on käynnistymishetkellä puhdasta loisvirtaa, jonka vuoksi se antaa jännitemuutokselle todellista suuremman arvon tarkastellessa taajuusmuuttajan tai tahtigeneraattorin välityksellä verkkoon kytkeytyvää tuotantolaitosta. Tuotantolaitoksen kytkeytyessä verkkoon oikosulkugeneraattorin välityksellä käynnistysvirta on pääosin loisvirtaa, mutta taajuusmuuttajan tai tahtigeneraattorin välityksellä kytkeytyessä laitos ei ota käynnistyshetkelläkään nimellistehonsa suuruista loistehoa. Tämän vuoksi invertterikytkettyjen tuotantolaitosten verkkoon kytkeytymisen aiheuttama jännitemuutos tulee laskea yhtälöllä

$$\Delta U = R * \Delta I_p + X * \Delta I_q, \quad (2)$$

missä  $\Delta I_p$  on pätövirran muutos ja  $\Delta I_q$  on loisvirran muutos. Jännitemuutos voidaan laskea myös tehonmuutoksien avulla yhtälöllä

$$\Delta U = \frac{\Delta P * R + \Delta Q * X}{U_N^2}, \quad (3)$$

missä  $R$  on liittymispisteen oikosulkuresistanssi,  $X$  liittymispisteen oikosulkureaktanssi,  $\Delta P$  laitoksen pätötehon muutos,  $\Delta Q$  laitoksen loistehon muutos ja  $U_N$  jännitteen nimellisarvo. (Kulmala, 2015)

Tämän työn kannalta merkittävimmät nopeat jännitemuutokset syntyvät nimenomaan tuotannon vaihtelusta ja laitteiston irtikykytyymisestä, koska tarkastelun kohteena on suuntaajakytkettyjä laitoksia. Aurinkovoimalan tuotanto voi muuttua merkittävästi, mikäli korkean tuotannon aikaan pilvipeite peittää auringon todella nopeasti, jolloin tuotanto laskee tai aurinkovoimalan irrotessa verkosta täyden tuotannon aikana. Sähkövarastoissa suurimmat nopeat jännitemuutokset aiheutuvat siirryttäessä täydestä latauksesta täyteen purkuun ja toisinpäin. Nopeita jännitemuutoksia aiheutuu sähkövarastojen tapauksessa myös laitteiston irrotessa verkosta täyden latauksen tai täyden kulutuksen aikaan.

Yhtälöstä 1 nähdään, että nopea jännitemuutos kasvaa tuotantolaitoksen nimellistehon kasvaessa. Oikosulkutehon kasvaessa nopea jännitemuutos pienenee, eli verkkoa vahvistamalla voidaan pienentää nopeiden jännitemuutosten suuruutta, koska liittymispisteen oikosulkuteho kasvaa verkkoa vahvistettaessa. Tehorajoituksia toteutettaessa nopeiden jännitemuutosten osalta onkin syytä ottaa huomioon liittymispisteen oikosulkuteho, koska muuttuneen kytkentätilanteen seurauksena se voi olla pienentynyt merkittävästi, mikäli varasyöttösuunnan verkko on heikkoa.

Tuotantolaitoksen ja sähkövaraston verkkoon kytkeytyymisestä sekä verkosta irtoamisesta ja tuotannonvaihteluista aiheutuvat nopeat jännitemuutokset ovat tehorajoituksia laskettaessa tarkasteltava asia. Aktiivisilla jännitteensäätömenetelmillä ei voida vaikuttaa nopeisiin jännitemuutoksiin, joten varasyöttötilanteessa nopeita jännitemuutoksia voidaan rajoittaa ainoastaan tuotantolaitoksen tai sähkövaraston tehoa rajoittamalla. Nopea jännitemuutos voidaan määrittää käytöntukijärjestelmässä laskemalla verkon tehonjako tuotantolaitoksen kanssa ja ilman sitä. Kaikki jännitteensäätöön vaikuttavat laitteet, esimerkiksi päämuuntajan käämikytkimen, tulee olla samassa tilassa molemmissa laskennoissa. Mikäli tuotantolaitos koostuu useammasta generaattorista, voidaan ne kytkeä verkkoon vaiheittain, mikä luonnollisesti pienentää nopeita jännitemuutoksia. Tuotantolaitoksen irti kytkeytyymisestä aiheutuvat nopeat jännitemuutokset lasketaan täyden kuormituksen mukaan. (Kulmala et al., 2009)

Standardi SFS-EN 50160 ei määritä suoraan raja-arvoja nopeille jännitemuutoksille. Standardin liitteessä B mainitaan, että keskijänniteverkossa normaaleissa käyttöolosuhteissa nopeat jännitteen muutokset eivät yleensä ylitä arvoa  $4\% U_c$ , mutta lyhytaikaisia muutoksia voi esiintyä joissakin olosuhteissa muutamia kertoja päivässä aina arvoon 6

%  $U_c$ . (SFS-EN 50160, 2022) Elenia on määrittänyt omissa keski- ja suurjänniteliittymien teknisissä ohjeissa, että kulutus- ja voimalaitoksen sekä sähkövarastojen kytkeminen sähköjärjestelmään ei saa aiheuttaa yli 3 %:n muutosta laitoksen liittymispisteen jännitteessä. Ohjeissa määritetään myös, että kulutus- tai voimalaitoksen irtikytketyminen ei saa aiheuttaa yli 4 %:n muutosta liittymispisteen jännitteeseen. Näitä rajoja käytetään yleensä, mutta mikäli sähköasemalle on kytketty nopeille jännitemuutoksille herkkiä asiakkaita tai kulutus- tai tuotantoliittymän irtikytketymistä pidetään todennäköisenä, voidaan nopeille jännitemuutoksille joutua soveltamaan tiukempia arvoja. (Elenia, 2024a; Elenia, 2024b)

#### 4.4 Verkon jännitetaso

Yksi tehorojoituksia toteutettaessa tarkasteltava asia on verkon jännitetaso. Perinteisesti verkon jännitetason osalta keskijänniteverkossa ongelmana on nähty jännitetason lasku etenkin johtolähdön loppua kohti. Hajautettu tuotanto kuitenkin vaikuttaa jännitteeseen päinvastaisesti ja mikäli johtolähdölle on kytketty tuotantoa, ongelmaksi muodostuu yleensä jännitetason liiallinen nousu. Sähkön tuotannosta aiheutuva jännitteennousu on suurimmillaan, kun verkon kuormitus on alhainen ja sähköntuotanto on maksimissaan. (Repo et al., 2003) Sähköjakelujohtoon liitetty generaattori voidaan kuvitella negatiiviseksi kuormitukseksi. (Lakervi & Partanen, 2008)

Hajautetulla tuotannolla on merkittävä vaikutus jännitteennousuun, etenkin jos tuotantolaitos kytkeytyy johtolähdön varrelle. Mikäli tuotantolaitos kytkeytyy omalle lähdölleen sähköasemalle, ei pysyvän tilan jännitteennousu yleensä muodostu ongelmaksi, sillä sähköaseman kiskojännitettä voidaan säätää päämuuntajan käämikytkimen avulla. Näin ollen sähköaseman kiskojännite voidaan pitää tuotannosta riippumatta halutulla tasolla, mikäli käämikytkimen ääriasentoa ei saavuteta. (Kulmala, 2015) Omalle lähdölleen liittyneen tuotantolaitoksen tilanteessa laitos voi kuitenkin aiheuttaa ongelmia verkon jännitetasoon, mikäli sähköasema, jolle tuotantolaitos on liittynyt, joudutaan vikatilanteen tai suunnitellun työn vuoksi korvaamaan.

Sähköntuotannon aiheuttamaa suhteellista jännitteennousua sähköaseman ja tuotantolaitoksen välillä voidaan kuvailla kaavalla

$$\frac{\Delta U}{U} \approx \frac{P * R + Q * X}{U^2}, \quad (4)$$

jossa  $P$  on tuotantolaitoksen tuottama pätöteho,  $R$  on sähköaseman ja liittymispisteen välinen resistanssi,  $X$  on liittymispisteen ja sähköaseman välinen reaktanssi,  $U$  on jännite ja  $Q$  tuotantolaitoksen tuottama tai kuluttama loisteho. (Repo et al., 2003) Loistehon

etumerkki riippuu siitä, kuluttaako vai tuottaako tuotantolaitos loistehoa. Mikäli tuotantolaitos tuottaa loistehoa, loistehon etumerkki pysyy positiivisena ja ottaessa loistehoa etumerkki vaihtuu negatiiviseksi. Johtolähdön jänniteprofiili riippuu johtolähdön kuormituksesta, voimalaitoksen liittymispisteen etäisyydestä sähköasemaan, tuotettavasta sähkötehosta ja johtolähdön kuormituksesta. Pitkällä tai poikkipinnaltaan ohuella johdolla jännitteen muutos on suurempi kuin lyhyellä tai poikkipinnaltaan suurella johdolla. (Repo et al., 2003)

Standardi SFS-EN 50160 määrittelee jännitteen pääominaisuudet eri jännitetasoilla. Standardi ottaa kantaa esimerkiksi jännitetason vaihteluihin. Keskijänniteverkossa standardin sallima jännitetason vaihteluväli on  $\pm 10\%$  sopimuksen mukaisesta jännitteestä. Keskijänniteverkon jännitteen arvoa ei standardissa ole määritelty. Pienjänniteverkon osalta standardi määrittelee, että vähintään 95 % 10 minuutin mittausjaksolta mitatuista jännitteen tehollisarvojen keskiarvosta on oltava välillä  $U_n \pm 10\%$ , missä  $U_n$  on nimellijännite 230 V. Standardi pätee vain normaaleissa käyttöolosuhteissa. (SFS-EN 50160, 2022) Tässä työssä tarkasteltavat käyttöolosuhteet ovat poikkeustilanteita, joita standardin mukaan ovat esimerkiksi tilapäiset syöttöjärjestelyt. Standardin sallima jännitetason vaihteluväli on todella suuri ja todellisuudessa verkkoyhtiöissä noudatetaan yleensä huomattavasti tiukempia rajoja jännitetason vaihtelun osalta. Vaikka standardi pätee vain normaaleissa käyttöolosuhteissa, verkkoa operoidaan verkkoyhtiöissä siten, että jännitetaso pyritään kaikissa tilanteissa pitämään määritettyjen raja-arvojen sisällä.

Jännitetasoa tarkastellessa esimerkiksi tehorajoitusten toteuttamiseen liittyen, tulisi keskijänniteverkon jännitetason lisäksi tarkastella myös johtolähdön perimmäisen pienjänniteverkon jännitetasoa. Vaikka keskijänniteverkon jännitetaso olisi sallituissa rajoissa, voi johtolähdön loppupäässä pienjänniteverkon jännite olla liian korkea. Jännitetason sopivuuden määrittää todellisuudessa siis pienjänniteverkon jännite. Pienjänniteverkon jännite on tällaisissa tilanteissa haastava ottaa huomioon, mutta tulevaisuudessa tulisi keksiä ratkaisuja, joilla se voitaisiin ottaa huomioon verkon operatiivisessa käytössä, esimerkiksi tehorajoituksia toteutettaessa. Ratkaisuissa voisi hyödyntää kehittyneen käytöntukijärjestelmän toiminnallisuuksia ja älykkäiden sähkömittareiden ilmoittamia vaihejännitemittauksia.

Yleensä heikoissa jakeluverkon osissa hajautetun tuotannon liittämisen rajoittava tekijä on ollut tuotannon aiheuttama jännitteen nousu (Jenkins, 2000). Tässä työssä tarkastellaan epänormaaleja kytkentätilanteita, joissa tuotantolaitos joutuu syöttämään tehoa varasyöttösuuntaan. Yleensä varasyöttösuuntaan syötettäessä verkko on pääsyöttösuuntaa heikompi, jolloin yksi tehorajoituksen taustalla vaikuttava tekijä on jännitteen nousun hillitseminen. Varasyöttösuunnan kapasiteetti vaihtelee merkittävästi eri paikoissa ja

siihen vaikuttaa myös epänormaaliin käyttötilanteeseen johtaneen vian tai suunnitellun keskeytyksen laajuus. Esimerkiksi sähköasemakorvaustilanteessa varasyöttösuunta on yleensä merkittävästi normaaliin pääsyöttösuuntaan verrattuna heikompaa verkkoa. Tuotantolaitokset ja sähkövarastot ovat yleensä liittyneet lähelle sähköasemaa. Sähköasemakorvaustilanteissa lähellä korvattavaa sähköasemaa olevat kohteet ovat usein korvauskytkentätilanteessa johtolähdön loppupäässä, mikä entisestään vaikeuttaa sähkön tuotantoa sähköasemakorvaustilanteissa. Tällöin jännitteen nousu on todennäköistä ja tehoa joudutaan rajoittamaan, jotta verkon jännite pysyy kohtuullisella tasolla. Tehorajoituksen määrittämistä voi tällaisessa tilanteessa verrata tilanteeseen, jossa pohditaan tuotannon liittämistä heikkoon verkkoon. (Repo et al., 2003)

#### 4.4.1 Jännitteensäätömenetelmät

Jännitteensäätöön on olemassa useita eri menetelmiä. Menetelmät voidaan jakaa aktiivisiin ja passiivisiin menetelmiin. Passiiviset menetelmät ovat pidemmällä aikavälillä toteutettavia pysyviä ratkaisuja, kuten esimerkiksi verkon vahvistaminen poikkipinta-alaltaan entistä suuremmalla kaapelilla. Passiiviset menetelmät ovat kalliita ja niillä voidaan reagoida jännitteenousuun hyvin hitaasti. Passiivisten menetelmien käyttö voi myös nostaa liittymiskustannuksia. (Kulmala et al., 2014) Tehorajoitustilanteessa passiiviset menetelmät jännitteenousun estämiseksi eivät ole mahdollisia. Niitä hyödynnetään lähinnä tilanteissa, joissa suunnitellaan uuden tuotannon liittämistä verkkoon ja verkon vahvistamisessa pidemmällä aikavälillä.

Perinteisessä tilanteessa, jossa jännite laskee johtolähdön loppupäässä, on voitu pienjänniteverkon jännitettä nostaa jakelumuuntamoilla olevilla väliottokytkimillä (eng. off-load tap changer). Väliottokytkimen avulla voidaan muuttaa muuntajan muuntosuhdetta ja näin vaikuttaa muuntajan toisiopuolen jännitteeseen. Pienentämällä muuntosuhdetta saadaan nostettua toisiopuolen jännitettä. Väliottokytkimen asettelun muutos on manuaalinen toimenpide, joka täytyy tehdä fyysisesti muuntamalla. Asettelun muutos voidaan tehdä vain jännitteettömänä, joten kyseessä on kohtuullisen työläs prosessi, jonka vuoksi väliottokytkimen asettelua ei ole kannattavaa muuttaa kovin usein. (Lakervi & Holmes, 1995) Väliottokytkimen asettelulla voi olla tänä päivänä negatiivinen vaikutus pienjänniteverkon jännitteeseen, mikäli asettelu on muutettu aikanaan jännitettä nostaakseen ja myöhemmin muuntamo syöttävälle keskijännitejohtolähdölle on tullut tuotantoa, joka entisestään nostaa verkon jännitetasoa. Tällaisessa tilanteessa muuntopiirin jännitettä voidaan laskea suurentamalla muuntosuhdetta väliottokytkimen asettelua muuttamalla. Nykyisin väliottokytkimien käyttöä pyritään välttämään, koska se on työlästä. Jännitettä pyritään säätämään ensisijaisesti muilla toimenpiteillä, kuten esimerkiksi

päämuuntajan käämikytkimellä. Väliottokytkimiä ei nykyisin enää asenneta Elenian verkkoon.

Aktiivisten jännitteensäätömenetelmien avulla verkkoon voidaan liittää enemmän hajautettua tuotantoa ja näin ollen madaltaa liittymiskustannuksia. Tehorajoitusten toteutamisessa voidaan hyödyntää aktiivisia menetelmiä, mikäli maksimituotantotehon rajoitavaksi tekijäksi epänormaalissa käyttötilanteessa muodostuu verkon jännitetason liiallinen nousu tai liian suuret nopeat jännitemuutokset. Aktiivisten menetelmien ansiosta voidaan epänormaalissa käyttötilanteessa antaa tuotantolaitoksille hillitympiä maksimipäätötehon rajoitteita. Aktiivisia menetelmiä ovat esimerkiksi tuotantolaitoksen päätötehon säätö, tuotantolaitoksen loistehosäätö, koko verkon koordinoitu jännitteensäätö ja sähköaseman päämuuntajan käämikytkimen käyttö. (Envall, 2024)

Verkon kapasiteettia voidaan parantaa kuormituksen tai tuotannon joustoratkaisuilla. Tuotantolaitos voidaan osallistaa jännitteensäätöön säätämällä sen tuottamaa tai kuluttamaa loistehoa. Loistehon säätämistä voidaan tehdä useilla eri tavoilla. Yleisimpiä säätötapoja ovat vakioloisteho-, vakiotehokerroin- ja vakiojännitesäätö. Vakioloistehosäädöllä tarkoitetaan tuotantolaitoksen tuottaman tai kuluttaman loistehon säätöä. Loisteho voidaan asettaa tiettyyn arvoon, jossa se pysyy päätötehon tuotannosta riippumatta. Vakiotehokerroinsäätö eli  $\cos \varphi$  -säätö tarkoittaa tilannetta, jossa invertteri kuluttaa loistehoa riippuen tuotantolaitoksen tuottamasta päätötehosta. Vakiojännitesäädössä eli  $Q(U)$  -säädössä loistehoa säädetään liittymispisteen jännitteen perusteella. Vakiojännitesäätö on tehokerroinsäätöön verrattuna soveltuvampi säätötapa sellaisissa paikoissa, joissa syntyy ongelmia jännitteen kanssa. (Haapaniemi et al., 2022; Envall, 2024)

Aktiivista jännitteensäätöä voidaan tehdä sähköaseman päämuuntajan käämikytkimellä. Päämuuntajan käämikytkintä voidaan säätää jännitteensäätöreleen (AVC, eng. Automatic Voltage Control) avulla. Jännitteensäätörelettä voidaan käyttää joko kompondisäädössä tai vakiojännitesäädössä. Jännitteensäätöreleen vakiojännitesäätötilassa sähköaseman alajännitekiskon jännite pyritään pitämään vakiona. Tällöin sähköasemalle liittyvä tuotanto ei vaikuta verkon jännitetasoihin. Kompoundisäätötilassa alajännitekiskon jännitteen tavoitearvoa muutetaan muuntajan läpi kulkevan kuormitusvirran funktiona. (Kulmala, 2015; Lakervi & Holmes, 1995)

#### **4.4.2 Loistehon säätömenetelmien käyttö Elenian verkossa**

Tuotantolaitoksen säätömenetelmällä tarkoitetaan laitoksen tuottaman tai kuluttaman loistehon säätöä. Elenia vaatii, että keskijänniteverkkoon ja suurjännitteiseen jakeluverkkoon liittyvillä tuotantolaitoksilla ja sähkövarastoilla tulee olla mahdollista valita

säätömenetelmäksi vakiojännitesäätö, vakioloistehosäätö tai vakiotehokerroinsäätö. Keskijänniteverkossa liittyessä sähköasemalle omalla lähdollään tai johtolähdön varrelle säätömenetelmänä käytetään yleensä joko vakioloistehosäätöä tai vakiotehokerroinsäätöä. Suurjännitteisessä jakeluverkossa ensisijaisena säätömenetelmänä käytetään vakiojännitesäätöä. Vakiojännitesäätöä voidaan käyttää myös keskijänniteverkkoon liittyneillä tuotantolaitoksilla, mikäli laitoksen säätäjälle asetellaan epäherkkyysalue. Suurjännitteisessä jakeluverkossa jännitesäädön asetellut tehdään Fingridin järjestelmätekniisten vaatimusten mukaisesti ja se on oltava mahdollista ottaa käyttöön heti, kun voimalaitos alkaa tuottamaan pätötehoa verkkoon. (Elenia, 2024a; Elenia, 2024b)

Keskijänniteverkossa käytettävien säätömenetelmien osalta Elenia määrittää perusasettelut. Vakioloistehosäätöä käytettäessä perusasetteluna tulee olla loistehon arvo 0 MVA<sub>r</sub>. Vakiotehokerroinsäätöä käytettäessä perusasetteluna tehokertoimen arvolle on tuotannon puolella 0,99<sub>ind</sub> ja sähkövarastojen tapauksessa kulutuksen puolella 1,00. Vakiojännitesäätöä käytettäessä säätäjälle on asetettava epäherkkyysalue, jonka sisällä voimalaitoksen loistehoa ei säädetä liittymispisteen jännitteen säätämiseksi, vaan jännitteen säätö tapahtuu sähköasemalla. Vakiojännitesäädössä perusasetteluina tulee käyttää jännitesäädön referenssiarvona 20,60 kV ja epäherkkyysalue on 20,30–20,90 kV. Loistehostatiikan perusasettelu on 4 % ja jännitesäädön nopeus tulee olla 10–20 sekuntia. Siinä ajassa tulee saavuttaa 90 % vaste loistehossa askelmaiseen jännitteen referenssiarvon muutokseen. Jänniteensäädön ylitys tulee olla alle 1 % loistehon muutoksesta. Elenian määrittelemien perusasettelujen lisäksi tuotantolaitoksen säätöä suunniteltaessa tulee huomioida myös Fingridin määrittämät järjestelmätekniisten vaatimusten asettamat vaatimukset tuotantolaitosten säädölle. (Elenia, 2024a; Elenia, 2024b)

## 4.5 Tehorajoitusten laskenta

Tehorajoitusten luotettavuuden varmistamisen vuoksi niiden laskentaa varten tulee olla selkeä malli. Tulee olla selkeä järjestys siitä, mitä lasketaan ensin ja selkeät rajat siitä, mitkä ovat kunkin tarkasteltavan tekijän reunaehdot. Laskennassa tulee aina ottaa jokaisen eri tekijän osalta pahin mahdollinen tilanne huomioon, ja tehorajoituksen pitää olla tarpeeksi suuri, jotta epänormaalissa kytkentätilassa oleva verkko kestää jokaisen eri tekijän osalta pahimman mahdollisen tilanteen. Esimerkiksi aurinkovoimalan osalta nopeita jännitemuutoksia tarkasteltaessa tulee tehorajoituksen suuruutta määrittäessä ottaa huomioon pahin mahdollinen tilanne, eli voimalan irtoaminen verkosta nimellisteholla tuottaessaan, vaikka se onkin hyvin epätodennäköinen tilanne.

Laskennassa tulee ottaa huomioon standardien ja Fingridin järjestelmätekniisten vaatimusten asettamat reunaehdot kullekin eri tekijälle. Näiden lisäksi on tarkasteltava

verkkoyhtiön määrittämiä rajoja, ne ovat viime kädessä määrittävä tekijä, mikäli ne ovat tiukemmat kuin standardien tai Fingridin järjestelmätekniisten vaatimusten määrittämät rajat. Mikäli verkon osassa, johon tehorojoitusta lasketaan, on kriittisiä käyttöpaikkoja, jotka ovat esimerkiksi herkempiä nopeiden jännitemuutosten aiheuttamille häiriöille, voidaan joissain tilanteissa joutua noudattamaan standardeihin sekä kantaverkkoyhtiön ja verkkoyhtiön määrittämiin rajoihin nähden tiukempia reunaehtoja. Kehittyneen käytöntuokijärjestelmän tulisi huomauttaa käyttäjälle, mikäli tehorojoitusta ollaan antamassa edellä mainitun kaltaiseen verkon osaan. Häiriölle normaalia herkempiä käyttöpaikat tulisi olla dokumentoituna järjestelmään ja järjestelmän tulisi hälyttää, mikäli sellaisia on tarkasteltavassa verkon osassa.

Tehorojoitusten laskennan kehyksen muodostaa verkon jännitetaso ja nopeat jännitemuutokset. Todennäköisimmin epänormaalissa kytkentätilanteessa jännitetason osalta ongelmaksi muodostuu tuotannosta johtuva jännitetason nousu. Sähkövarastojen tapauksessa epänormaalissa kytkentätilanteessa jännitetason osalta ongelmaksi muodostuu tuotannon lisäksi myös kulutuksesta johtuva jännitetason lasku. Tehonjakolaskennan avulla voidaan tarkastella epänormaalissa tilassa olevan verkon osan jännitetasoja ja kyseisen verkon osan solmupisteiden pienin ja suurin jännite määrittää, tarvitseeko tuotantotehoa rajoittaa verkon jännitetasojen nousun vuoksi. Kun maksimipätötehon arvo on määritetty, on tarkasteltava, voiko maksimipätötehon arvoa nostaa tuotantolaitoksen säätömenetelmää vaihtamalla. Sääötavan vaihtamisen vaikutusta tulisi tarkastella etenkin, mikäli säätötapa ei ennalta ole vakiojännitesäätö, sillä vakiojännitesäätö toimii parhaiten todennäköisimmän skenaarion, eli jännitteennousun hillitsemiseksi. Kun on löydetty sopiva maksimituotannon arvo sen hetkisen kytkentätilanteen mukaan, tulee tarkastella nopeita jännitemuutoksia liittymispisteessä. Nopeat jännitemuutokset voidaan laskea joko kaavalla 1, 2 tai 3, riippuen siitä, onko laitos suuntaajakytketty vaiko esimerkiksi oikosulkugeneraattorin kautta kytketty. Nopeat jännitemuutokset voidaan laskea myös laskemalla kyseiselle verkon osalle tehonjakolaskenta ilman tuotantoa ja sen kanssa. Tuotantolaitoksen tapauksessa on laskettava tehonjako maksimituotannolla ja ilman tuotantoa. Sähkövaraston tapauksessa tulee laskea tehonjako täydessä purussa ja täydessä latauksessa. Mikäli nopeat jännitemuutokset laitoksen irrotessa verkosta tai tuotannon heilahtelusta johtuen ovat yli 4 % (Elenian verkossa), tulee tuotantolaitoksen tai sähkövaraston tehoa rajoittaa sen verran, että nopeat jännitemuutokset ovat alle 4 %.

## 5. SIMULOINTITARKASTELUT

Tässä kappaleessa suoritetaan tapaustutkimus, jossa mallinnetaan verkkotietojärjestelmässä erilaisia epänormaaleja kytkentätilanteita ja tarkastellaan tehonjakolaskennan avulla tuotantolaitosten ja sähkövarastojen tehorajoitustarpeita tällaisissa tilanteissa. Tutkimuksen tarkoituksena on havainnollistaa, millainen vaikutus erilaisilla kytkentätilanteen muutoksilla on tehorajoitusten tarpeeseen ja miten tehorajoitusten määrittäminen toteutetaan. Pätötehon maksimiarvon rajoittamisen lisäksi simuloinneilla on tarkoitus selvittää, onko tehon rajoittaminen säätötapaa vaihtamalla mahdollista joissain tilanteissa.

Turvallisuusteknisten seikkojen vuoksi tässä tutkimuksessa esitellyt Elenian verkkoalueella olevat kohteet ovat maantieteellisen sijainnin, nimen ja yksityiskohtaisempien tietojen osalta anonymisoitu.

### 5.1 Simulointitarkastelujen periaatteet

Simulointitarkasteluissa tarkastellaan sähköasemakorvauksia. Sähköasemakorvaus voidaan joutua tekemään vian tai suunnitellun työn seurauksena. Sähköasemakorvauksessa kaikki korvatun sähköaseman normaalisti syöttämät johtolähdöt joudutaan syöttämään muilta sähköasemilta. Sähköasemakorvaukset ovat monimutkaisia, mutta kuitenkin suhteellisen harvinaisia tilanteita. Etenkin vikatilanteista johtuvia sähköasemakorvauksia joudutaan tekemään harvemmin, vain noin 10 kertaa vuodessa. Elenian verkossa on yli 150 sähköasemaa. Suunniteltujen töiden vuoksi joudutaan tekemään noin 1–3 sähköasemakorvausta kuukausittain. Sähköasemakorvausten lisäksi simulointitarkasteluissa tarkastellaan pienemmistä kytkentätilanteen muutoksista, kuten esimerkiksi yhden erotinvälin vikaantumisesta tai huollosta aiheutuvan epänormaalin kytkentätilanteen aiheuttaman tehorajoituksen tarvetta.

Tarkasteluissa hyödynnetään verkkotietojärjestelmän tehonjakolaskentaa. Tehonjakolaskennassa käytetään viiden päivän aikaväliä, sillä yleensä tehorajoitukseen johtavat työt kestävät noin viisi päivää. Lyhimmillään tehorajoitukseen johtava työ voi kestää tunnin ja pisimmillään useita viikkoja tai jopa kuukausia. Kussakin eri simulointitarkastelun tapauksessa tehonjakolaskenta suoritetaan käyttäen kahta eri ajankohtaa, jolloin saadaan verkon kuormitusten osalta suotuisimmat ja hankalimmat kuormitustilanteet mallinnettua. Suotuisimmilla ja hankalimmilla kuormitustilanteilla tarkoitetaan tilanteita, joissa kuormitus on suurimmillaan ja pienimmillään. Yleensä Suomessa verkon kuormitus on suurimmillaan alkuvuodesta ja pienimmillään kesällä. Tuotannon kannalta suotuisin

tilanne on yleensä se, kun verkon kuormitus on suurimmillaan. Kulutuksen kannalta suotuisin tilanne taas yleensä on se, kun verkon kuormitus on pienimmillään. Todellisessa tilanteessa laskennassa hyödynnettäisiin tehorojoituksen aiheuttavan työn tarkkaa kestoa ja verrattaisiin sitä vuoden takaisiin kuormitustietoihin kyseisiltä päiviltä. Tulevaisuudessa kehittyneen käytöntukijärjestelmän avulla tässä vaiheessa laskentaa voidaan mahdollisesti hyödyntää sää-, kulutus- ja tuotantoennusteita ja täten saada parempi arvio sen hetkisestä kuormitustilanteesta. Vuoden takaiset tiedot eivät välttämättä vastaa sen hetkistä tilannetta, mutta yleensä ne antavat hyvän vastineen sään ja kuormitusten osalta.

Simulointitarkasteluissa tarkastellaan tuotantolaitosten ja sähkövarastojen tuotannon sekä sähkövarastojen kulutuksen vaikutusta verkon jännitetasoon erilaisissa epänormaaleissa kytkentätilanteissa. Sekä tuotannon että kulutuksen osalta etsitään sellaiset tehon arvot, joilla tuotantolaitos tai sähkövarasto ei vaikuta verkon jännitetasoon siten, että tarkasteltavan verkon osan pienin jännite on alle 20,00 kilovoltia tai suurin jännite yli 20,60 kilovoltia. Jännitteiden raja-arvot perustuvat Elenialla kytkentäsuunnittelussa käytettäviin tavoitearvoihin. Tavoitearvoissa on eroa todellisiin mahdollisiin raja-arvoihin etenkin suurimman sallitun jännitteen osalta. Tiukalla suurimman jännitteen raja-arvolla pyritään varautumaan esimerkiksi keskitetyn reaktorin irtoamisesta johtuvaan jännitteenousuun ja muihin yllättäviin jännitetä nostaviin tapahtumiin. Käytännössä keskijänniteverkon jännitetaso saa nousta aina 21,0 kilovolttiin asti ilman, että pienjänniteverkon jännite nousee standardien sallimien raja-arvojen yläpuolelle. Osana verkon jännitetaso tarkastelua simulointitarkasteluissa tarkastellaan myös, voitaisiinko tehorojoitusta pienentää nostamalla verkon sallittua suurimman jännitteen arvoa tai laskemalla verkon pienimmän jännitteen arvoa. Kun maksimitehon arvot kulutuksen ja tuotannon puolelle on määritetty verkon jännitetaso osalta, tarkastellaan nopeiden jännitemuutosten suuruutta näillä maksimitehoilla.

Simulointitarkasteluissa tuotantolaitosten ja sähkövarastojen tuotantoa ja sähkövarastojen kulutusta mallinnetaan hyödyntämällä jakelumuuntajille asetettavia kulutuspisteitä. Sähkövarastojen kulutusta verkkotietojärjestelmässä voidaan mallintaa lisäämällä haluttuun pisteeseen jakelumuuntaja ja lisäämällä sille kulutuspiste. Tekemällä kulutuspisteen huipputehosta negatiivisen, sillä voidaan mallintaa tuotantoa verkossa. Kuvassa 6 on esitetty kulutuspisteen muutettavissa olevat parametrit. Tässä työssä verkkotietojärjestelmällä tehdyissä simulointitarkasteluissa verkon jännitetaso osalta tuotantolaitokset ja akkulaitokset mallinnetaan olevan vakioloistehosäädöllä, eli ne eivät tuota loistehoa verkkoon tai kuluta loistehoa verkosta ollenkaan, eli tehokertoimen arvo on 1.

ATJ-as...	Ryhmän nimi	Käyttöpai...	Energia...	Teho (k...	Kerrosala (...)	Perustuu	Mittaukset
2	Generaattorin vak...	0	-1095...	-1250...	0	Huipput...	

Yhteensä: 0 kuluttajaa, -10950000 kWh

**Kuva 6.** Kulutuspuisteen tekniset tiedot verkkotietojärjestelmässä.

Kuvassa 6 kulutuspuisteelle annetuilla parametreilla mallinnetaan 1,25 MW suuruista tuotantoa. Kulutuspuisteen tehokerrointa voidaan säätää erillisestä ikkunasta. Verkkotietojärjestelmässä voidaan asettaa kulutuspuisteelle tehokerroin ainoastaan induktiiviseksi. Mikäli verkkotietojärjestelmässä halutaan mallintaa kapasitiivista tilannetta, tulee kulutuspuisteeseen asettaa reaktori tai kondensaattori, jolla voidaan mallintaa tuotantolaitoksen tuottamaa loistehoa. Mikäli on tiedossa pätötehon määrä ja haluttu tehokerroin, tuotantolaitoksen tai sähkövaraston tuottama tai kuluttama loisteho voidaan ratkaista yhtälöstä

$$\cos\varphi = \frac{P}{S}, \quad (5)$$

jossa  $\cos\varphi$  on tuotantolaitoksen tai sähkövaraston tehokerroin,  $P$  pätöteho ja  $S$  näennäisteho. Näennäisteho voidaan ratkaista yhtälöstä

$$S^2 = P^2 + Q^2, \quad (6)$$

jossa  $Q$  on loisteho. Sijoittamalla yhtälöön 5 näennäistehon tilalle kaavan 6 ratkaisu, voidaan yhtälö johtaa muotoon

$$Q = P * \sqrt{\frac{1}{\cos^2\varphi} - 1}. \quad (7)$$

Yhtälöllä 7 voidaan laskea voimalaitoksen tai sähkövaraston tuottama tai kuluttama loisteho halutulla tehokertoimen arvolla, kun tiedetään pätötehon arvo.

Kiskojännitettä ja päämuuntajan käämikytkintä voidaan verkkotietojärjestelmässä säätää sähköaseman päämuuntajan ominaisuuksista. Kuvassa 7 on esitetty parametrit, joihin verkkotietojärjestelmässä voidaan sähköaseman päämuuntajan osalta vaikuttaa.

Mitoitusteho (MVA)	<input type="text" value="10.000"/>	Kytkentäryhmä	<input type="text" value="YNd11"/>
Ensiön mitoitusjännite (kV)	<input type="text" value="110.000"/>	Käämikytkin	
Toision mitoitusjännite (kV)	<input type="text" value="21.000"/>	Jännitesäätö	<input type="text" value="kyllä"/>
Laskentajännite (kV)	<input type="text" value="20.600"/>	Portaan koko (%)	<input type="text" value="1.670"/>
Tyhjäkäyntihäviöt P0 (kW)	<input type="text" value="8.200"/>	Maksimiasento	<input type="text" value="0"/>
Tyhjäkäyntihäviöt Q0 (kvar)	<input type="text" value="0.000"/>	Keskiasento	<input type="text" value="0"/>
Näennäishäviöteho (kVA)	<input type="text" value="12.500"/>	Minimiasento	<input type="text" value="0"/>
Kokonaispaino (kg)	<input type="text" value="32600"/>	Asento	<input type="text" value="0"/>
Öljymäärän paino (kg)	<input type="text" value="9950"/>	Minimijännite (kV)	<input type="text" value="0.000"/>
		Maksimijännite (kV)	<input type="text" value="0.000"/>

**Kuva 7.** Sähköaseman päämuuntajan ominaisuudet verkkotietojärjestelmässä.

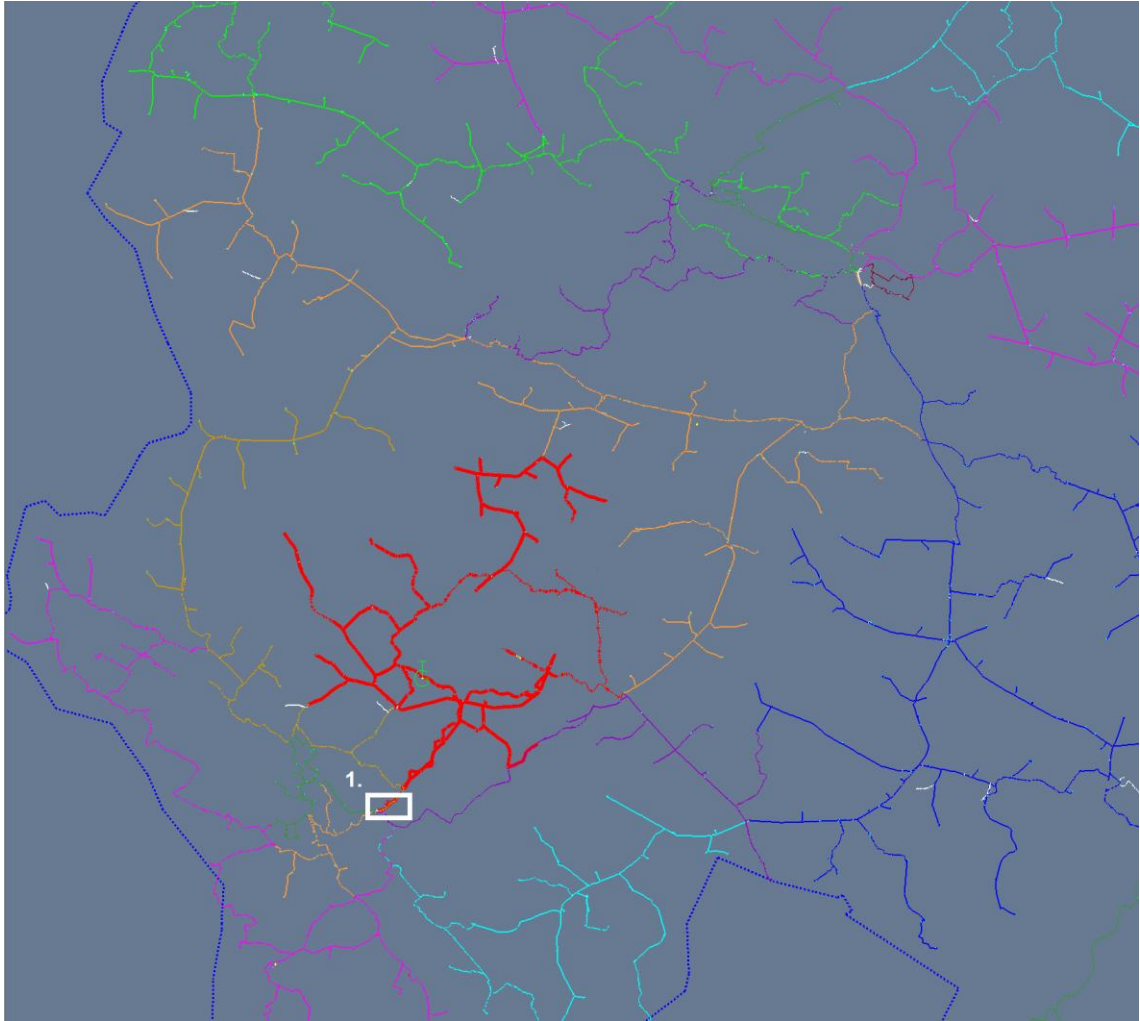
Kiskojännitettä voidaan säätää muuttamalla sarakkeen ”Laskentajännite (kV)” arvoa. Tässä työssä kiskojännite pidetään kuvan mukaisesti 20,60 kilovoltissa, mikä on Elenilla käytetty keskijänniteverkon jännitteen referenssiarvo. Kuten 4. luvussa mainittiin, jänniteensäädössä käytetään epäherkkyysaluetta, mikä mahdollistaa jänniteensäädön 20,3–20,9 kilovoltin välillä. Tätä ei mallinneta tämän työn simulointitarkasteluissa, mutta se otetaan huomioon simulointien lopullisia tuloksia tarkastellessa. Tilannekohtaisesti lyhytaikaisten tehorojoitusten tapauksessa tehorojoitusta voidaan pienentää säätämällä kiskojännitettä päämuuntajan käämikytkimellä suuremmaksi tai pienemmäksi, mikäli tehorojoituksen määräävä tekijä on ollut verkon jännitetason nousu tai lasku, mutta aina näin ei voida toimia. Käämikytkimen käyttö vaikuttaa myös muiden sähköaseman johtolähtöjen jännitteisiin. Verkkotietojärjestelmässä kiskojännite pysyy vakiona koko ajan ja tämän vuoksi esimerkiksi suurempien tuotantolaitosten tai sähkövarastojen aiheuttamia nopeita jännitemuutoksia tarkastellessa tulee ottaa huomioon, että nopea tuotannon muutos tai laitoksen irtikytketyminen voi vaikuttaa kiskojännitteeseen. Tässä työssä tarkasteltavien tuotantolaitosten ja sähkövarastojen mitoitustehot ovat kuitenkin niin pieniä, että vaikutus kiskojännitteeseen ei ole merkittävä, joten nopeiden jännitemuutosten tarkastelu voidaan tehdä verkkotietojärjestelmää käyttäen.

Nopeita jännitemuutoksia tarkastellessa mallinnetaan suuntaajakytketyillä laitoksilla pahinta mahdollista tilannetta siten, että sähkövarastoilla korkeimmalla tuotannolla tehokerroin on 0,95 kapasitiivisella puolella ja korkeimmalla kulutuksella tehokerroin on 0,95 induktiivisella puolella. Tuotantolaitosten osalta nopeita jännitemuutoksia tarkastellaan siten, että korkeimmalla tuotannolla tehokerroin on 0,95 kapasitiivisella puolella ja

toisessa ääripäässä pätötehon ja loistehon arvo on 0. Käytännössä edellä mainitun kaltaisia tilanteita ei pitäisi tapahtua. Tarkastelua varten on valittu teoreettisesti pahin mahdollinen tilanne. Tehonjakolaskennassa käytetään nopeita jännitemuutoksia tarkastellessa aikavälinä yhtä tuntia. Tutkimuksessa aikaväliin on valittu verkon jännitetason tarkasteluissa käytetyltä viiden päivän aikaväliltä korkean kuormituksen tilanteessa se tunti, jolloin kuormitus on suurimmillaan ja matalan kuormituksen tilanteessa se tunti, jolloin kuormitus on pienimmillään kyseisen viiden päivän aikavälin sisällä.

## 5.2 Tapaus 1

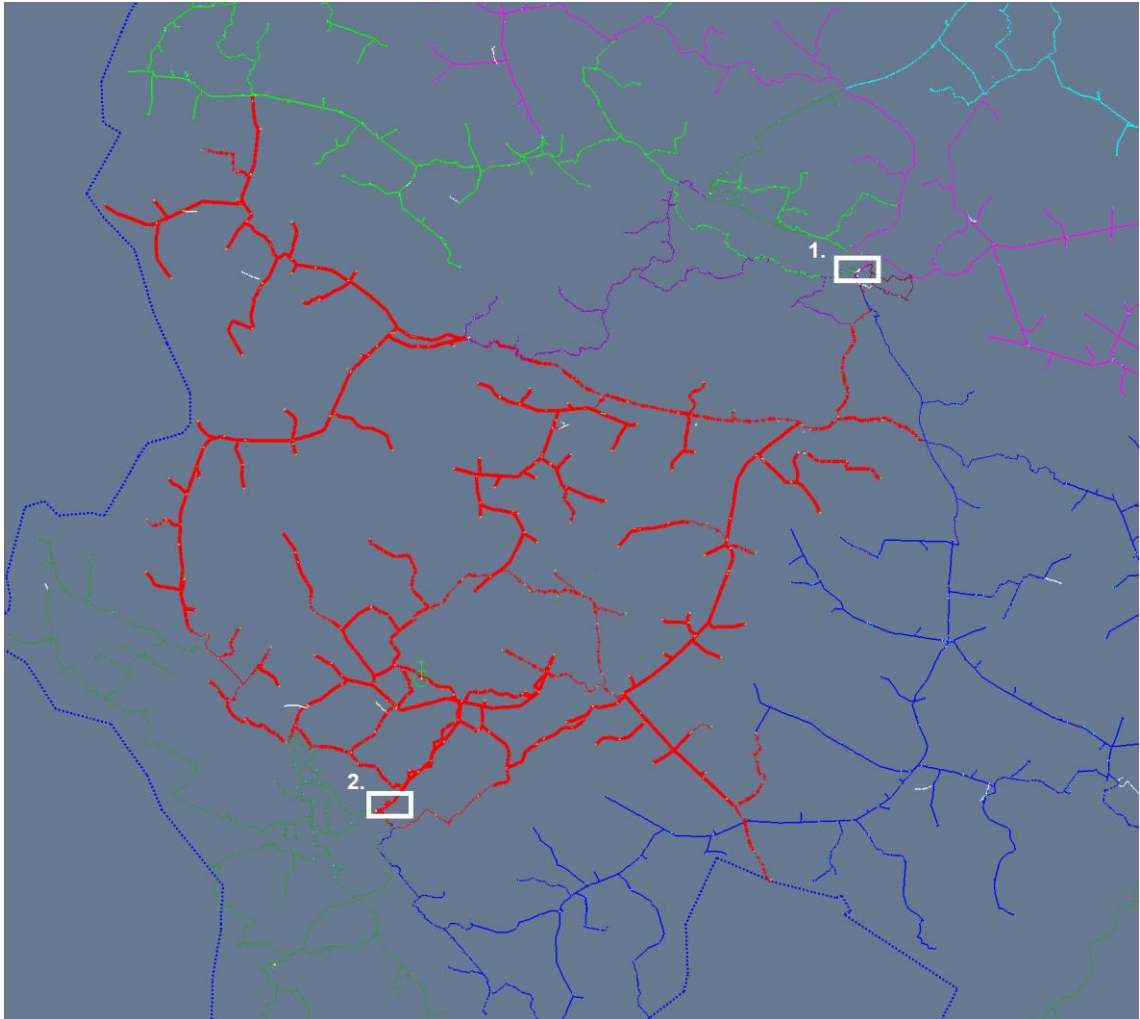
Simulointitarkastelun ensimmäiseksi kohteeksi valikoitui Elenian verkkoalueelta eräs akkuvarasto. Akkuvaraston mitoitusteho on 1,25 MW. Akku on erään sähköaseman A syöttämän johtolähdön alkupäässä. Ensimmäisessä tapauksessa tarkastellaan tilannetta, jossa sähköasema A on korvattu kokonaan. Sähköaseman A ollessa korvattuna kokonaan, sen päämuuntaja on poissa käytöstä ja kisko jännitteetön. Kaikki sähköasema A:n johtolähdöt on tällaisessa tilanteessa syötetty muilta sähköasemilta. Normaalisessa kytkentätilanteessa johtolähtö, jolle akku on liittynyt, sisältää maakaapelia 40,1 kilometriä, avojohtoa 32,6 kilometriä ja päällystettyä avojohtoa 0,5 kilometriä. Sähköasemalla A on 16 MVA päämuuntaja. Kuvassa 8 on esitetty johtolähdön topologia normaalissa kytkentätilanteessa.



**Kuva 8.** Punaisella korostettuna johtolähdön topologia normaalissa kytkentätilanteessa verkkotietojärjestelmässä. Kuvaan on merkattu valkoisella suorakulmiolla sähköaseman A sekä akun sijainti.

Kuvasta 8 nähdään, että normaalikytkennässä akkuvarasto on todella lähellä sähköasemaa A. Korvauskytkentätilanteessa akkua syöttävän sähköaseman päämuuntajan mitoitus-teho on 16 MVA. Korvauskytkentätilanteessa akkua syöttävällä johtolähdöllä on maakaapelia 47,1 kilometriä, päällystettyä avojohtoa 1,5 kilometriä ja avojohtoa 54,9 kilometriä. Kuvassa 9 on esitetty johtolähdön topologia korvauskytkentätilanteessa. Sähköasemakorvaustilanteissa tarvitsee hyvin todennäköisesti rajoittaa tuotantolaitosten ja sähkövarastojen tehoa, sillä jo ilman tuotantolaitoksia tai sähkövarastoja verkon jännitetaso muuttuu normaalista, koska korvaustilanteessa verkko on heikompaa, kun yksittäiset johtolähdöt sisältävät enemmän johtopituutta ja kuormituksia normaalikytkentään nähden. Tässä tapauksessa normaalikytkentätilanteessa johtolähtö, jossa akku on, sisältää 73,2 kilometriä johtopituutta. Sähköaseman A ollessa korvattuna akku on johtolähdöllä, joka sisältää 103,5 kilometriä johtopituutta. Lisättäessä tuotantoa tällaiseen heikkoon verkkoon ongelmaksi muodostuu liiallinen jännitteen nousu etenkin aikoina, kun verkon

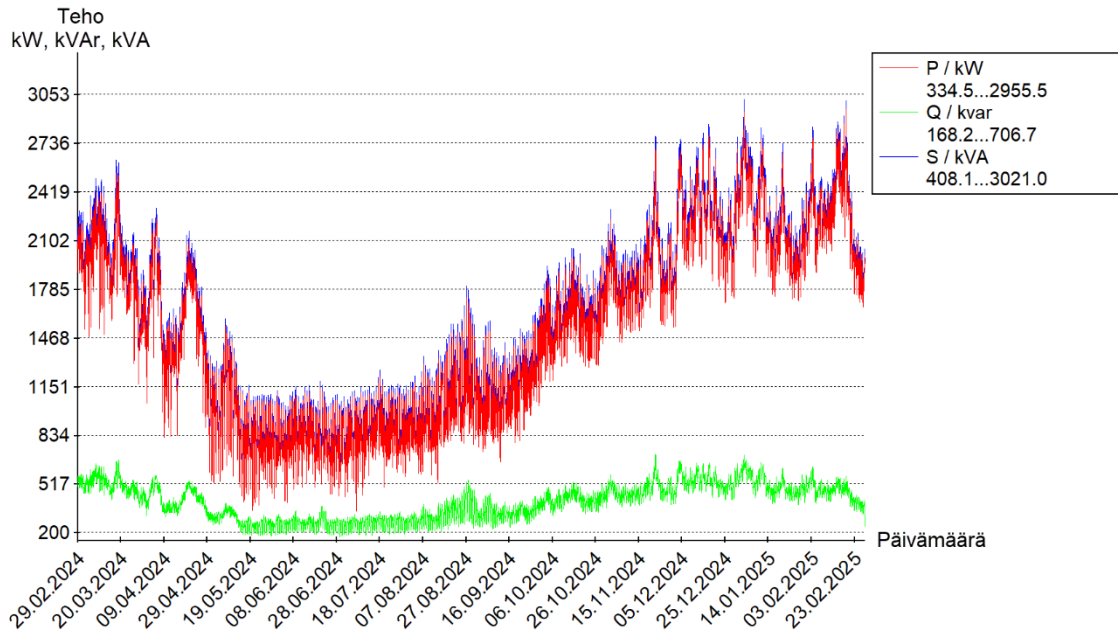
kuormitus on pientä. Sähkövarastojen tapauksessa kulutusta lisätessä heikkoon verkkoon jännite laskee, etenkin jos verkossa on paljon kuormitusta jo valmiiksi.



**Kuva 9.** Verkkotietojärjestelmässä punaisella korostettuna johtolähdön topologia sähköaseman A ollessa korvattuna. Kuvaan on merkattu numerolla 1 akkua korvauskytkennässä syöttävä sähköasema ja numerolla 2 akku.

Vertaamalla kuvia 8 ja 9 keskenään, voidaan visuaalisesti havaita, kuinka paljon yhdellä johtolähdöllä on normaalikytkentään verrattuna enemmän johtopituutta sähköasemakorvaustilanteessa. Usein sähköasemakorvaustilanteissa joudutaan yhdistämään normaalin johtolähdön syöttöön korvatulta sähköasemalta vähintään yksi kokonainen johtolähtö riippuen korvatun sähköaseman ympärillä olevasta verkosta.

Johtolähdön kuormituksia voidaan tarkastella verkkotietojärjestelmästä valitsemalla kaikkien johtolähdöllä olevien jakelumuuntajien tehokuvaajat samaan kuvaajaan. Kuvassa 10 on esitetty viimeisimmän vuoden ajalta kuormituskäyrä johtolähdöltä, jolla akku on korvauskytkentätilanteessa.



**Kuva 10.** Korvauskytkennässä akkua syöttävän johtolähdön jakelumuuntajien kuormituskäyrä verkkotietojärjestelmästä ajalta 29.2.2024-28.2.2025.

Kuvasta nähdään, että viimeisimmän vuoden aikana kuormitus on selkeästi korkeimmillaan alkuvuodesta 2025 tammi- ja helmikuun aikana. Toukokuusta elokuun loppupuolelle kuormitus pysyy matalalla tasolla ja lähtee joulukuuta kohti edetessä nousemaan tasaisesti. Kuormituskäyrän avulla voidaan määrittää tehonjakolaskentaa varten aikavälin 29.2.2024-28.2.2025 ajalta viiden päivän jaksot, jolloin kuormitus on pienimmillään ja suurimmillaan. Viiden päivän aikainen kuormitus on pienimmillään kesäkuussa 2024 25.–29. päivä. Viiden päivän aikainen kuormitus on suurimmillaan tammikuussa 2025 2.–6. päivä.

Tässä tapauksessa simulointitarkastelu suoritettiin muodostamalla verkkotietojärjestelmään sähköaseman A korvauskytkentä ja lisäämällä akkuvaraston kohdalle verkkoon jakelumuuntaja. Jakelumuuntajalle lisättiin kulutuspieste kuvan 6 mukaisilla parametreilla. Jännitetaso tarkastelun osalta simulointi suoritettiin siten, että jakelumuuntajan kulutuspiesteelle asetettiin huipputehon arvo, joka kuvastaa sähkövaraston tuotantoa ja kulutusta, jonka jälkeen suoritettiin tehonjakolaskenta. Tehokertoimen arvona jännitetaso tarkastelussa käytettiin sekä tuotannon, että kulutuksen puolella 1,00. Simuloinnissa käytettiin huipputehon arvoja akkuvaraston nimellistehosta 1,25 MW aina 0,1 MW asti siten, että huipputehoa laskettiin 0,25 MW verran portaittain 0,25 MW asti, jonka jälkeen laskettiin vielä yksi tehonjakolaskenta 0,1 MW teholla. Tällaisella haarukoinnilla pyrittiin löytämään tuotannon ja kulutuksen määrä, jolla verkon jännitetaso pysyisi sallittujen rajojen sisällä. Kun tällainen tuotannon tai kulutuksen suuruus löytyi, tehtiin vielä lisätarkasteluja pienemmällä portaittaisella tehon muutoksella ja pyrittiin löytämään 0,05 MW

tarkkuudella sellainen tehon arvo, jolla verkon jännitetaso pysyy vielä sallituissa rajoissa. Tuotannon mallinnuksessa huipputehon etumerkki vaihdettiin negatiiviseksi ja kulutuksen mallintamisessa etumerkki oli positiivinen. Tehonjakolaskennassa käytettiin suurimman kuormituksen aikavälinä vuoden 2025 tammikuun 2.–6. päivää ja pienimmän kuormituksen aikavälinä vuoden 2024 kesäkuun 25.–29. päivää. Taulukossa 3 on kuvattu simulointitutkimuksen tulokset verkon jännitetason osalta tarkastellessa tuotantoa korkean kuormituksen aikana. Taulukkoon on listattu tehonjakolaskennassa käytetty tuotannon määrä ja tutkittavien verkon osien solmupisteiden pienin ja suurin jännite.

**Taulukko 3.** Verkon solmupisteiden pienimmät ja suurimmat jännitteet sähkövaraston eri tuotannon määrillä korkean kuormituksen aikaan talvella. Taulukkoon on merkattu vihreällä sallitut arvot ja punaisella ei sallitut arvot.

Tuotannon määrä	Verkon pienin jännite	Verkon suurin jännite
1,25 MW	20,32 kV	20,96 kV
1,00 MW	20,30 kV	20,82 kV
0,75 MW	20,29 kV	20,68 kV
0,65 MW	20,28 kV	20,63 kV
0,60 MW	20,28 kV	20,60 kV
0,50 MW	20,27 kV	20,60 kV
0,25 MW	20,17 kV	20,60 kV
0,10 MW	20,10 kV	20,60 kV

Taulukosta nähdään, että kuormituksen ollessa korkeimmillaan akkuvaraston tuotanto nostaa verkon jännitetasoa. Normaalikytkennässä akku voi tuottaa verkkoon ja ottaa verkosta 1,25 MW suuruisen tehon. Sähköaseman A ollessa korvattuna akku voi tuottaa verkon jännitetason puolesta verkkoon vain 0,60 MW suuruisen tehon, sillä sitä suuremmalla teholla verkon suurin jännite nousee yli 20,60 kilovolttiin, kun tehoa tarkastellaan portaittain 0,05 MW välein. Verkon pienin jännite pysyy kaikilla tuotannon arvoilla raja-arvojen sisässä, mutta verkon suurin jännite ei. Verkon suurimman jännitteen nousu on kuitenkin hyvin maltillista ja nimellistehon mukaisella tuotannolla se eroaa vain 360 voltia sallitusta rajasta. Rajoja hieman nostamalla voitaisiin sallia täysi tuotanto tässä kytkentätilanteessa tällä aikavälillä. Taulukossa 4 on kuvattu simulointitutkimuksen tulokset verkon jännitetason osalta tarkastellessa akkuvaraston kulutusta korkean kuormituksen aikana. Taulukkoon on listattu akkuvaraston kulutuksen määrä, ja tutkittavan verkon solmupisteiden pienin ja suurin jännite.

**Taulukko 4.** Verkon solmupisteiden pienimmät ja suurimmat jännitteet sähkövaraston eri kulutuksen määrillä korkean kuormituksen aikaan talvella. Taulukkoon on merkattu vihreällä sallitut arvot ja punaisella ei sallitut arvot.

Kulutuksen määrä	Verkon pienin jännite	Verkon suurin jännite
1,25 MW	19,27 kV	20,60 kV
1,00 MW	19,44 kV	20,60 kV
0,75 MW	19,60 kV	20,60 kV
0,50 MW	19,75 kV	20,60 kV
0,25 MW	19,91 kV	20,60 kV
0,15 MW	19,97 kV	20,60 kV
0,10 MW	20,00 kV	20,60 kV

Taulukosta 4 nähdään, että kuormituksen ollessa korkeimmillaan tammikuun alussa akkuvaraston kulutus laskee verkon jännitetasoa. Tuotannolle voitiin samassa kuormitustilanteessa sallia verkon jännitetaso puolesta 0,60 MW, mutta kulutuksen puolelle voidaan sallia vain 0,10 MW. Tässä tilanteessa haasteeksi muodostuu verkon pienimmän jännitteen lasku. Verkon suurin jännite pysyy kaikilla kulutuksen arvoilla sallittujen rajojen sisällä. Laskemalla sallitun jännitteen raja-arvoa 100 voltilla voitaisiin sallia kulutusta 0,15 megawattia enemmän. Taulukkoon 5 on koostettu verkon solmupisteiden pienimmät ja suurimmat jännitteet eri tuotannon määrillä kuormituksen ollessa alhainen kesäkuussa 2024.

**Taulukko 5.** Verkon solmupisteiden pienimmät ja suurimmat jännitteet sähkövaraston eri tuotannon määrillä matalan kuormituksen aikaan kesällä. Taulukkoon on merkattu punaisella ei sallitut arvot.

Tuotannon määrä	Verkon pienin jännite	Verkon suurin jännite
1,25 MW	20,60 kV	21,35 kV
1,00 MW	20,60 kV	21,22 kV
0,75 MW	20,60 kV	21,08 kV
0,5 MW	20,60 kV	20,95 kV
0,25 MW	20,60 kV	20,84 kV
0,1 MW	20,56 kV	20,83 kV

Taulukosta 5 huomataan, että kesäaikaan verkon jännitetason puolesta akkuvarasto ei voi tuottaa sähköä verkkoon ollenkaan sähköaseman A ollessa korvattuna, sillä pienimmälläkin tuotannon arvolla verkon solmupisteiden suurin jännite on reilusti yli 20,60 kV. Verkon pienin jännite pysyy sallittujen raja-arvojen sisällä kaikilla sähkövaraston tuotannon määrillä. Verkon suurin jännite kuitenkin nousee merkittävän korkeaksi. Nostamalla sallitun suurimman jännitteen rajaa 350 voltilla voitaisiin sallia tuotantoa 0,5 megawattia. Kesäaikaan kulutus verkossa on yleensä pienimmillään. Kulutuksen ollessa matalaa verkon jännitetaso on jo valmiiksi normaalia korkeampi ja verkkoon syötetty tuotanto nostaa verkon jännitetasoa. Taulukossa 6 on esitetty verkon solmupisteiden pienimmät ja suurimmat jännitteet eri kulutuksen määrillä kuormituksen ollessa alhainen.

**Taulukko 6.** Verkon solmupisteiden pienimmät ja suurimmat jännitteet sähkövaraston eri kulutuksen määrillä matalan kuormituksen aikaan kesällä. Taulukkoon on merkattu punaisella ei sallitut arvot.

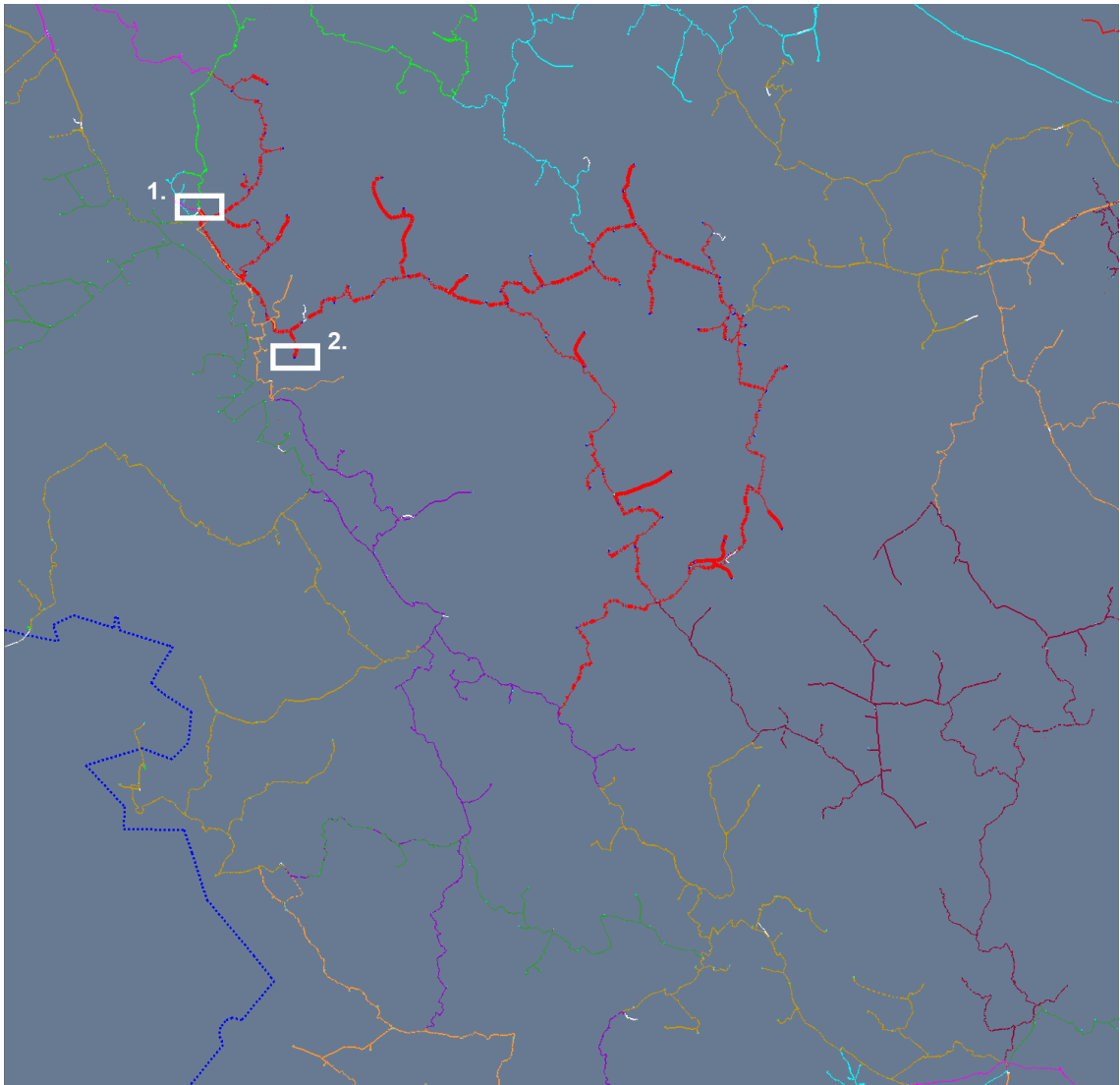
Kulutuksen määrä	Verkon pienin jännite	Verkon suurin jännite
1,25 MW	19,76 kV	20,74 kV
1,00 MW	19,92 kV	20,76
0,75 MW	20,08	20,77
0,50 MW	20,23	20,79
0,25 MW	20,37	20,81
0,1 MW	20,46	20,82

Verkon jännitetason osalta simulointitarkastelun tuloksista nähdään, että kesällä verkon kuormituksen ollessa alhainen ja sähköaseman A ollessa korvattuna akkuvarasto ei voi verkon jännitetason nousun vuoksi tuottaa tai kuluttaa ollenkaan. Verkon suurin jännite nousee pienimmälläkin kulutuksen arvolla liian suureksi ja verkon pienin jännite vastavasti laskee kulutuksen kasvaessa. Tässä tapauksessa voitaisiin sallia 0,75 megawatin kulutus, mikäli suurimman sallitun jännitteen rajaa nostettaisiin 160 voltia ja pienimmän sallitun jännitteen rajaa laskettaisiin 100 voltilla. Voidaan todeta, että vuodenajalla ja verkon kuormitustasolla on merkittävä vaikutus tehorojoituksen suuruuden määräytymiseen. Talvella suuren kuormituksen aikaan verkon jännitetason puolesta voidaan tässä tapauksessa akkuvarastolle sallia pieni määrä kulutusta ja hieman suurempi määrä tuotantoa, molempiin suuntiin kuitenkin alle puolet akkuvaraston nimellisestä tehosta. Voidaan myös todeta, että sähköasemakorvaukset ovat hajautetun tuotannon ja sähkövarastojen kannalta haastavia tilanteita ja tehoa joudutaan rajoittamaan verkon jännitetason vuoksi hyvin todennäköisesti.

Kun tuotantoteholle ja kulutukselle on määritetty rajat verkon jännitetason osalta, voidaan laskea rajoitetuilla tehon arvoilla nopeiden jännitemuutosten suuruus ja tarkastella, pysyvätkö ne sallittujen raja-arvojen sisällä, vai täytyykö tuotantotehoa ja kulutusta rajoittaa entisestään nopeiden jännitemuutosten suuruuden vuoksi. Nopeita jännitemuutoksia tarkastellessa tehonjakolaskennassa käytetään tässä tapauksessa aikavälinä 4.1.2025 kello 8 alkavaa tuntia. Tässä tapauksessa nopeiden jännitemuutosten osalta tarkastellaan vain korkean kuormituksen tilannetta, koska matalan kuormituksen tilanteessa akku ei voi verkon jännitetason nousun vuoksi tuottaa tai kuluttaa ollenkaan. Korkean kuormituksen aikana akkuvarasto voi tuottaa 0,60 MW ja kuluttaa 0,1 MW. Tarkastellaan tilannetta, jossa akkuvarasto tuottaa 0,60 MW ja tehokerroin on 0,95 kapasitiivinen. Tästä tilanteesta siirrytään suoraan toiseen ääripäähän, jossa akku kuluttaa 0,1 MW ja tehokerroin on 0,95 induktiivinen. Simuloimalla molemmat tilanteet verkkotietojärjestelmässä saadaan tehonjakolaskennasta liittymispisteen jännitteen arvot ja voidaan määrittää nopean jännitemuutoksen suuruus pahimmassa mahdollisessa tilanteessa. Kaavalla 5 voidaan laskea, että 0,60 MW tuotannolla kapasitiivisessa tilanteessa akku tuottaa loistehoa -197,2 kVAr ja 0,10 MW kulutuksella induktiivisessa tilanteessa kuluttaa loistehoa 38,2 kVAr. Akun tuottaessa 0,60 MW teholla ja tehokertoimen ollessa 0,95 kapasitiivisella puolella, liittymispisteen jännite on 20,54 kV. Akun kuluttaessa 0,10 MW teholla ja tehokertoimen ollessa 0,95 induktiivisella puolella, liittymispisteen jännite on 20,06 kV. Tästä voidaan laskea pahin mahdollinen nopea jännitemuutos, joka näillä maksimitehoilla on 2,4 %. Näin ollen tässä tapauksessa tehoa ei tarvitsisi rajoittaa nopeiden jännitemuutosten vuoksi, sillä nopean jännitemuutoksen suuruus pysyy raja-arvon 4 % alla.

### 5.3 Tapaus 2

Simulointitarkastelun toiseksi kohteeksi valikoitui Elenian verkkoalueelta eräs aurinkovoimala. Aurinkovoimalan mitoitusteho on 4,0 MW. Normaalisessa kytkentätilanteessa aurinkovoimala on erään sähköaseman B syöttämän johtolähdön varrella. Aurinkovoimalan johtolähdön topologia normaalissa kytkentätilanteessa on esitetty kuvassa 11.

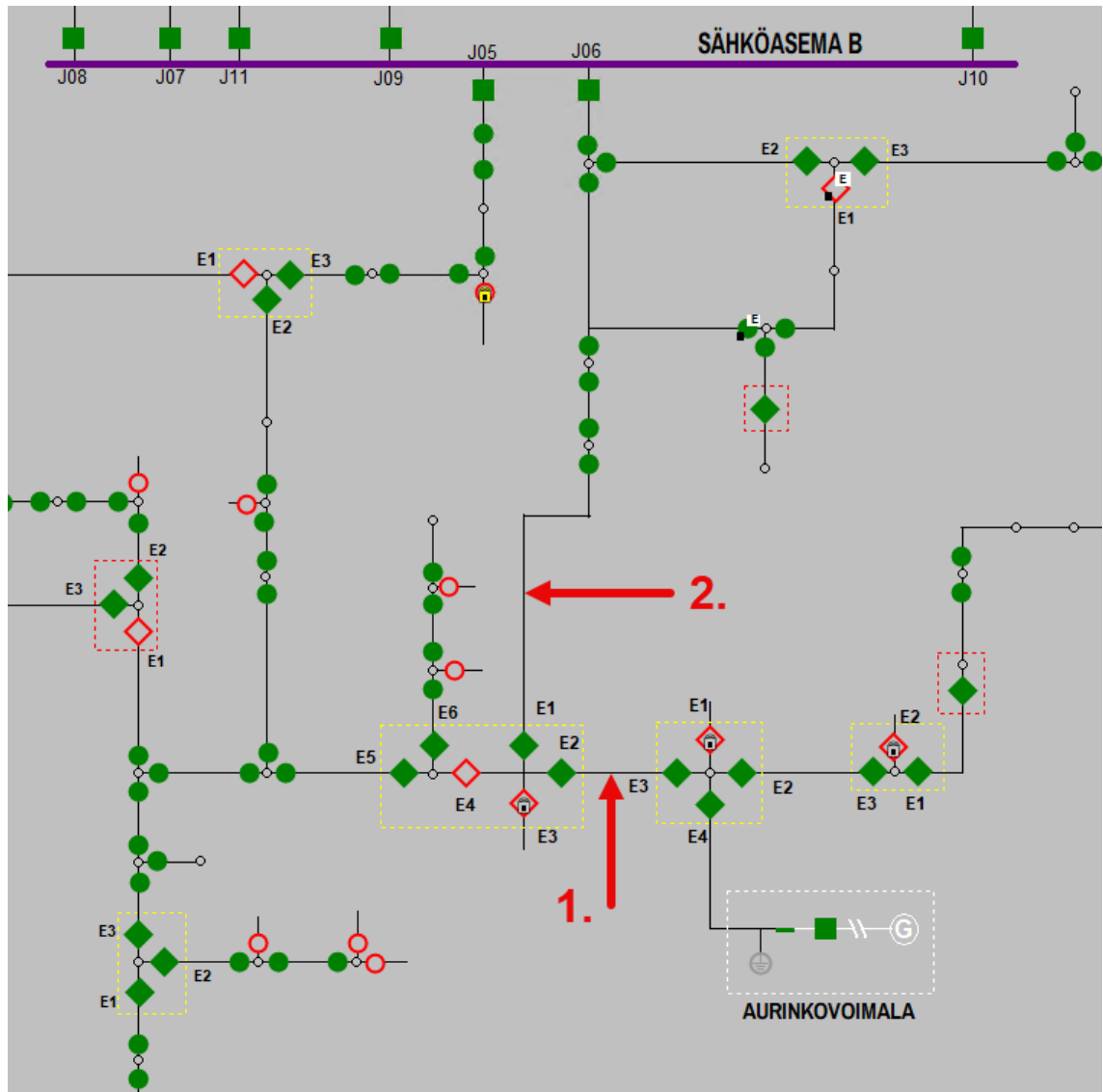


**Kuva 11.** Verkkotietojärjestelmässä punaisella korostettuna aurinkovoimalan johtolähtö normaalissa kytkentätilanteessa. Kuvaan on numerolla 1 merkattu sähköasema B ja numerolla 2 aurinkovoimala.

Kuvasta 11 nähdään, että aurinkovoimala on johtolähdön alkupäässä, suhteellisen lähellä sähköasemaa. Johtolähdöllä on normaalissa kytkentätilanteessa yhteensä 90,6 kilometriä johtopituutta, josta 82,4 kilometriä on maakaapelia ja 8,2 kilometriä avojohtoa. Sähköaseman B päämuuntajan mitoitusteho on 16 MVA.

Tässä tapauksessa tutkitaan kahta erilaista normaalista poikkeavaa kytkentätilannetta. Molemmissa tilanteissa aurinkovoimalan johtolähdöllä on yksi erotinväli pois käytöstä. Erotinväli on yleisimmin pois käytöstä, mikäli erottimien välisessä maakaapelissa on vika, tai maakaapeli joudutaan tehdä jännitteettömäksi kolmannen osapuolen kaivuutöiden takia. Tilanne, jossa yksi erotinväli on pois käytöstä, on hyvin yleinen. Etenkin kesäaikaan kaivuutöiden ollessa kovimmillaan, joudutaan tekemään useita eri kaapeleita jännitteettömäksi, jotta kolmannen osapuolen suorittamat kaivuutyöt voidaan tehdä

turvallisesti. Kuvassa 12 on käytönvalvontajärjestelmässä esitetty osa johtolähdöstä, jolle aurinkovoimala on liittynyt.

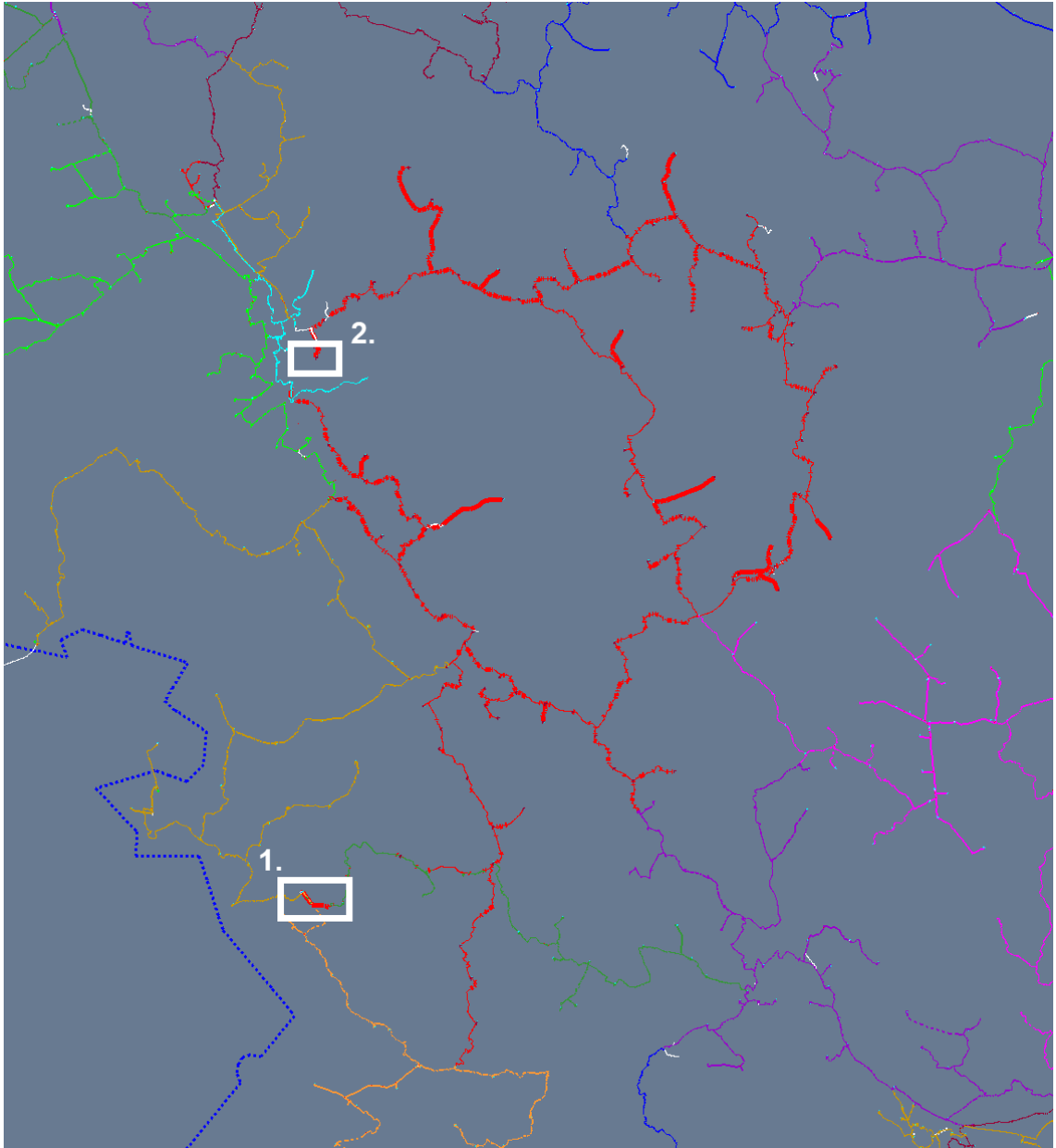


**Kuva 12.** Aurinkovoimala ja sähköasema B kuvattuna käytönvalvontajärjestelmässä. Kuvaan on merkattu numeroilla 1 ja 2 tutkimuksessa käytöstä pois olevat erotinvälit.

Kuvasta nähdään, että normaalissa kytkentätilanteessa aurinkovoimala on sähköaseman B johtolähdöllä J06. Kun numerolla 1 merkattu erotinväli on pois käytöstä, joudutaan aurinkovoimala kääntää toisen sähköaseman perään, jolloin korvaustilanne on hieman haastavampi, kuin numerolla 2 merkattun erotinvälin ollessa pois käytöstä. Kuvassa näkyy vain pieni osa sähköaseman B syöttämistä johtolähdöistä. Kuva on otettu pieneltä alueelta, jotta siitä voidaan helposti havaita tutkimuksessa käytöstä pois olevat erotinvälit. Kuvasta nähdään, että numerolla 2 merkattun erotinvälin ollessa pois käytöstä aurinkovoimala voidaan yhtä erotinta ohjaamalla kääntää sähköaseman B lähtöön J05.

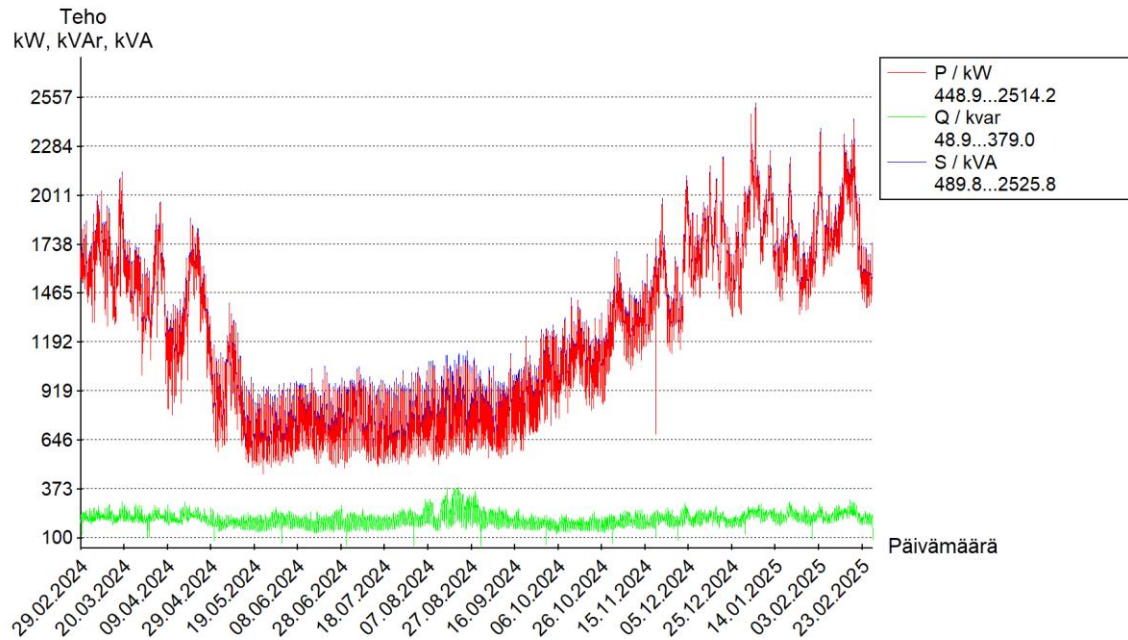
### 5.3.1 Varasyöttö toiselta sähköasemalta

Tässä tapauksessa ensimmäisenä tutkitaan tilannetta, jossa aurinkovoimalan syöttösuunta on vaihdettu toiselle sähköasemalle, eli kuvassa 11 numerolla 1 merkattu erotinväli on poissa käytöstä. Toisen sähköaseman päämuuntajan mitoitusteho on 10 MVA ja johtolähdöllä on tässä korvauskytkennässä yhteensä 122,9 kilometriä johtopituutta, josta 113,5 kilometriä on maakaapelia, 9,0 kilometriä on avojohtoa ja 0,4 kilometriä päällystettyä avojohtoa. Kuvassa 13 on esitetty johtolähdön topologia korvaustilanteessa.



**Kuva 13.** Verkkotietojärjestelmässä punaisella korostettuna aurinkovoimalan johtolähtö korvaustilanteessa. Kuvaan on numerolla 1 merkattu johtolähtöä syöttävä sähköasema ja numerolla 2 aurinkovoimala.

Kuvasta nähdään, että korvauskytkennässä aurinkovoimala on todella kaukana johtolähtöä syöttävästä sähköasemasta. Kuvaan 11 vertaamalla voidaan visuaalisesti havaita, kuinka paljon enemmän johtopituutta johtolähdöllä on korvaustilanteessa verrattuna normaaliin kytkentätilanteeseen. Kuvassa 14 on kuvattu kuvan 13 mukaisen korvauskytkennän jakelumuuntajien tehokuvaaja viimeisimmän vuoden ajalta.



**Kuva 14.** Korvauskytkennässä aurinkovoimalan johtolähdön jakelumuuntajien kuormituskäyrä verkkotietojärjestelmästä ajalta 29.2.2024-28.2.2025.

Kuormituskäyrästä nähdään korvauskytkennässä olevan johtolähdön suurin ja pienin kuormitus viimeisimmän vuoden ajalta. Tässäkin tapauksessa käytetään tehonjakolaskennassa viiden päivän aikaväliä ja tarkastellaan kuormitusten osalta molempia ääripäitä, eli tilanteita, jossa kuormitus on suurimmillaan tai pienimmillään. Tällä verkon osalla kuormitus on viimeisen vuoden aikana ollut suurimmillaan aikavälillä 2.-6.1.2025 ja pienimmillään 19.-23.5.2024. Tehonjakolaskennassa käytetään edellä mainittuja aikavälejä tapauksen 2 molempia kytkentätilanteita tarkastellessa.

Aurinkovoimalan vaikutusta verkon jännitetasoon korvauskytkentätilanteessa simuloitiin samalla tavalla kuin tapauksessa 1. Aluksi aurinkovoimalan teho asetettiin nimellistehon mukaisesti 4,0 megawattiin ja sitä laskettiin 1,0 megawattia kerrallaan, kunnes löydettiin teho, jolla verkon solmupisteiden suurimmat ja pienimmät jännitteet pysyivät 20,00–20,60 kV välillä. Taulukossa 7 on esitetty verkon solmupisteiden suurimmat ja pienimmät jännitteet eri tuotannon määrillä korvauskytkentätilanteessa tehonjakolaskennan aikavälin ollessa 19.-23.5.2024.

**Taulukko 7.** Verkon solmupisteiden pienimmät ja suurimmat jännitteet aurinkovoimalan tuotannon eri määrillä verkon kuormituksen ollessa pienimmillään. Taulukkoon on merkattu vihreällä sallitut arvot ja punaisella ei sallitut arvot.

Tuotannon määrä	Verkon pienin jännite	Verkon suurin jännite
4,00 MW	20,60 kV	22,55 kV
3,00 MW	20,60 kV	22,05 kV
2,00 MW	20,60 kV	21,53 kV
1,00 MW	20,60 kV	20,98 kV
0,50 MW	20,49 kV	20,69 kV
0,30 MW	20,39 kV	20,60 kV
0,25 MW	20,37 kV	20,60 kV

Taulukosta nähdään, että verkon kuormituksen ollessa pienimmillään verkon jännite nousee todella korkeaksi, mitä suurempi tuotanto aurinkovoimalalla on. Verkon ollessa tämän tutkimuksen kaltaisessa epänormaalissa kytkentätilanteessa aurinkovoimala voi tuottaa vain 0,3 MW, jotta verkon suurin jännite ei ylitä arvoa 20,60 kV. Tässä tapauksessa voitaisiin sallia hieman suurempi, 1 megawatin tuotanto, mikäli nostettaisiin sallitun suurimman jännitteen arvoa 380 voltia. Aurinkovoimalan kannalta tehorojoitus kesäaikaan on huonoin mahdollinen, sillä silloin tuotanto on muuhun vuoteen verrattuna suurimmillaan. Verkon operoinnin luotettavuuden vuoksi tehorojoitus tuotannolle tulee laskea vuodenajasta huolimatta, vaikka voidaankin olettaa, että esimerkiksi aurinkovoimalat eivät tuota kesäaikaan verrattuna kovin paljoa esimerkiksi tammikuussa. Tämän vuoksi tässäkin tapauksessa on laskettu aurinkovoimalan tuotannon vaikutus verkon jännitetasoon suuren kuormituksen aikaan talvella. Taulukossa 8 on esitetty verkon solmupisteiden suurimmat ja pienimmät jännitteet eri tuotannon määrillä korvauskytkentätilanteessa tehonjakolaskennan aikavälin ollessa 2.-6.1.2025.

**Taulukko 8.** Verkon solmupisteiden pienimmät ja suurimmat jännitteet aurinkovoimalan tuotannon eri määrillä verkon kuormituksen ollessa suurimmillaan. Taulukkoon on merkattu vihreällä sallitut arvot ja punaisella ei sallitut arvot.

Tuotannon määrä	Verkon pienin jännite	Verkon suurin jännite
4,00 MW	20,60 kV	22,16 kV
3,00 MW	20,60 kV	21,65 kV
2,00 MW	20,54 kV	21,10 kV
1,20 MW	20,26 kV	20,65 kV
1,10 MW	20,21 kV	20,60 kV
1,00 MW	20,16 kV	20,59 kV

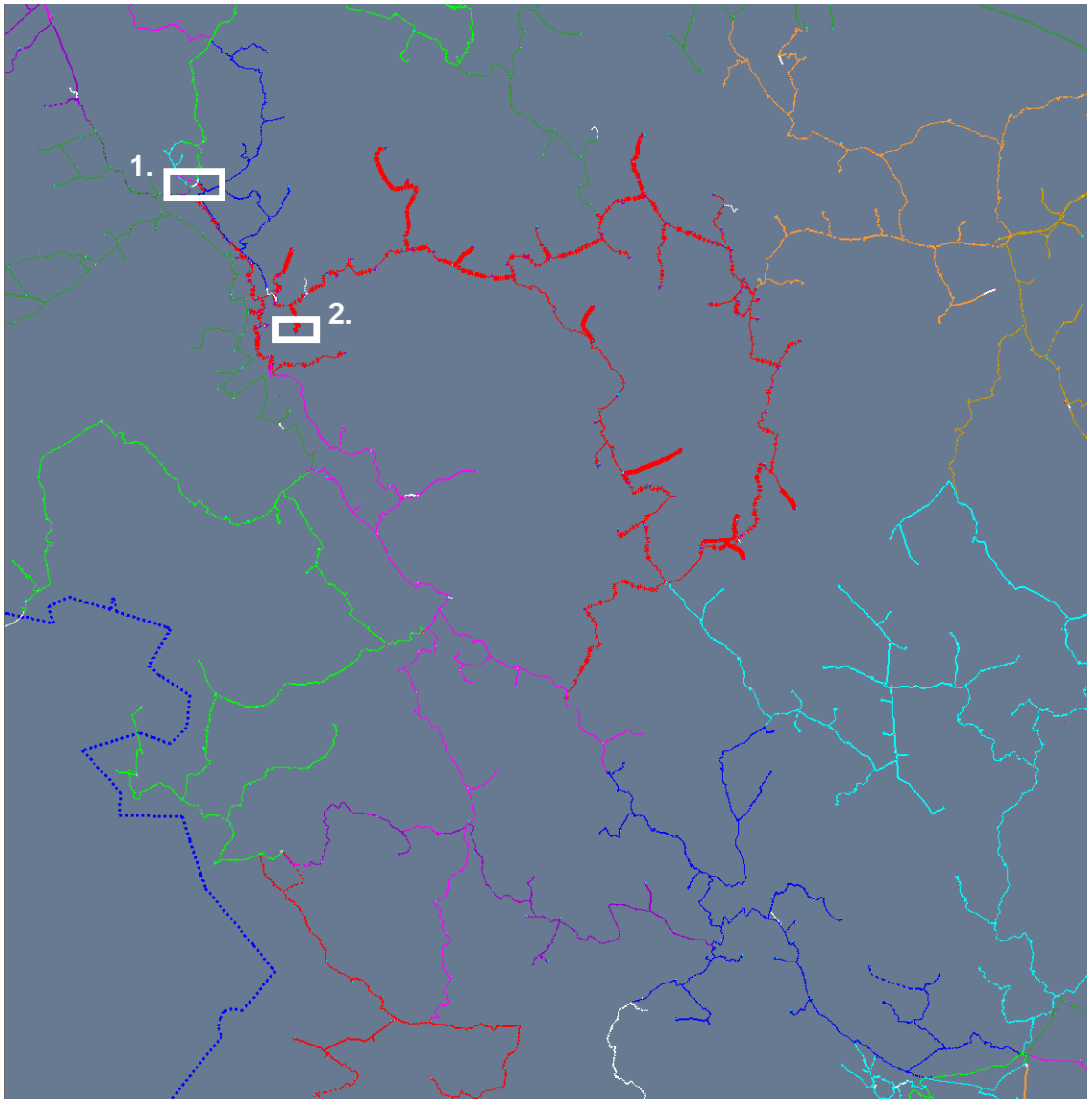
Taulukosta 8 nähdään, että tällaisessa kytkentätilanteessa suurimman kuormituksenkin aikana verkon jännitetaso nousee todella korkeaksi, mikäli aurinkovoimalan tuotanto on huipussaan. Verkon jännitetason puolesta aurinkovoimalan tuotanto tulisi tässä tilanteessa rajoittaa 1,1 megawattiin. Tässä tapauksessa muuttamalla sallitun suurimman jännitteen rajaa ei voitaisi sallia kovinkaan paljoa suurempaa tuotantoa. On kuitenkin hyvin todennäköistä, että tehonjakolaskennassa käytetyn aikavälin aikana aurinkovoimalan tuotanto ei yltäisi edes 1,1 megawattiin, joten tehorajoituksesta ei tässä tilanteessa olisi suurempaa haittaa. Suomessa sijaitsevien aurinkovoimaloiden tuotanto ei tammikuussa yleensä pääse lähellekään nimellistehoa. Samassa liittymispisteessä voisi hyvin olla aurinkovoimalan sijaan esimerkiksi sähkövarasto, jolloin tehorajoitus aiheuttaisi merkittävän haitan myös talvella.

Nopeiden jännitemuutosten osalta aurinkovoimalan tapauksessa vertaillaan liittymispisteen jännitettä suurimmalla sallitulla tuotannolla tehokertoimen ollessa 0,95 kapasitiivinen ja tilanteessa, jossa pätötehon ja loistehon arvo aurinkovoimalalla on nolla. Matalan kuormituksen aikaan aurinkovoimala voi verkon jännitetason puolesta tuottaa maksimissaan 0,3 MW verran. Matalan kuormituksen tilanteen tarkastelussa tehonjakolaskennassa käytettiin aikavälinä 20.5.2024 kello 12 alkavaa tuntia. Yhtälöllä 5 voidaan laskea, että aurinkovoimala tuottaa 0,95 kapasitiivisella tehokertoimella -98,6 kVAr loistehoa. Verrattaessa liittymispisteen jännitettä tällaisella tuotannolla ja ilman tuotantoa, saadaan nopean jännitemuutoksen suuruudeksi 1,0 % tilanteessa, jossa aurinkovoimala irtoaa verkosta täyden tuotannon aikana. Aurinkovoimalan tuotantotehoa ei siis tarvitse rajoittaa nopeiden jännitemuutosten vuoksi, sillä yläraja nopeiden jännitemuutosten suuruudelle on 4 %. Verkon jännitetason nousun hillitsemiseksi annettu tehorajoitus riittää.

Suuren kuormituksen aikaan aurinkovoimala voi verkon jännitetasojen puolesta tuottaa 1,10 MW verran. Suuren kuormituksen tilanteen tarkastelussa tehonjakolaskennassa käytettiin nopeiden jännitemuutosten määrittämiseen aikavälinä 5.1.2025 kello 17 alkavaa tuntia. Kaavalla 5 voidaan laskea, että aurinkovoimala tuottaa 0,95 kapasitiivisella tehokertoimella -361,6 kVAr loistehoa. Verrattaessa liittymispisteen jännitettä tällaisella tuotannolla ja ilman tuotantoa, saadaan nopean jännitemuutoksen suuruudeksi 4,1 % tilanteessa, jossa aurinkovoimalan irtoaa verkosta täyden tuotannon aikana. Nopea jännitemuutos aurinkovoimalan irtikytketyessä on yli 4 prosenttia, joten tehorojoitusta on kiristettävä. Suorittamalla tehonjakolaskenta samalla tavalla 1,0 MW tuotannolla, nopea jännitemuutos on 3,7 %. 1,05 MW tuotannolla nopea jännitemuutos on 3,9 %. Rajoittamalla aurinkovoimalan tuotantotehoa 0,05 megawatin verran lisää saadaan nopea jännitemuutos pahimmassa mahdollisessa tilanteessa rajoitettua alle neljään prosenttiin. Lopullinen maksimipäätötehon arvo aurinkovoimalalle suuren kuormituksen aikana olisi tässä tapauksessa 1,05 MW ja matalan kuormituksen aikana 0,3 MW.

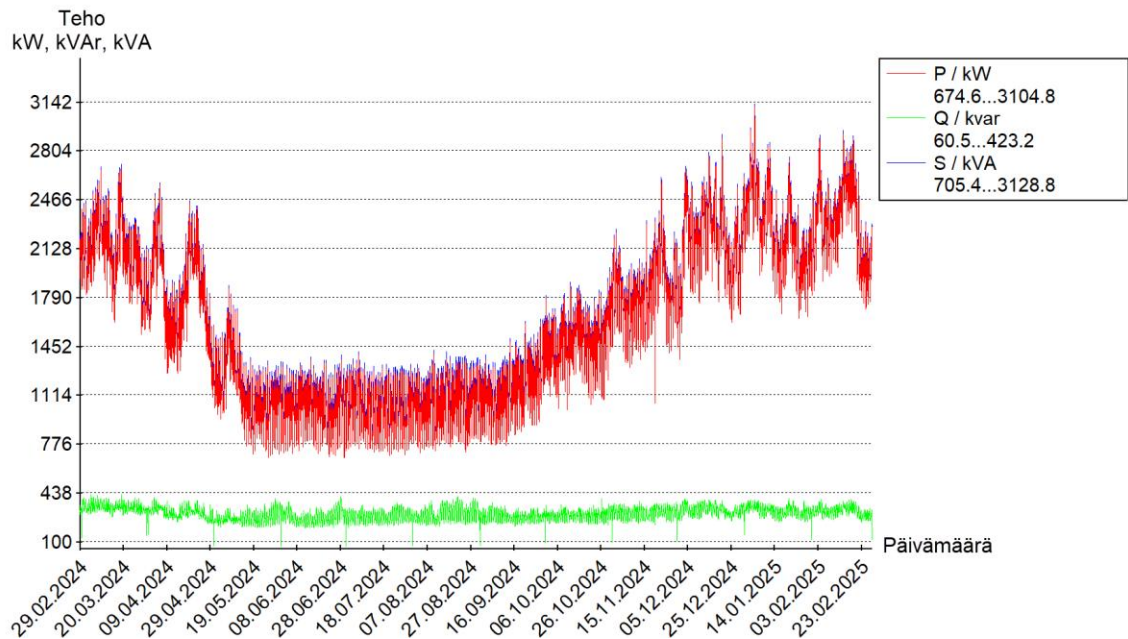
### **5.3.2 Varasyöttö saman sähköaseman toiselta johtolähdöltä**

Tämän tutkimuksen toisessa tapauksessa tutkitaan tilannetta, jossa kuvaan 12 numerolla 2 merkattu erotinväli on poissa käytöstä ja aurinkovoimala on jouduttu kääntämään sähköaseman B lähtöön J05. Tällaisessa kytkentätilanteessa aurinkovoimalan johtolähdöllä on 86,2 kilometriä johtopituutta, josta 78,1 kilometriä on maakaapelia ja 8,1 kilometriä avojohtoa. Kuvassa 15 on esitetty johtolähdön topologia korvauskytkentätilanteessa. Tässä tapauksessa käytetään samoja tarkastelumenetelmiä, kuin kappaleessa 5.3.1 tehdyissä simuloinneissa. Tarkoituksena on vertailla kahden erillisen yksittäisen erotinvälin keskeytyksen vaikutusta tehorojoituksen tarpeeseen ja niiden keskinäisiä eroja.



**Kuva 15.** Verkkotietojärjestelmässä punaisella korostettuna aurinkovoimalan johtolähtö korvaustilanteessa. Kuvaan on merkitty numerolla 1 sähköasema B ja numerolla 2 aurinkovoimala.

Kuvasta 15 nähdään, että aurinkovoimalan johtolähdöllä on johtopituutta tällaisessa korvauskytkennässä huomattavasti vähemmän kuin tilanteessa, jossa aurinkovoimala olisi toisen sähköaseman syöttämällä johtolähdöllä. Aurinkovoimala on johtolähdön alkupäässä lähellä sähköasemaa. Kuvassa 16 on esitetty johtolähdön jakelumuuntajien kuormituskäyrä korvauskytkennässä.



**Kuva 16.** Korvauskytkennässä aurinkovoimalan johtolähdön jakelumuuntajien kuormituskäyrä verkkotietojärjestelmästä ajalta 29.2.2024-28.2.2025.

Johtolähdön jakelumuuntajien kuormituskäyrästä nähdään, että tässäkin kytkentätilanteessa johtolähdön suurin kuormitus on viiden päivän ajanjaksolla 2.-6.1.2025 ja pienin kuormitus viiden päivän ajanjaksolla on 19.-23.5.2024. Taulukossa 9 on esitetty verkon solmupisteiden suurimmat ja pienimmät jännitteet eri tuotannon määrillä korvauskytkentätilanteessa tehonjakolaskennan aikavälin ollessa 19.-23.5.2024.

**Taulukko 9.** Verkon solmupisteiden pienimmät ja suurimmat jännitteet aurinkovoimalan tuotannon eri määrillä verkon kuormituksen ollessa pienimmillään. Taulukkoon on merkattu vihreällä sallitut arvot ja punaisella ei sallitut arvot.

Tuotannon määrä	Verkon pienin jännite	Verkon suurin jännite
4,00 MW	20,60 kV	20,74 kV
3,00 MW	20,60 kV	20,70 kV
2,00 MW	20,56 kV	20,66 kV
1,00 MW	20,52 kV	20,62 kV
0,60 MW	20,51 kV	20,61 kV
0,55 MW	20,51 kV	20,60 kV
0,50 MW	20,50 kV	20,60 kV

Aurinkovoimalan ollessa käännettynä sähköaseman B johtolähtöön J05, aurinkovoimalan tuotanto nostaa jännitettä huomattavasti vähemmän, kuin kappaleen 5.3.1 korvaus-tilanteessa. Tässä kytkentätilanteessa verkko on siis selkeästi vahvempaa. Vaikka

aurinkovoimalan tuotanto nostaa verkon jännitetasoa tässä kytkentätilanteessa vähemmän, jouduttaisiin sitä silti rajoittamaan merkittävästi, mikäli haluttaisiin pitää jännitteen ylärajana 20,60 kV. Tällöin aurinkovoimalalle voitaisiin sallia 0,55 MW suuruinen maksimituotanto korvaustilanteen ajaksi. Mikäli suurimman sallitun jännitteen raja-arvoa nostettaisiin 140 voltilla, voitaisiin sallia aurinkovoimalalle nimellistehon mukainen tuotanto tässä tilanteessa. Pienellä muutoksella sallitun jännitteen arvoihin saataisiin aikaan suuri muutos sallitun tuotannon määrässä. Taulukossa 10 on esitetty verkon solmupisteiden suurimmat ja pienimmät jännitteet eri tuotannon määrillä korvauskytkentätilanteessa tehonjakolaskennan aikavälin ollessa 2.-6.1.2025.

**Taulukko 10.** Verkon solmupisteiden pienimmät ja suurimmat jännitteet aurinkovoimalan tuotannon eri määrillä verkon kuormituksen ollessa suurimmillaan. Taulukkoon on merkattu vihreällä sallitut arvot ja punaisella ei sallitut arvot.

Tuotannon määrä	Verkon pienin jännite	Verkon suurin jännite
4,00 MW	20,45 kV	20,69 kV
3,00 MW	20,41 kV	20,65 kV
2,00 MW	20,37 kV	20,61 kV
1,95 MW	20,37 kV	20,61 kV
1,90 MW	20,37 kV	20,60 kV
1,50 MW	20,35 kV	20,60 kV

Kuormitusten ollessa suurimmillaan tarvittava tehorajoitus on aurinkovoimalan kannalta huomattavasti parempi, kuin tapauksessa, jossa kuormitukset ovat pienimmillään. Tässä kytkentätilanteessa aurinkovoimalalle jouduttaisiin verkon jännitetason vuoksi antamaan maksimipätötehon arvoksi 1,90 megawattia, jotta verkon suurin jännite ei nouse yli 20,60 kV. Tässä tapauksessa nostamalla verkon suurimman jännitteen raja-arvoa 90 voltilla, voitaisiin sallia aurinkovoimalalle nimellistehon mukainen tuotanto.

Nopeiden jännitemuutosten tarkastelussa matalan kuormituksen tilanteessa käytettiin tehonjakolaskennassa aikavälin 19.5.2024 kello 5 alkavaa tuntia. Nopeiden jännitemuutosten tarkastelut suoritettiin samalla tavalla kuin kappaleessa 5.3.1. Matalan kuormituksen aikaan aurinkovoimalan irtoaminen verkosta 0,55 MW tuotannon aikana aiheuttaisi 0,2 % muutoksen liittymispisteen jännitteessä, joten aurinkovoimalan maksimipätötehoa ei tarvitsisi rajoittaa nopeiden jännitemuutosten vuoksi enempää, kuin verkon jännitetason vuoksi on jo rajoitettu. Korkean kuormituksen aikaan aurinkovoimalan irtoaminen verkosta 1,9 MW tuotannon aikana aiheuttaisi 0,5 % muutoksen liittymispisteen jännitteessä. Korkean kuormituksenkin tilanteessa verkon jännitetason vuoksi annettu

tehorajoitus riittää. Kuten kappaleessa 4.3 mainittiin, nopeat jännitemuutokset riippuvat liittymispisteen oikosulkutehon suuruudesta ja heikossa verkossa liittymispisteen oikosulkuteho on pienempi. Tämän tapauksen toisessa korvaustilanteessa verkko on huomattavasti ensimmäiseen korvaustilanteeseen verrattuna vahvempi, mikä näkyy merkittävässä erossa nopeiden jännitemuutosten arvoissa kussakin tilanteessa. Taulukkoon 11 on listattu aurinkovoimalalle sallitut maksimipätötehot molemmissa korvauskytkennöissä suurimman ja pienimmän kuormituksen aikaan.

**Taulukko 11.** Aurinkovoimalalle verkon jännitetason ja nopeiden jännitemuutosten puolesta sallitut maksimipätötehot molemmissa korvaustilanteissa pienimmän ja suurimman kuormituksen aikaan.

	Korvaustilanne 1	Korvaustilanne 2
Maksimipätöteho pienen kuormituksen aikaan	0,30 MW	0,55 MW
Maksimipätöteho suuren kuormituksen aikaan	1,05 MW	1,90 MW

Taulukosta nähdään, että korvaustilanteessa 1, jossa aurinkovoimalan johtolähtö käännettiin toisen sähköaseman perään ja johtopituus kasvoi, jouduttiin aurinkovoimalan maksimipätöteholle antaa huomattavasti tiukemmat rajat verrattuna korvaustilanteessa 2 annetuille rajoille. Simulointitarkastelut osoittavat, että yhden erotinvälin vikaantumisenkin voi aiheuttaa suurenkin tehorajoituksen tarpeen ja tehorajoituksen suuruus voi vaihdella merkittävästi riippuen käytöstä pois olevan erotinvälin sijainnista. Tehorajoituksen tarve ei rajoitu pelkästään sähköasemakorvauksiin.

## 6. TEHORAJOITUSPROSESSIEN JA TEHORAJOITUSTYÖKALUN KÄYTTÖLIITTYMÄN KEHITTÄMINEN

Tässä luvussa määritellään tehorajoitusprosessit Elenialla sekä käyttöliittymä tehorajoitusten toteutukseen ja hallintaan. Tehorajoitusprosessin ja käyttöliittymän määrittämisen tueksi on haastateltu käytöntukijärjestelmää päivittäisessä työssään käyttäviä Elenian käytönvalvoja ja käytönsuunnittelijoita. Haastattelujen kysymykset ovat nähtävissä liitteessä A. Elenialla käytönvalvojat toteuttavat tehorajoitukset vikatilanteissa ja suunniteltuja töitä suoritettaessa. Suunniteltuja töitä suunnittelee sekä käytönvalvojat että käytönsuunnittelijat, joten molemmat määrittävät tehorajoituksia osana kytkentäsuunnittelua. Tehorajoitusprosessin ja käyttöliittymän määrittelyn tukena käytetään myös simulointitarkasteluissa tehtyjä havaintoja sekä työkokemusta Elenian käyttökeskuksessa ja käytönsuunnittelussa.

### 6.1 Tehorajoitusprosessit Elenialla

Elenialla ei tällä hetkellä ole määritelty varsinaista prosessia keskijänniteverkon tehorajoitusten toteuttamiseen ja hallintaan. Keskijänniteverkon tehorajoitukset ovat vielä uusi asia ja tällä hetkellä tehorajoituksia tulee vielä todella vähän. Suurjännitteiseen jakeluverkkoon liittyneille tuotantolaitoksille tehorajoituksia on jouduttu antamaan jo useita kertoja ja niiden osalta prosesseja on jo hahmoteltu. Suurjännitteisen jakeluverkon osalta käytönvalvontajärjestelmään on merkattu kohtia, joissa kytkentämuutokset vaativat tehorajoituksen. Erilaisista kytkentätilanteista on myös tehty tehorajoitustarpeiden osalta ennakkotarkasteluja suurjännitteisen jakeluverkon osalta ja näiden tarkastelujen tulokset on tallennettu käytönvalvojien ja käytönsuunnittelijoiden saataville. Siirtoverkon keskeytyksistä johtuvien tehorajoitusten hallintaa varten on luotu excel-taulukko ja kustakin tehorajoituksesta luodaan erillinen kytkentäohjelma, jonka mukaan tehorajoitus toimeenpannaan sekä puretaan. Tehorajoitusten toimeenpanemisesta ja purkamisesta on sovittu prosessi Elenian ja kaikkien tuotantolaitosten ja sähkövarastojen käytöstä vastaavien henkilöiden välillä. Prosessin mukaan tehorajoituksen aloittamisesta ja lopettamisesta sovitaan puhelimitse valvomoiden välillä.

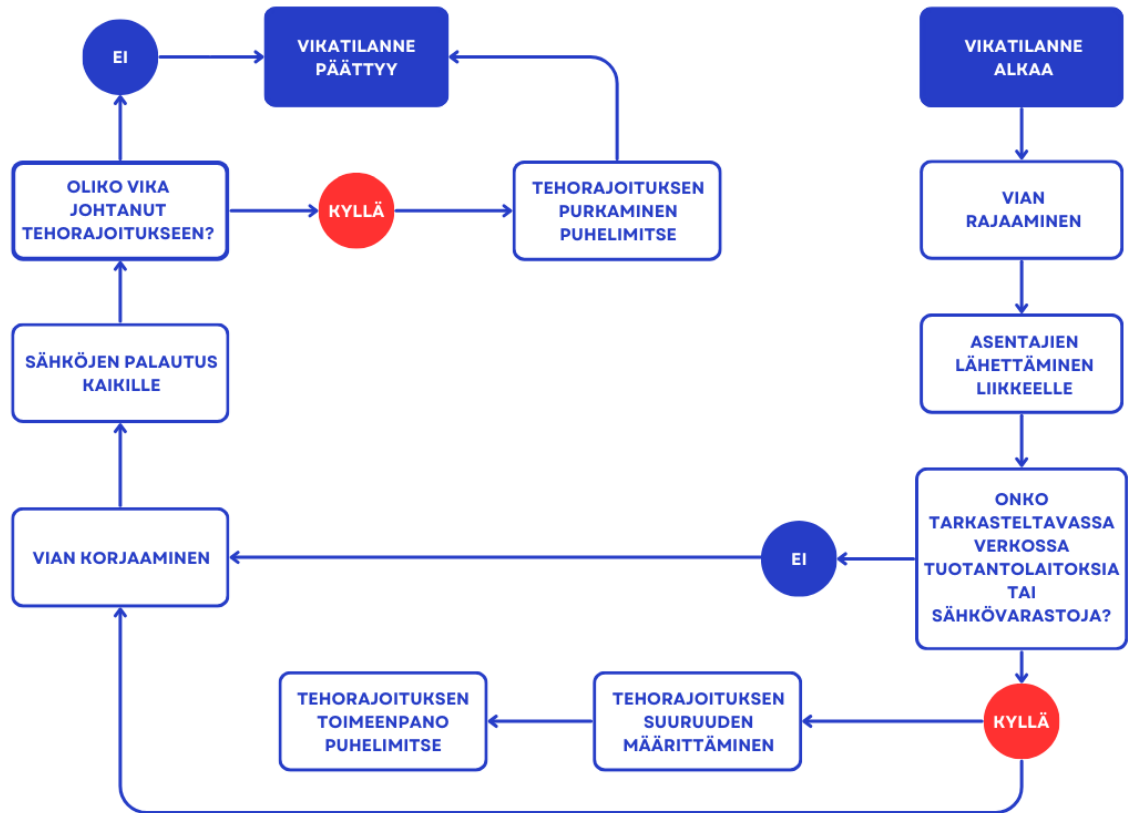
Asiantuntijoilla on selkeä yhtäläinen näkemys, että jo viiden vuoden kuluttua tehorajoitukset ovat joissain määrin osa jokapäiväistä tekemistä verkon käytön tehtävissä keskijänniteverkon puolella. Johtolähtöjen korvauksissa ja siitä suuremmissa kytkentätilanteen muutoksissa tulee viiden vuoden kuluttua aina vähintäänkin tarkastella

tehorajoituksen tarvetta. Tehorajoitusprosessin määrittely on ensiarvoisen tärkeää, jotta kaikilla tehorajoituksia toimeenpanevilla henkilöillä on selkeä käsitys siitä, mitä kuuluu tehdä, kun tehorajoituksen tarve ilmenee. Tehorajoitusprosessin ymmärtäminen on myös tärkeää, kun rakennetaan kehittyneeseen käytöntukijärjestelmään työkaluja, joilla voidaan toteuttaa ja hallinnoida tehorajoituksia.

Tässä kappaleessa tehorajoitusprosessien määrittämiseen on hyödynnetty ensisijaisesti haastattelututkimuksessa saatuja vastauksia. Haastattelututkimuksen vastauksia on verrattu nykyisiin vianhoidon ja kytkentäsuunnittelun prosesseihin. Näihin prosesseihin on haastattelujen perusteella lisätty tarvittavat vaiheet tehorajoituksen toteuttamiseksi. Tarvittavat vaiheet tehorajoituksen toteuttamiseksi selvitettiin tämän työn kirjallisuuskatsauksessa, haastattelututkimuksessa ja simulointitarkasteluissa. Simulointitarkastelut loivat pohjan sille, mitä kaikkea tehorajoituksen suuruutta määrittäessä tulee tarkastella. Kirjallisuuskatsauksen avulla löydettiin standardien ja ohjeiden mukaiset raja-arvot eri tehorajoituksen suuruuteen vaikuttaville tekijöille ja haastattelututkimuksen avulla näitä raja-arvoja tarkennettiin. Tehorajoitusten laskentaprosessi pohjautuu täysin tässä työssä tehtyyn tutkimukseen.

Tehorajoitusprosessi ei ole yksiselitteinen ja se riippuu tehorajoitukseen johtaneesta tilanteesta. Esimerkiksi vikatilanteessa tehorajoitusprosessi on hieman erilainen verrattuna suunnitellussa työssä tehtävään tehorajoitukseen. Päämääränä tehorajoitusprosessissa kuitenkin on aina määrittää tuotantolaitoksille ja sähkövarastoille sellaiset maksimitehot, jotka eivät aiheuta häiriötä muille verkon käyttäjille tai ylikuormita verkkoa. Kuvassa 17 on esitetty tehorajoitusprosessi vikatilanteessa, mikäli vika on vaikuttanut sellaiseen verkon osaan, jossa on tuotantolaitoksia tai sähkövarastoja. Prosessi pohjautuu Elenian vianhoidon prosessiin. Tässä tilanteessa vianhoidon prosessiin on lisätty simulointitarkastelujen ja haastattelututkimuksien perusteella tarvittavat vaiheet, jotta tehorajoituksen suuruus saadaan määritettyä ja tehorajoitus saadaan toimeenpantua sekä purettua. Haastattelututkimuksen osalta prosessin määrittämisessä on hyödynnetty käytönvalvojen haastatteluvastauksia, sillä käytönvalvojat hoitavat vikatilanteet Elenialla. Vikatilanteen alussa käytönvalvojan tärkein tehtävä on rajata vika ja palauttaa sähköt terveisiin verkon osiin mahdollisimman monelle asiakkaalle mahdollisimman pian. Näin saadaan minimoitua viasta aiheutuva asiakashaitta. Vian rajaamisen jälkeen käytönvalvojan tulee soittaa asentajalle ja lähettää hänet liikkeelle, jotta vikapaikalle päästään mahdollisimman pian. Käytönvalvojalla on aikaa alkaa määrittämään tehorajoituksen suuruutta, kun asentaja on lähetetty liikkeelle. Tällöin tehorajoituksen toteuttaminen ei hidasta vian korjaantumista. Käytönvalvoja purkaa tehorajoituksen vasta, kun sähköt on

palautettu kaikille asiakkaille ja vikatilanne päättyy vasta sitten, kun tehorajoitus on purettu, koska tehorajoituksen purkaminen on osa asiakashaitan minimointia.



**Kuva 17.** Tehorajoitusprosessi vikatilanteessa.

Vikatilanteessa tehorajoitus luo vianhoidon prosessiin vain muutaman lisävaiheen. Nykyisillä työkaluilla käytönvalvojan yksittäisen vian hoitamiseen käyttämä aika voi kasvaa merkittävästi, mikäli osana vianhoitoa joudutaan toteuttamaan tehorajoitus. Merkittävin aikaa vievä kohta prosessissa on tehorajoituksen suuruuden määrittäminen, mikä voi viedä pisimmillään jopa tunnin ilman tehokkaita työkaluja. Vian rajattuaan käytönvalvoja voi lähettää asentajat korjaamaan vikaa, joten itse vian korjaantuminen ei tehorajoituksen takia hidastu. Käytönvalvoja joutuu käyttämään merkittävästi enemmän aikaa yhteen vikaan liittyvien asioiden hoitamiseen, mikäli vika aiheuttaa tehorajoituksen tarpeen.

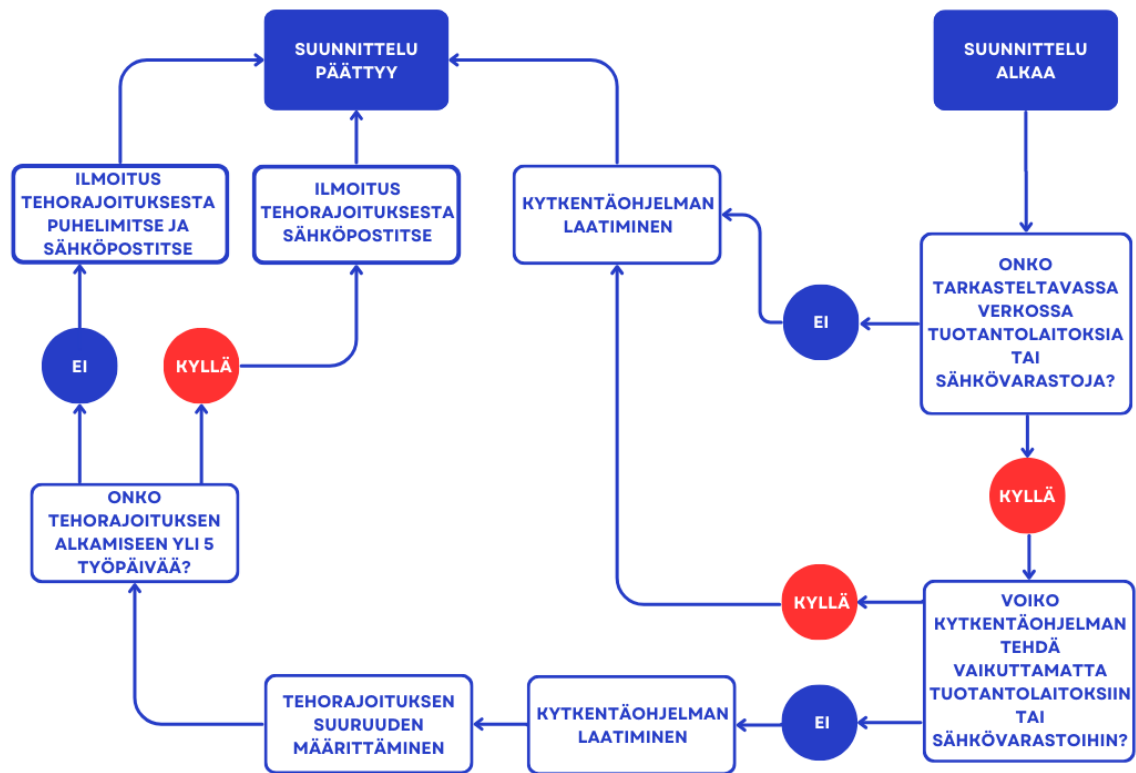
Osana tehorajoituksen suuruuden määrittämistä käytönvalvojan tulisi alkuun tarkastella mittaustiedoista ja verkon topologiasta silmämääräisesti, onko tehorajoitukselle tarvetta. Mikäli tarve havaitaan silmämääräisellä tarkastelulla, voidaan tehorajoituksen suuruus määrittää mallintamalla sen hetkinen kytkentätilanne ja verkossa oleva tuotantolaitos tai sähkövarasto verkkotietojärjestelmään. Tehorajoituksen suuruus määritetään samalla tavalla kuin tässä työssä, eli tehonjakolaskentaa tarkastellen simuloidaan tuotannon eri määriä ja pyritään löytämään iteroimalla sellainen tuotannon määrä, jolla verkon

jännitetaso ja laitoksen liittymispisteen nopeat jännitemuutokset laitoksen irtikytketyessä ja tuotannon vaihdellessa pysyy haluttujen raja-arvojen sisällä. Toinen vaihtoehto määrittää tehorajoituksen suuruus olisi soittaa tuotantolaitoksen tai sähkövaraston käytöstä vastaavalle henkilöstölle. Puhelun aikana laitos palautettaisiin pienellä teholla verkkoon ja käytönvalvoja samalla seuraisi käytönvalvontajärjestelmän mittaustietoja. Tehoa nostettaisiin rauhalliseen tahtiin niin kauan, että löydettäisiin sopiva maksimipäteho, joka jäisi voimaan vikatilanteen keston ajaksi. Molemmat yllä esitetyt menetelmät ovat työläitä ja vievät todella paljon aikaa verrattuna siihen, kauan käytönvalvojalla kuluu keskimäärin aikaa yhden keskijänniteverkon vian hoitamiseen. Jos käytönvalvojalla ei ole aikaa määrittää tehorajoituksen suuruutta edellä esitetyillä menetelmillä, joudutaan tuotantolaitos tai sähkövarasto pitämään irti Elenian verkosta.

Tehorajoitusprosessi kytkentäsuunnittelussa eroaa vikatilanteessa tapahtuvasta tehorajoituksesta. Tehorajoitusprosessi kytkentäsuunnittelussa on esitetty kuvassa 18. Tehorajoituksen laskentaprosessi säilyy kuitenkin samana kuin vikatilanteessa. Kytkentäsuunnittelua tehdessä tehorajoituksen suuruus määritetään, mutta tehorajoituksen toimeenpano ja purkaminen tapahtuu vasta, kun kytkentäohjelmaa suoritetaan. Kytkentäsuunnittelussa tehorajoituksen määrittämiseen on enemmän aikaa, joten käyttäjällä on paremmat mahdollisuudet simuloida eri kytkentätilannevaihtoehtoja kuin vikatilanteessa. Tämän vuoksi osana kytkentäsuunnittelua tehtävissä tehorajoituksissa voidaan joissain tilanteissa saavuttaa vikatilanteisiin nähden optimaalisempi kytkentätila verkon käyttövarmuuden, asiakashaitan minimoinnin sekä tuotantolaitosten ja sähkövarastojen kannalta.

Tehorajoitusprosessi kytkentäsuunnittelussa on muodostettu tässä työssä tehtyjen tutkimusten ja työkokemuksen perusteella. Kytkentäsuunnittelun prosessi on yksinkertaisimmillaan kolme vaihetta sisältävä prosessi, jossa suunnittelu alkaa, laaditaan kytkentäohjelma ja suunnittelu päättyy. Kytkentäohjelman laatiminen on todella monimutkainen prosessi ja se ei ole olennainen tässä työssä. Tehorajoitusprosessi kytkentäsuunnittelussa on tässä työssä rakennettu kytkentäsuunnittelun kolmen vaiheen prosessin ympärille. Tärkeää prosessissa on se, että käyttäjä tai järjestelmä tekee tarkastelun mahdollisista tuotantolaitoksista tai sähkövarastoista siinä verkon osassa, mihin suunniteltu työ vaikuttaa. Mikäli tarkasteltavassa verkossa ei ole tuotantolaitoksia tai sähkövarastoja tai mikäli jakorajamuutoksilla voidaan poistaa työn vaikutus tuotantolaitokseen tai sähkövarastoon, voidaan siirtyä suoraan kytkentäohjelman laatimiseen ja suunnittelu päättyy, kun kytkentäohjelma on laadittu. Mikäli kuitenkin tarkasteltavassa verkossa on tuotantolaitos tai sähkövarasto, joudutaan määrittämään tehorajoitus. Viestintä on lisätty osaksi tehorajoitusprosessia kytkentäsuunnittelussa, koska on sekä Elenian että tuotantolaitoksen

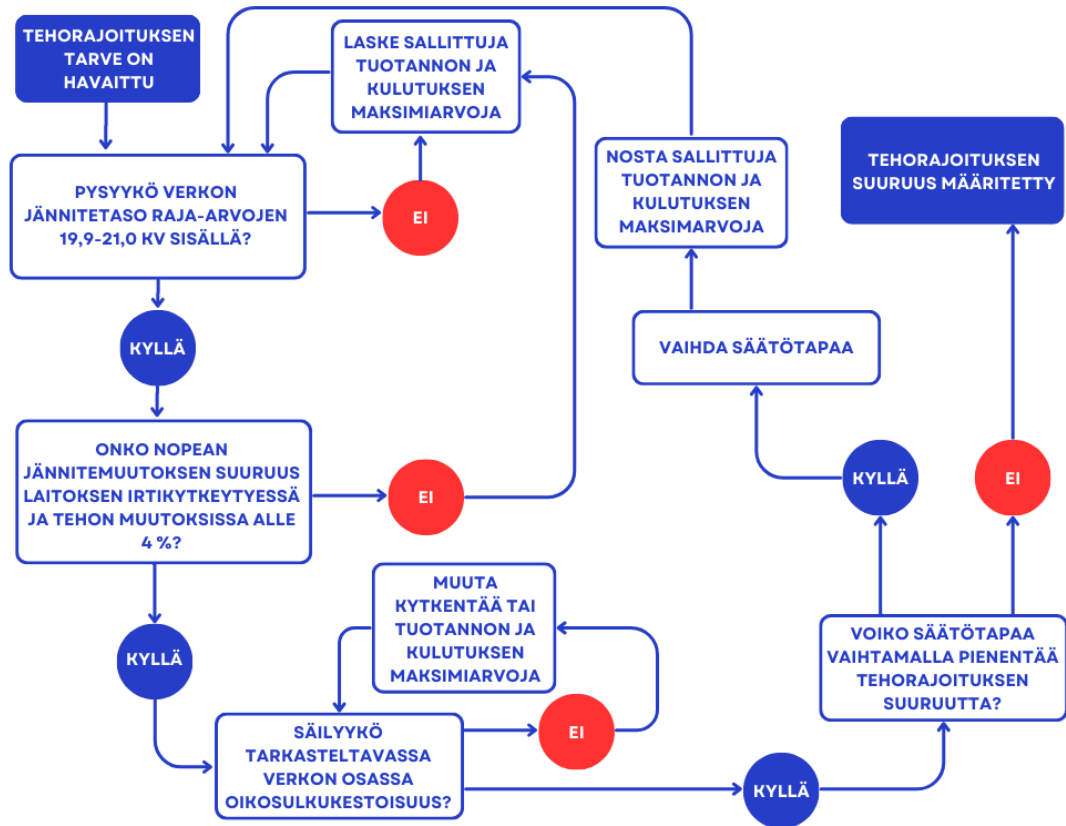
tai sähkövaraston käytöstä vastaavan henkilöstön etu, että tieto tehorojoituksesta annetaan heti, kun siitä tiedetään. Näin ollen tuotantolaitoksen tai sähkövaraston käytöstä vastaava henkilöstö voi valmistautua tehorojoituksen toteuttamiseen hyvissä ajoin.



**Kuva 18.** Tehorajoitusprosessi kytkentäsuunnittelussa.

Kehittyneessä käytöntukijärjestelmässä tehorojoitustyökalun avulla tehorojoitusprosessista saataisiin merkittävästi nopeampi ja luotettavampi. Tehorojoituksen suuruuden määrittämisen hoitaisi järjestelmä ja käytönvalvojan tehtäväksi jäisi vain sen toimeenpano puhelimitse. Tehorojoituksen suuruuden määrittämisessä tulisi ottaa huomioon ne asiat, joita simulointitarkasteluissakin tarkasteltiin. Tehorojoituksen laskentaprosessi on esitelty kuvassa 19. Kun käytönvalvoja on rajannut vian ja palauttanut sähkötkä verkon terveisiin osiin, tai käytönsuunnittelija on suunnitellut keskeytyksen tai jännitetyön vaativat kytkentätoimenpiteet, on saavutettu kytkentätilanne, johon kehittynyt käytöntukijärjestelmä laskee tehorojoituksen. Järjestelmä voi ehdottaa käyttäjälle kytkentämuutoksia, joilla tehorojoitusta saadaan pienemmäksi ja halutessaan käyttäjä voi toteuttaa nämä muutokset. Verkossa on paljon muuttuvia tekijöitä, joita järjestelmä ei välttämättä osaa ottaa huomioon, jonka vuoksi halutun kytkentätilanteen päättää käyttäjä ja järjestelmä ainoastaan ehdottaa muutoksia. Järjestelmä ei välttämättä tunnista tietyille häiriöille ja tilanteille herkkiä erikoisasiakkaita tai tiettyjä toimimattomia ratkaisuja verkossa. Käytönvalvojat ja käytönsuunnittelijat määrittävät kytkentätilanteen käyttövarmuus edellä, jolloin

lopullinen kytkentätilanne voi erota siitä, mitä järjestelmä suosittelee maksimaalisen tuotantotehon mahdollistamiseksi.



**Kuva 19.** Tehorajoituksen laskentaprosessi.

Kuvasta 19 nähdään, kuinka monimutkainen tehorajoituksen laskentaprosessi on. Tyyliiltään laskentaprosessi on iteratiivinen ja oikean tehorajoituksen suuruuden löytäminen voi vaatia useita iterointikiertoja. Tämä osaltaan tekee tehorajoituksen suuruuden määrittämisestä työlästä, jonka vuoksi järjestelmän tulisi automaattisesti määrittää tehorajoituksen suuruus vallitsevan kytkentätilanteen mukaan. Laskentaprosessi on muodostettu simulointitarkastelujen ja haastattelututkimuksen pohjalta. Raja-arvot laskennassa perustuvat ohjeisiin ja standardeihin sekä työssä tehtyihin tutkimuksiin. Laskentaprosessin vaiheiden järjestys on määräytynyt simulointitutkimuksen perusteella. Verkon jännitetaso ollessa yleisin tehorajoituksen aiheuttava tekijä, on sitä tarkasteltava ensin. Nopeiden jännitemuutosten suuruutta on loogista tarkastella vasta sitten, kun tehorajoituksen suuruus verkon jännitetaso kannalta on löytynyt, koska nopeita jännitemuutoksia tarkastellessa tarvitaan suurin sallittu tuotannon ja kulutuksen arvo. Oikosulkukestoisuutta on syytä tarkastella vasta, kun tehorajoituksen suuruus on määritetty verkon jännitetaso ja nopeiden jännitemuutosten kannalta, koska rajoitetulla teholla voi olla erilainen vaikutus verkon oikosulkukestoisuuteen. Lopuksi tarkastellaan säätötavan vaihtamista, koska sen vaikutus tehorajoituksen suuruuteen riippuu rajoitetun tehon määrästä.

Automaattinen tehorajoituksen suuruuden määrittäminen nopeuttaa ja helpottaa tehorajoituksen toteuttamista. Käyttäjällä tulee kuitenkin olla mahdollisuus vaikuttaa tehorajoituksen suuruuteen käytöntukijärjestelmän laskennasta huolimatta. Haastattelututkimuksen perusteella käyttäjät haluaisivat, että kehittyneessä käytöntukijärjestelmässä olisi mahdollisuus simulointitilassa itse säätää tehorajoituksen suuruutta ja tarkastella laskennan antamia hälytyksiä erilaisilla tehorajoituksilla. Näin voitaisiin testata laskentatuloksia esimerkiksi tehorajoituksen mukaisen maksimipätötehon läheisyydessä.

Jotta kehittyneen käytöntukijärjestelmän laskemista tehorajoituksista saadaan luotettavia, tulee tuotantokohteiden ja sähkövarastojen mallinnusta käytöntukijärjestelmään kehittää. Tämän työn tutkimusten perusteella tuotantolaitosten ja sähkövarastojen osalta kehittyneeseen käytöntukijärjestelmään tulisi vähintään mallintaa laitteiston nimellisteho, liittymispisteen jännitemittaus, pätötehomittaus, loistehomittaus, tehokerroin sekä tieto kullakin hetkellä käytössä olevasta loistehon säätötavasta. Jotta tuotantolaitosten ja sähkövarastojen käytettävyyttä voitaisiin mallintaa mahdollisimman tehokkaasti, tulisi kaikki loistehon säätötavat olla simuloitavissa kehittyneen käytöntukijärjestelmän laskennassa. Tuotantolaitosten ja sähkövarastojen onnistunut reaaliaikainen mallinnus kehittyneeseen käytöntukijärjestelmään vaatii myös laajaa tiedonvaihtoa Elenian ja tuotantolaitostai sähkövarastotoimijan välillä.

## **6.2 Käyttöliittymä tehorajoitusten toteutukseen ja hallintaan**

Käyttöliittymä on tärkeä osa tehorajoituksen toteuttamisen työkaluja ja se määrittää, kuinka tehokkaita ja hyödyllisiä työkalut ovat. Käyttöliittymässä tulee olla erillisiä toiminnallisuuksia käytönvalvontaan ja käytönsuunnitteluun. Tässä työssä ei pyritä yksityiskohtaisesti määrittelemään, millainen tehorajoitustyökalun käyttöliittymän tulisi tarkalleen olla. Tutkimuksen tavoitteena on haastattelujen perusteella määrittää, mitä asioita Elenian käytönvalvojien ja käytönsuunnittelijoiden mielestä tulisi ainakin olla tehorajoitustyökalun käyttöliittymässä.

Tehorajoitusten hallinnan mahdollistamiseksi työkalussa tulee olla selkeä listaus, josta käy ilmi kaikki sillä hetkellä käynnissä olevat tehorajoitukset sekä tiedossa olevat tulevat tehorajoitukset. Listauksessa tulee olla näkyvillä vähintään tehorajoituksen kesto, aikaväli, syy ja tehorajoituksen kohde. Listauksen tulee sisältää myös kantaverkkoyhtiön siirtokeskeytyksistä johtuvat tehorajoitukset.

Kukin tehorajoitus tulee voida avata omaan ikkunaan samalla tavoin kuin yksittäinen suunniteltu työ tai viasta johtuva keskeytys. Ikkunasta tulee saada lisätietoa tehorajoituksesta ja sen reaaliaikaisesta tilanteesta. Mikäli tehorajoitus on osa kytkentäohjelmaa,

tulisi ikkunassa olla linkki kyseiseen kytkentäohjelmaan ja mikäli tehorajoitus johtuu viasta, tulisi ikkunasta päästä vikakeskeytyksen hallintaikkunaan. Näillä tiedoilla tehorojoitusten hallinta helpottuu merkittävästi ja vuorossa oleva käytönvalvoja tai kytkentäsuunnittelua tekevä käytönsuunnittelija saa helposti yhdestä paikasta kaiken tarvittavan tiedon sen hetkisistä ja tulevista tehorojoituksista. Yksittäisen tehorojoituksen hallintaikkunasta tulisi käydä selkeästi ilmi, mitä tuotantolaitoksia tehorojoitus koskee. Hallintaikkunassa tulisi olla reaaliaikaiset teho- ja jännitemittaukset kultakin tuotantolaitokselta tai sähkövarastolta sekä tieto sen hetkisestä loistehon säätötavasta.

Mikäli yksi vikakeskeytys tai suunniteltu työ johtaa useamman eri tuotantolaitoksen tai sähkövaraston tehorojoitukseen, tulisi kaikki sitä vikaa tai työtä koskevat tehorojoitukset olla samassa hallintaikkunassa. Esimerkiksi kantaverkkoyhtiön siirtokeskeytyksistä johduvissa tehorojoituksissa joudutaan yhdellä tehorojoituksella rajoittamaan usein yli kymmenen eri tuotantolaitoksen tehoa. Nämä pitäisi kaikki saada sidottua yhteen tehorojoitukseen koontilistassa, jotta siihen ei muodostu liikaa rivejä, jolloin sen tarkastelu vaikeutuu.

Tehorojoitusten toteutukseen ei tarvita omaa käyttöliittymäikkunaa. Tehorojoituksen voi toteuttaa normaalissa käytöntukijärjestelmän käyttönäkymässä. Kehittyneessä käytöntukijärjestelmässä laskentaa ei tarvitse käyttäjän toimesta erikseen suorittaa, vaan järjestelmä suorittaa laskentaa reaaliaikaisesti aina, kun kytkentätilanne muuttuu. Kytkentätilanteen muuttuessa käytöntukijärjestelmän tulisi ehdottaa käyttäjälle tehorojoituksen suuruutta ja sopivaa säätötapaa esimerkiksi esiin nousevassa ilmoitusikkunassa. Kunkin tuotantolaitoksen ja sähkövaraston ominaisuudet tulisi voida avata erilliseen ikkunaan ja ikkunasta pitäisi löytyä esimerkiksi liukusäädin, jolla käyttäjä voisi itse simuloida eri tuotannon ja kulutuksen arvoja. Etenkin kytkentäsuunnittelussa käyttäjällä tulisi olla mahdollisuus testilla järjestelmän laskemien tehorojoitusten lisäksi muita tuotannon ja kulutuksen arvoja. Vikatilanteissa käyttäjä todennäköisimmin haluaa järjestelmältä suoraan tehorojoituksen suuruuden, mutta vikatilanteissakin pitäisi olla mahdollisuus avata sen hetkinen kytkentätilanne erilliseen simulointinäkymään, jossa käyttäjä voisi itse säätää tehorojoitusta ja testilla eri tuotannon ja kulutuksen arvoja. Verkkönäkymään visualisoidujen hälytysten avulla käyttäjä voisi tehorojoitusta säätäessään havaita, missä esimerkiksi jännite nousee liian korkeaksi ja tehdä sen perusteella jakorajamuutoksia, jolloin tehorojoitusta voitaisiin entisestään pienentää, mikäli järjestelmä ei esimerkiksi olisi havainnut joitain jakorajamuutoksien mahdollisuuksia.

## 7. JOHTOPÄÄTÖKSET JA TULOSTEN YHTEENVETO

Tässä luvussa esitellään yhteenveto simulointi- ja haastattelututkimuksen tuloksista ja tehdään niistä johtopäätökset. Simulointitarkasteluilla saatiin onnistuneesti mallinnettua erilaisten kytkentätilanteen muutosten vaikutuksia tehorojoitusten tarpeisiin. Haastattelututkimuksen avulla kyettiin määrittämään Elenian tehorojoitusprosessit vikatilanteissa ja kytkentäsuunnittelussa ja tehorojoitustyökalun käyttöliittymää koskevat vaatimukset Elenian näkökulmasta. Näiden lisäksi haastattelututkimuksessa selvitettiin asiantuntijoiden näkemyksiä tehorojoituksen suuruuteen vaikuttavien tekijöiden reunaehdoista tehorojoitusten laskennassa.

Simulointitarkastelut osoittavat, että tehorojoitusten tarve ei muodostu pelkästään sähköasemakorvauksista, vaan tehorojoituksen tarve voi muodostua jopa yhden erotinvälin ollessa pois käytöstä. Tämän vuoksi kehittyneen käytöntukijärjestelmän tulisi tarkastella tehorojoituksen tarvetta aina, kun verkon kytkentätilanne muuttuu. Laskennan tulisi tarkastella sitä verkon osaa, johon muuttunut kytkentätilanne vaikuttaa ja ilmoittaa käyttäjälle, mikäli esimerkiksi jännite nousee jossain kohti tutkittavaa verkon osaa liian korkeaksi. Tutkimuksen perusteella tehorojoitusten tarve tulee todennäköisimmin verkon jännitetaso liiallisesta noususta tai laskusta. Nopeiden jännitemuutosten vuoksi tehoa joudutaan joissain tilanteissa rajoittamaan entisestään.

Haastattelututkimuksen perusteella simulointitarkasteluissa käytetyt reunaehdot verkon jännitetasolle (20,00–20,60 kV) ovat turhan tiukat. Verkon käytön asiantuntijoiden näkemys on, että verkon jännitetaso voisi tehorojoitustilanteessa vaihdella 19,90–21,00 kilovoltin välillä. Kuten kappaleessa 5.1 mainittiin, verkon jännitetaso keskijänniteverkossa saa standardien puitteissa nousta jopa 21,0 kilovoltiin ilman, että pienjänniteverkon jännite nousee yli standardien salliman rajan. Verkon jännitetasoon voidaan vaikuttaa sähköasemalla päämuuntajan käämikytkimellä molempiin suuntiin 300 voltin verran. Loistehon hajautetuilla ja keskitetyillä kompensointilaitteistoilla voidaan myös vaikuttaa verkon jännitetasoon. Toisaalta esimerkiksi reaktorin yllättävä irtoaminen verkosta voi heilauttaa verkon jännitetasoa merkittävästi riippuen reaktorin koosta. Tällaisiin tilanteisiin on varauduttava ja reaktorin irtoamisen tapahtuessa tehorojoituksen aikana tehorojoitusta voidaan joutua kiristämään. Taulukossa 12 on vertailtu sallitun tuotannon ja kulutuksen arvoja simulointitarkastelujen tapauksessa 1 eri jännitetaso raja-arvoilla. Taulukossa on sekä matalan että korkean kuormitusasteen tulokset. Tapauksessa 1 tutkittiin

sähköasemakorvauksen vaikutusta johtolähdön varrella olevan 1,25 MW kokoiseen sähkövarastoon.

**Taulukko 12.** Sähkövaraston sallittu tuotannon ja kulutuksen määrä ja nopean jännitemuutoksen suuruus sähköasemakorvaustilanteessa eri jännitetason raja-arvoilla matalalla ja korkealla kuormitustasolla.

Jännitetason raja-arvot	Sallittu tuotanto	Sallittu kulutus	Nopea jännitemuutos	Verkon kuormitustaso
20,00–20,60 kV	0,00 MW	0,00 MW	0,00 %	Matala
19,90–21,00 kV	0,50 MW	1,00 MW	5,20 %	Matala
20,00–20,60 kV	0,60 MW	0,10 MW	2,40 %	Korkea
19,90–21,00 kV	1,25 MW	0,25 MW	5,20 %	Korkea

Taulukosta nähdään, että verkon jännitetasolle asetetuilla raja-arvoilla on merkittävä vaikutus sallitun tuotannon ja kulutuksen määrään. Matalalla kuormituksella kulutusta tarvitsee rajoittaa merkittävästi vähemmän ja korkealla kuormituksella tuotantoa voidaan sallia enemmän. Korkealla kuormituksella verkon jännitetason raja-arvojen muuttamisella ei ole kovin suurta merkitystä sallittuun kulutukseen, koska korkealla kuormituksella kulutus laskee verkon jännitettä ja vaihtoehtoisia jännitetason raja-arvoja käytettäessä matalin sallittu jännite on vain 100 voltia pienempi. Taulukossa esitettyjä sallittuja tuotannon ja kulutuksen määriä voitaisiin todellisessa tilanteessa kasvattaa joissain tilanteissa sähköaseman päämuuntajan käänkytkintä säätämällä ja verkossa olevien reaktorien käyttöä muuttamalla. Vaihtoehtoisilla jännitteen raja-arvoilla nopeat jännitemuutokset nousevat sallittua suuremmiksi. Nopean jännitemuutoksen suuruudeksi saadaan 3,9 %, kun matalan kuormituksen tilanteessa suurin sallittu kulutus lasketaan 0,6 megawattiin ja korkean kuormituksen tilanteessa suurin sallittu tuotanto lasketaan 0,9 megawattiin. Vaihtoehtoisilla jännitteen raja-arvoilla voidaan siis sallia pienempi tehorajoitus, mutta tällöin verkon jännitetason lisäksi rajoittavaksi tekijäksi nousee myös nopeiden jännitemuutosten suuruus, jonka vuoksi on tärkeää, että niiden suuruus tarkastellaan aina osana tehorajoituksen suuruuden määrittämistä. Voidaan siis todeta, että tehorajoitusten laskennassa jännitteen vaihteluvälinä kannattaa käyttää simulointitarkasteluissa käytetyn 20,00–20,60 kilovoltin sijaan 19,90–21,00 kilovoltia.

Simulointitarkasteluissa käytetyt korvauskytkennät on rakennettu siten, että tuotantolaitokset ja sähkövarastot saivat parhaan mahdollisen syöttösuunnan. Todellisessa tilanteessa esimerkiksi vian tai suunnitellun työn tapauksessa kytkentätilanne määritellään kuitenkin käyttövarmuuden ja asiakashaitan minimoinnin ehdoilla, jolloin lopullinen kytkentätilanne ei välttämättä ole niin suotuisa, kuten tässä työssä on. Osana asiakashaitan minimointia pyritään löytämään sellainen kytkentätilanne, jossa tuotantolaitoksille ja sähkövarastoille voidaan sallia mahdollisimman suuri tuotanto ja kulutus. Kuitenkin käyttövarmuuteen liittyvät tekijät voivat joissain tilanteissa määrittää kytkentätilanteen sellaiseksi, jossa tuotantolaitokset ja sähkövarastot eivät voi tuottaa ja kuluttaa yhtä paljon, kuin pelkän asiakashaitan minimoinnin mukaan muodostetussa kytkentätilanteessa. Esimerkiksi tapauksessa 1 tutkitun sähköasemakorvaustilanteen kytkentä voisi todellisessa tilanteessa erota tässä työssä käytettyyn kytkentätilanteeseen nähden. Verkossa voi olla myös jo ennestään jokin muu epänormaaliin kytkentätilanteeseen johtanut keskeytys, joka voi vaikuttaa siihen, millainen kytkentätilanne uudessa viassa muodostuu.

Simulointitutkimukset olivat aikaa vieviä ja työläitä. Tämän vuoksi tässä työssä tutkittiin vain kolmea eri tapausta. Tutkimusotanta on todella pieni, jonka vuoksi tuloksiin tulee suhtautua kriittisesti ja niitä ei voida yleistää kaikkiin tapauksiin. Erilaisia tapauksia tulisi simuloida ja tutkia enemmän, jotta saataisiin aikaan luotettavampia tuloksia. Etenkin erilaisia tuotantokohteita tulisi tarkastella sekä epänormaaleja kytkentätilanteita, jotka vaikuttavat useampaan kuin yhteen tuotantolaitokseen tai sähkövarastoon.

Työssä käytetty verkkotietojärjestelmän tehonjakolaskenta perustuu staattiseen malliin. Staattiseen malliin perustuvan laskennan käytössä yhtenä virhelähteenä on verkkotietojen epätarkkuudet kuten esimerkiksi virheelliset komponenttien arvot, kuten kaapeleiden pituus, impedanssi tai poikkipinta-ala, väärät kytkinlaitteiden tilat tai väärin kytketyt solmut ja haarat. Väärät sähkötekniset parametrit voivat vaikuttaa laskentatuloksiin merkittävästi. Yksi merkittävästi tehorajoituksen suuruuteen vaikuttava tekijä on verkon kuormitus. Verkkotietojärjestelmän kuormitusprofiileissa voi olla myös virheitä, jotka vaikuttavat tässäkin työssä tehtyjen simulointitarkastelujen tuloksiin. Realistisemman tuloksen laskennasta saisi, kun käytössä olisi reaaliaikaista mittaustietoa niin verkon kuormituksen osalta kuin myös tuotannon.

Simulointitarkasteluissa laskentaparametrien asetteluissa ja kytkentätilanteen mallintamisessa on myös inhimillisen virheen mahdollisuus. Työssä tutkittiin ainoastaan keski-jänniteverkkoon liittyneiden tuotantolaitosten ja sähkövarastojen tehorajoitustarpeita erilaisissa kytkentätilanteissa. Simulointitarkasteluja tulisi tehdä myös suurjännitteiseen jakeluverkkoon ja pienjänniteverkkoon liittyneisiin tuotantolaitoksiin ja sähkövarastoihin,

jotta tehorojoitus- ja laskentaprosesseja voitaisiin käyttää tutkimukseen perustuen jokaisella jännitetasolla.

Simulointitarkasteluihin tulisi käyttää myös verkkotietojärjestelmän lisäksi esimerkiksi PSCAD-ohjelmistoa. Verkkotietojärjestelmässä sähköaseman kiskojännite pysyy kaikissa tarkasteluissa vakiona, jonka vuoksi esimerkiksi nopeiden jännitemuutosten suuruuden tarkastelu olisi luotettavampaa tehdä ohjelmistolla, jossa sähköaseman kiskojännitteen muutos voidaan mallintaa. Työssä tarkasteltiin vain suuntaajakytkettyjä tuotantolaitoksia ja sähkövarastoja. Tulosten yleistettävyyden parantamiseksi tulisi tutkia myös esimerkiksi oikosulkugeneraattorin kautta kytkettyjä laitoksia. Niiden tapauksessa etenkin verkkoon kytkeytyessä tapahtuva nopea jännitemuutos voi olla yksi tehorojoituksen suuruuteen vaikuttava tekijä. Työssä tarkasteltujen tehorojoituksen suuruuteen vaikuttavien tekijöiden lisäksi tulisi tarkastella tuotantolaitoksen tai sähkövaraston loistehon säätötavan vaikutusta tehorojoituksen suuruuteen erilaisissa kytkentätilanteissa. Kaikkia loistehon säätötapoja ei voida mallintaa verkkotietojärjestelmässä, joten niiden tarkasteluun olisi hyvä käyttää esimerkiksi PSCAD-ohjelmistoa tai muuta vastaavaa ohjelmistoa.

## 8. YHTEENVETO

Tässä työssä tutkittiin tehorajoitusten toteuttamista kehittyneessä käytöntukijärjestelmässä. Työn tavoitteena oli määritellä, miten tehorajoitusten laskenta toteutetaan kehittyneessä käytöntukijärjestelmässä, millaiset ovat Elenian tehorajoitusprosessit ja millainen käyttöliittymä tehorajoitusten toteutukseen ja hallintaan tarvitaan kehittyneeseen käytöntukijärjestelmään. Tehorajoitusten tarpeen muodostumisen erilaisissa epänormaaleissa kytkentätilanteissa ja tehorajoitusten laskennan mallintamiseksi työssä toteutettiin simulointitarkastelu. Simulointitarkasteluissa simuloitiin verkkotietojärjestelmässä epänormaaleja kytkentätilanteita ja määriteltiin niissä tehorajoituksia Elenian keskijänniteverkkoon liittyneelle aurinkovoimalalle ja sähkövarastolle. Työssä suoritettiin myös haastattelututkimus, jossa haastateltiin käytöntukijärjestelmää päivittäisessä työssään käyttäviä elenialaisia, tavoitteena määritellä tehorajoitukseen liittyviä prosesseja ja käytäntöjä sekä tehorajoitusten toteuttamiseen ja hallintaan tarvittavaa käyttöliittymää.

Työssä tehtyjen määrittelyjen avulla Elenialla voidaan jatkossa toteuttaa tehorajoituksia pohjautuen määritettyihin prosesseihin. Työssä tehtyjen simulointitarkastelujen myötä on myös laadittu ohje, jonka avulla tehorajoituksia voidaan toteuttaa käyttäen olemassa olevia järjestelmiä siihen saakka, kunnes kehittynyt käytöntukijärjestelmä saadaan käyttöön. Tehorajoituksen laskentaprosessin kaaviota hyödyntäen kehittyneeseen käytöntukijärjestelmään voidaan alkaa kehittämään laskentamallia, joka kykenee laskemaan tehorajoituksia kaikkiin kytkentätilanteisiin tehokkaasti ja luotettavasti. Kehittyneen käytöntukijärjestelmän toteuttaessa tehorajoitusten laskennan voidaan yhtä tehorajoitusta kohti säästää useissa tilanteissa merkittävästi aikaa. Työssä tehtyjen tutkimusten perusteella tehorajoituksia toteutettaessa tulee tarkastella verkon jännitetasoa, nopeita jännitemuutoksia liittymispisteessä, verkon oikosulkukestoisuutta ja loistehon säätötavan valintaa. Verkon jännitetason raja-arvot keskijänniteverkossa tulisi olla 19,90–21,00 kilovolttia. Nopeiden jännitemuutosten suuruus saa olla korkeintaan 4 % laitoksen irrotessa verkosta ja tehomuutoksissa. Laitoksen kytkeytyessä verkkoon nopeiden jännitemuutosten suuruus saa olla 3 %.

Simulointitutkimuksessa saatiin onnistuneesti mallinnettua tehorajoituksen tarve ja toteutus kolmessa eri tapauksessa. Laajemmalla otannalla tuloksista saataisiin yleistävämpiä johtopäätöksiä. Simulointitutkimuksessa käytettiin ainoastaan verkkotietojärjestelmää, jonka vuoksi kaikki simulointitulokset eivät välttämättä ole täysin oikeita. Tarkempia tuloksia olisi saatu, mikäli olisi käytetty järjestelmää, joka ottaa huomioon esimerkiksi kiskojännitteen muutoksen eri tilanteissa. Simulointitutkimuksessa päästiin suurimmilta

osin tavoitteisiin. Tehtyjen tutkimusten lisäksi tulisi vielä tarkastella loistehon säätötavan vaihtamisen vaikutusta tehorajoituksen suuruuteen. Haastattelututkimuksessa saatiin onnistuneesti kartoitettua Elenian verkon käytön asiantuntijoiden näkemyksiä tehorajoitusten toteuttamiseen ja hallintaan kehittyneessä käytöntukijärjestelmässä. Haastatte- luissa haastateltiin neljää henkilöä ja suuremmalla otannalla haastattelututkimuksen tu- loksista voitaisiin tehdä yleistävämpiä johtopäätöksiä.

Tehorajoitusten toteuttamisen ja hallinnan työkaluja ja prosesseja tulisi tämän työn mää- rittelyjen lisäksi kehittää lisää. Tehorajoitusten laskenta tulisi määritellä ja laajentaa pien- jänniteverkkoon ja suurjännitteiseen jakeluverkkoon sopivaksi. Tehorajoitusprosessit tu- lisi myös määritellä pienjänniteverkkoon sopivaksi, jotta tarpeen vaatiessa tulevaisuu- dessa voidaan toteuttaa tehorajoituksia myös pienjänniteverkossa. Tehorajoitusten las- kentaa varten kehittyneeseen käytöntukijärjestelmään tulisi kehittää lisäominaisuuksia, joiden avulla laskennassa voitaisiin hyödyntää vuoden takaisten kuormitustietojen sijaan reaaliaikaisia sää-, kulutus- ja tuotantoennusteita. Tehorajoitusten toteuttamis- ja purka- misvaiheisiin tulisi kehittää sanomajärjestelmä, jonka avulla tehorajoitusten toimeen- pano- ja purkamiskäskyt voitaisiin lähettää valvomosta toiseen esimerkiksi SCADA-jär- jestelmien kautta ilman erillisiä puhelinsoittoja. Lisäksi verkon käyttöön liittyviin ohjeisiin Elenialla tulisi lisätä tehorajoituksiin liittyvät asiat.

## LÄHTEET

Aalto, A. et al. (2012) *Mistä lisäjoustoa sähköjärjestelmään? Loppuraportti*. Espoo: ÄF-Consult Oy. Saatavissa: [https://energia.fi/wp-content/uploads/2016/08/Mista\\_lisajoustoa\\_sahkojarjestelmaan\\_loppuraportti\\_28\\_11\\_2012.pdf](https://energia.fi/wp-content/uploads/2016/08/Mista_lisajoustoa_sahkojarjestelmaan_loppuraportti_28_11_2012.pdf) [viitattu 11.2.2025].

Alva Oy, (2024) *Usein kysyttyä: Sähkökattilat ja kaukolämpöakku*. Saatavissa: <https://www.alva.fi/blog/2024/04/11/usein-kysyttya-sahkokattilat-ja-kaukolampoakku/> [viitattu 19.2.2025].

Cactos Oy, (2024) *Sähkövarastot: Kaikki, mitä sinun tulee tietää BESS-järjestelmistä*. Saatavissa: <https://cactos.com/fi/artikkelit/sahkovarastot> [viitattu 18.2.2024].

Elenia, (2021) *Elenia uudistaa sähkönkulutuksen mittausta*. Saatavissa: <https://www.elenia.fi/tulevaisuuden-energia/sahkonkulutuksen-mittausuudistus/tietoa-mittausuudistuksesta> [viitattu 21.2.2025].

Elenia, (2024a) *Keskijänniteliittymien tekninen ohje*. Saatavissa: <https://www.elenia.fi/files/6ab764491bf708e02820bb7b1e40cbfb13eb93e3/elenia-keskijanniteliittymat-ohje-2024.pdf> [viitattu 16.1.2025].

Elenia, (2024b) *Suurjänniteliittymien tekninen ohje*. Saatavissa: <https://www.elenia.fi/files/390e3e11efc902eed293e8e7dfe4b1bdcb5512d1/elenia-suurjanniteliittymat-ohje-2024.pdf> [viitattu 16.1.2025].

Elenia, (2024c) *Verkkopalveluehdot VPE 2024*. Saatavissa: <https://www.elenia.fi/files/951cfa1643eb82b89d456a28aed56215533ef839/elenia-verkkopalveluehdot-2024-v2.pdf> [viitattu 7.4.2025]

Elenia, (2025a) *Sähkönjakelun keskeytysjärjestely*. Saatavissa: <https://www.elenia.fi/palvelut/yrityksille/sahkonjakelun-keskeytysjarjestely> [viitattu 7.2.2025].

Elenia, (2025b) *Sisäinen materiaali*. Rajoitettu saatavuus.

Energiateollisuus ry, (2024a) *Energiavuosi 2023 – Sähkö*. Saatavissa: [https://energia.fi/wp-content/uploads/2024/01/Sahkovuosi-2023\\_paivitetty.pdf](https://energia.fi/wp-content/uploads/2024/01/Sahkovuosi-2023_paivitetty.pdf) [viitattu 16.1.2025].

Energiateollisuus ry, (2024b) *Kaukolämmön vuositilastot: päästöt romahtivat, kaukolämpö tasoittaa sähkön hintavaihteluita, uusissa kerrostaloissa kaukolämmön suosio kääntynyt kasvuun*. Saatavissa: <https://energia.fi/tiedotteet/kaukolammon-vuositilastot-paastot-romahtivat-kaukolampo-tasoittaa-sahkon-hintavaihteluita-uusissa-kerrostaloissa-kaukolammon-suosio-kaantynyt-kasvuun/> [viitattu 19.2.2025].

Energiateollisuus ry, (2025) *Energiavuosi 2024 – Sähkö*. Saatavissa: [https://energia.fi/wp-content/uploads/2025/01/Sahkovuosi-2024\\_20250115.pdf](https://energia.fi/wp-content/uploads/2025/01/Sahkovuosi-2024_20250115.pdf) [viitattu 16.1.2025].

Envall, H., (2024) Suuntaajakytketyn tuotannon liittäminen keskijänniteverkkoon: Liitettävyyteen vaikuttavat rajoitukset ja reunaehdot.

Fingrid, (2018a) *Kulutuksen järjestelmätekniset vaatimukset KJV2018*. Saatavissa: [https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/20181212\\_kjv2018.pdf](https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/20181212_kjv2018.pdf) [viitattu 27.2.2025].

Fingrid, (2018b) *Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset VJV2018*. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kayttovarma-sahkon-siirto/vjv2018.pdf> [viitattu 14.1.2025].

Fingrid, (2019) *Sähkövarastojen järjestelmätekniset vaatimukset SJV2019*. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/sahkovarastojen-jarjestelmatekniset-vaatimukset-sjv2019.pdf> [viitattu 27.1.2025].

Fingrid, (2020) *Puhdas energia lisää kysyntäjouaston tarvetta – näin sitä syntyy*. Fingrid-lehti. Saatavissa: <https://www.fingridlehti.fi/puhdas-energia-lisaa-kysyntajouaston-tarvetta-nain-sita-syntyy/> [viitattu 20.2.2025].

Fingrid, (2022a) *Suomen sähköjärjestelmän sähköpulatilanteiden hallinta – ohje sidosryhmille*. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kayttovarma-sahkonsiirto/kh002---sahkopulatilanteiden-hallinta---ohje-sidosryhmille.pdf> [viitattu 8.1.2025].

Fingrid, (2022b) *Tietoa sähköpulasta*. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/tietoa-sahkopulasta/> [viitattu 8.1.2025].

Fingrid, (2023) *Tuulivoimatuotannon enimmäismäärää pienennetään länsirannikolla ajoittain lähikuukausien siirtokeskeytysten aikana*. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/ajankohtaista/tiedotteet/2023/tuulivoimatuotannon-enimmaismaaraa-pienennetaan-lansirannikolla-ajoittain-lahikuukausien-siirtokeskeytysten-aikana/> [viitattu 9.1.2025].

Haapaniemi, J. et al., (2022) *Laaja-alaisen aurinkosähkön yleistymisen huomioivat sähköverkon mitoitusperiaatteet*. LUT-yliopisto, Tutkimusraportti 147, Lappeenranta. Saatavissa: [https://lutpub.lut.fi/bitstream/handle/10024/164984/Laaja\\_alaisen\\_aurinkosahkon\\_yleistymisen\\_huomioivat\\_sahkoverkon\\_mitoitusperiaatteet\\_\\_projektiraportti\\_Final.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://lutpub.lut.fi/bitstream/handle/10024/164984/Laaja_alaisen_aurinkosahkon_yleistymisen_huomioivat_sahkoverkon_mitoitusperiaatteet__projektiraportti_Final.pdf?sequence=1&isAllowed=y) [viitattu 4.3.2025].

Hallituksen esitys 197/2024 eduskunnalle laeiksi sähkömarkkinalain ja sähköntoimitus-sopimusten vertailuvälineestä annetun lain muuttamisesta. Annettu Helsingissä 28.11.2024. Saatavissa: <https://www.finlex.fi/fi/hallituksen-esitykset/2024/197> [viitattu 12.3.2025].

Jenkins, N. et al., (2000) *Embedded Generation*. 1. painos. Stevenage: The Institution of Engineering and Technology.

Järventausta, P. et al., (2015) *Kysynnän jousto – Suomeen soveltuvat käytännön ratkaisut ja vaikutukset verkkoyhtiöille (DR pooli): Loppuraportti*. Saatavissa: <https://urn.fi/URN:ISBN:978-952-15-3485-0> [viitattu 20.2.2025].

Kivipuro, A., (2025) *Sähköverkkoon liittymistä koskevaan sääntelyyn esitetään merkittäviä muutoksia*. Fondia. Saatavissa: <https://fondia.com/fi/fi/ajankohtaista/artikkelit/sahko-verkkoon-liittymista-koskevaan-saantelyyn-esitetaan-merkittavia-muutoksia> [viitattu 12.3.2025].

Kulmala, A., Mäki, K., Repo, S. & Järventausta, P., (2009) Including Active Voltage Level Management in Planning of Distribution Networks with Distributed Generation. IEEE Bucharest PowerTech, pp. 1–6. Saatavissa: <https://ieeexplore-ieee-org.libproxy.tuni.fi/document/5282102> [viitattu 4.3.2025].

Kulmala, A., Repo, S. & Järventausta, P., (2014) *Coordinated Voltage Control in Distribution Networks Including Several Distributed Energy Resources*. IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 5 no. 4, 2014, pp. 2010–20. Saatavissa: KATO TÄHÄN LINKKI [viitattu 6.3.2025].

Kulmala, A., (2015) *Tuulipuiston kytkentä sähköasemalle sähkön laadun näkökulmasta*. Tampereen teknillinen yliopisto. Saatavissa: <https://www.elenia.fi/files/caf6bad4cdc1f1b9ea2e09a446e84b0c050d2e97/tuulivoimala-sahkoasemalla-v3.pdf> [viitattu 6.3.2025].

Lakervi, E. & Holmes, E. J., (1995) *Electricity distribution network design*. 2. painos. London: Peter Peregrinus.

Lakervi, E. & Partanen, J., (2008) *Sähkönjakelutekniikka*. Helsinki: Otatieto Helsinki University Press.

Netcontrol, (2023) *Netcon 3000 Resourceful SCADA system*. Saatavissa: [https://www.netcontrol.com/wp-content/uploads/2023/10/M00166-BR-EN-6\\_Netcon-3000-Brochure-1.pdf](https://www.netcontrol.com/wp-content/uploads/2023/10/M00166-BR-EN-6_Netcon-3000-Brochure-1.pdf) [viitattu 3.1.2025].

SFS-EN 50160, (2022) Yleisestä jakeluverkosta syötetyn sähkön jänniteominaisuudet. Suomen Standardisoimisliitto, 7. painos.

Sihvonen, S., (2015) *Kytkenäsuunnittelun kuvaus ja kehitys*. Opinnäytetyö: Tampereen ammattikorkeakoulu.

Suomen uusiutuvat ry, (2025a) *Teollisen kokoluokan aurinkovoima 2024*. Saatavissa: <https://suomenuusiutuvat.fi/media/aurinkovoima-2024.pdf> [viitattu 14.1.2025].

Suomen uusiutuvat ry, (2025b) *Tuulivoima Suomessa 31.12.2024*. Saatavissa: [https://suomenuusiutuvat.fi/media/tuulivoima\\_vuositilastot-2024.pdf](https://suomenuusiutuvat.fi/media/tuulivoima_vuositilastot-2024.pdf) [viitattu 14.1.2025].

Sähkömarkkinalaki 588/2013. Annettu Helsingissä 9.8.2013. Saatavissa: <https://www.finlex.fi/fi/lainsaadanto/2013/588> [viitattu 12.3.2025].

Thomas, M. S. & McDonald, J. D., (2015) *Power System SCADA and Smart Grid*. Boca Raton: CRC Press.

Trimble Oy, (2021a) *Trimble DMS*. Saatavissa: <https://upa.trimble.com/fi-fi/tuotteet/trimble-dms> [viitattu 2.1.2025].

Trimble Oy, (2021b) *Trimble NIS sähköverkoille*. Saatavissa: <https://upa.trimble.com/fi-fi/tuotteet/trimble-nis-sahkoverkoille> viitattu [15.1.2025].

Trimble Oy, (2023) *Sähkönjakelun tulevaisuus ja odotukset käyttötoiminnassa*. Saatavissa: <https://upa.trimble.com/fi-fi/fi/uutisia/sahkonjakelun-tulevaisuus-ja-odotukset-kayttotoiminnassa> [viitattu 25.2.2025].

Trimble Oy, (2024a) *Mikä ihmeen ADMS? Entä FLISR?* Saatavissa: [https://upa.trimble.com/fi-fi/adms\\_ja\\_flisr](https://upa.trimble.com/fi-fi/adms_ja_flisr) [viitattu 25.2.2025].

Trimble Oy, (2024b) *Reaaliaikainen tehonjakolaskenta tukee Eleniaa vihreän siirtymän haasteissa*. Saatavissa: <https://upa.trimble.com/fi-fi/news/reaaliaikainen-tehonjakolaskenta> [viitattu 25.2.2025].

Työ- ja elinkeinoministeriö, (2018) *Joustava ja asiakaskeskeinen sähköjärjestelmä. Älyverkkotyöryhmän loppuraportti*. Työ- ja elinkeinoministeriön julkaisuja 33/2018. Saatavissa: [https://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/161119/TEM\\_33\\_2018.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/161119/TEM_33_2018.pdf?sequence=1&isAllowed=y) [viitattu 12.3.2025].

Valtioneuvoston asetus 767/2021 sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta. Annettu Helsingissä 12.8.2021. Saatavissa: <https://finlex.fi/fi/laki/alkup/2021/20210767> [viitattu 21.2.2025].

Valtioneuvoston asetus 981/2022 varautumissuunnitelmaan sisällytettävästä sähkönkäyttöpaikkojen etusijajärjestyksestä. Annettu Helsingissä 8.12.2022. Saatavissa: <https://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2022/20220981> [viitattu 9.1.2025].

Vattenfall, (2024) *Hybriditeknologia vauhdittaa tuuli- ja aurinkoenergiaa*. Energy Plaza. Saatavissa: <https://energyplaza.vattenfall.fi/blogi/hybriditeknologia-vauhdittaa-tuuli-ja-aurinkoenergiaa> [viitattu 21.2.2025].

Verho, P., (1997) *Configuration Management of Medium Voltage Electricity Distribution Network*. Tampere: Tampere University of Technology.

Verho, P. et al., (1997) *Distribution management system*. Tampere: Tampere University of Technology.

## **Haastattelut**

Ahonen, P. (2025) *Käytönvalvoja, Elenia Verkko Oyj.* (15.4.2025)

Aalto, J. (2025) *Käytönsuunnittelija, Elenia Verkko Oyj.* (23.4.2025)

Piispanen, A. (2025) *Käytönvalvoja, Elenia Verkko Oyj.* (15.4.2025)

Silen, J. (2025) *Käytönsuunnitteluinsinööri, Elenia Verkko Oyj.* (16.4.2025)

# LIITE A: HAASTATTELUTUTKIMUKSEN KYSYMYSRUNGOT

Tässä työssä käytettiin kahta eri kysymyspohjaa riippuen haastateltavan toimenkuvasta. Käytönvalvojille ja käytönsuunnittelijoille oli omat erilliset kysymyspohjat, jotka erosivat lähinnä toimenkuvaan liittyvissä kysymyksissä.

## Käytönvalvojat

### 1. Alkutaustoituis

- 1.1 Montako keskijänniteverkon vikaa hoidat keskimäärin vuoron aikana?
- 1.2 Kuinka usein joudut hoitamaan suurjännitteisen jakeluverkon vikoja?
- 1.3 Kuinka usein sinun tarvitsee korvata sähköasema?
- 1.4 Kuinka usein tarvitsee asettaa tuotantolaitos tai sähkövarasto varasyöttösuuntaan?

### 2. Tehorajoitusten toteutus nykyään ja tulevaisuudessa

- 2.1 Kuinka usein tulee vastaan tilanteita, joissa tuotantolaitoksen tehoa joudutaan rajoittamaan?
- 2.2 Tuleeko tehorajoitusten tarve yleistymään? Miten paljon määrä kasvaa seuraavan viiden vuoden aikana?
- 2.3 Millaisissa tilanteissa tehoa joudutaan rajoittamaan?
- 2.4 Minkä vuoksi tehoa joudutaan rajoittaa ja mitä pitää ottaa huomioon tehorajoituksen suuruutta määritettäessä?
- 2.5 Kuinka pitkiä tehorajoitukset keskimäärin ovat?
- 2.6 Pitäisikö verkkoyhtiöllä olla tulevaisuudessa mahdollisuus toteuttaa tehorajoituksia suoraan asiakkaiden laitteistolle?
- 2.7 Mikä olisi sopiva jännitteen vaihteluväli tehorajoituksia toteutettaessa?

### 3. Tehorajoitusten toteutus kehittyneessä käytöntukijärjestelmässä

- 3.1 Miten kehittynyt käytöntukijärjestelmä voi tukea tehorajoitusten toteuttamista?
- 3.2 Pitäisikö kehittyneen käytöntukijärjestelmän suositella tiettyä maksimipätehon arvoa ja kytkentätilannetta suoraan, vai pitäisikö käyttäjällä olla mahdollisuus simuloida eri vaihtoehtoja?

#### **4. Tehorajoitusprosessi**

4.1 Kuvaile tehorajoitusprosessi vikatilanteessa.

4.2 Miten tehorajoitusprosessi muuttuu, kun kehittynyt käytöntukijärjestelmä tulee käyttöön?

#### **5. Tehorajoitustyökalun käyttöliittymä**

5.1 Mitä asioita tehorajoitustyökalun käyttöliittymässä tulisi ainakin olla?

5.2 Pitäisikö käyttöliittymässä olla erillinen osio siirtokeskeytyksistä johtuvien tehorajoitusten hallintaan, vai voisiko ne olla samassa listauksessa kuin verkkoyhtiön operatiivisesta toiminnasta johtuvat tehorajoitukset?

### **Käytönsuunnittelijat**

#### **1. Alkutaustoituis**

1.1 Kuinka monta kytkentäohjelmaa teet päivässä?

1.2 Kuinka usein sinun tarvitsee suunnitella sähköaseman korvaus?

1.3 Kuinka usein tarvitsee asettaa tuotantolaitos tai sähkövarasto varasyöttösuuntaan?

#### **2. Tehorajoitusten toteutus nykyään ja tulevaisuudessa**

2.1 Kuinka usein tulee vastaan tilanteita, joissa tuotantolaitoksen tehoa joudutaan rajoittamaan?

2.2 Tuleeko tehorajoitusten tarve yleistymään? Jos kyllä, miten paljon määrä kasvaa seuraavan viiden vuoden aikana?

2.3 Millaisissa tilanteissa tehoa joudutaan rajoittamaan?

2.4 Minkä takia tehoa joudutaan rajoittaa?

2.5 Mikä on yleisin tehorajoituksen kesto?

2.6 Pitäisikö verkkoyhtiöillä olla tulevaisuudessa mahdollisuus toteuttaa tehorajoituksia suoraan asiakkaiden laitteistoille?

2.7 Mikä olisi sopiva jännitteen vaihteluväli tehorajoituksia toteutettaessa?

#### **3. Tehorajoitusten toteutus kehittyneessä käytöntukijärjestelmässä**

3.1 Miten kehittynyt käytöntukijärjestelmä voisi tukea tehorajoitusten toteuttamista?

3.2 Pitäisikö kehittyneen käytöntukijärjestelmän suositella tiettyä maksimipäte-  
hoa ja kytkentätilannetta suoraan, vai pitäisikö käyttäjän pystyä simuloimaan eri  
vaihtoehtoja?

#### **4. Tehorajoitusprosessi**

4.1 Kuvaile tehorajoitusprosessi vaiheittain suunniteltua työtä suunnitellessa.

4.2 Miten tehorajoitusprosessi muuttuu, kun kehittynyt käytöntukijärjestelmä tulee  
käyttöön?

#### **5. Tehorajoitustyökalun käyttöliittymä**

5.1 Mitä asioita tehorajoitustyökalun käyttöliittymässä tulisi ainakin olla?

5.2 Pitäisikö käyttöliittymässä olla erillinen osio siirtokeskeytyksistä johtuvien te-  
horajoitusten hallintaan, vai voisiko ne olla samassa listauksessa kuin verkkoyh-  
tiön operatiivisesta toiminnasta johtuvat tehorajoitukset?